



GACETA OFICIAL

DIGITAL

Año CV

Panamá, R. de Panamá lunes 02 de noviembre de 2009

Nº 26401

CONTENIDO

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución Nº 2901

(De jueves 27 de agosto de 2009)

"POR LA CUAL SE APRUEBA LA CELEBRACIÓN DE UNA CONSULTA PÚBLICA PARA CONSIDERAR LA PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL CORRESPONDIENTE AL AÑO 2009, PRESENTADA POR LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A."

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución Nº AN No 2980-Elec

(De martes 29 de septiembre de 2009)

"POR LA CUAL SE APRUEBA LA ADDENDA Nº 1 AL INFORME INDICATIVO DE DEMANDAS PARA LOS AÑOS 2009 – 2018, PRESENTADA POR EL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO"

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución Nº AN No 2981-Elec

(De martes 29 de septiembre de 2009)

"POR LA CUAL SE APRUEBA LA ADDENDA Nº 2 AL INFORME INDICATIVO DE DEMANDAS PARA LOS AÑOS 2009 – 2018, PRESENTADA POR EL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO"

CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA

Decreto Nº 317-2009-DMySC

(De jueves 8 de octubre de 2009)

"POR EL CUAL SE APRUEBA EL DOCUMENTO TITULADO "MANUAL DE PROCEDIMIENTOS ADMINISTRATIVOS PARA EL PROGRAMA DE CENSOS 2010"

CONSEJO MUNICIPAL DE LAS TABLAS / LOS SANTOS

Acuerdo Nº 37

(De martes 16 de diciembre de 2008)

"POR EL CUAL SE APRUEBA EL PRESUPUESTO DE RENTAS Y GASTOS DEL MUNICIPIO DE LAS TABLAS PARA EL PERIODO FISCAL QUE CORRESPONDE DEL 1 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009"

REPÚBLICA DE PANAMÁ
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN N° 2901 –Elec
Panamá, 27 de agosto de 2009

“Por la cual se aprueba la celebración de una Consulta Pública para considerar la Propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2009, presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A.”

El Administrador General,
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reestructuró el Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, como organismo autónomo del Estado, con competencia para regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, telecomunicaciones, electricidad, radio y televisión, así como los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, modificada por el Decreto Ley N° 10 de 26 de febrero de 1998, "Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad", establece el régimen al que se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el numeral 1 del artículo 20 de la Ley 6 de 1997, le atribuye a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante la Autoridad) la función de regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica, para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos y de viabilidad financiera, así como propiciar la competencia en el grado y alcance definidos por la mencionada Ley e intervenir para impedir abusos de posición dominante de los agentes del mercado;
4. Que el numeral 4 del artículo 79 de la Ley No. 6 de 1997, otorga a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (en adelante ETESA), la responsabilidad de preparar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, que en adelante se llamará Plan de Expansión;
5. Que el artículo 4 del Decreto Ejecutivo N° 22 del 19 de junio de 1998, que reglamenta la Ley N° 6 de 1997, contempla que a más tardar el 30 de junio de cada año, la Empresa de Transmisión presentará a la Autoridad y a la Comisión de Política Energética los resultados del Plan de Expansión, incluyendo detalles de la información base utilizada para su elaboración;
6. Que el Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones, establece el procedimiento a seguir para la aprobación del Plan de Expansión;
7. Que el artículo 75, literal h, del Reglamento de Transmisión establece que la Autoridad realizará, después del 30 de junio y antes del 30 de octubre de cada año, una Consulta Pública para evaluar el Plan de Expansión en general y las modificaciones tarifarias previstas resultantes de las ampliaciones de transmisión a ejecutar incorporadas en el Plan de Expansión de corto plazo, el Plan de Reposición de corto plazo de los Activos Existentes y del Plan de Expansión del Sistema de Comunicaciones;
8. Que mediante nota No. ETE-DEOI-PLAN-109-2009 de 3 de julio 2009, ETESA remitió a la Autoridad Reguladora el Plan de Expansión correspondiente al año 2009;

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

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR la celebración de una Consulta Pública para considerar la “Propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2009”, presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A., la cual constituye el **ANEXO A** de la presente resolución.

SEGUNDO: COMUNICAR a todos los interesados en participar en la Consulta Pública de la cual trata el Resuelto Primero de esta Resolución, que a partir del día 28 de agosto hasta el 7 de septiembre de 2009, estará disponible la Propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2009, en la Dirección Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y en la sección de Avisos, de la página Web de Internet de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos **www.asep.gob.pa**

TERCERO: ESTABLECER el procedimiento a seguir en la Consulta Pública que considerará la propuesta de actualización del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2009, el cual se describe a continuación:

1. Avisos

La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, mediante Aviso publicado durante dos (2) días calendario en dos (2) diarios de circulación nacional, comunicará al público la realización de la Consulta Pública para la revisión de la propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2009.

2. Presentación de comentarios u objeciones:

a. Personas calificadas para entregar comentarios u objeciones:

- i. Los representantes legales de los agentes del mercado, conforme hayan sido registrados en la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, o las personas debidamente autorizadas por ellos mediante poder otorgado conforme a las disposiciones legales vigentes.
- ii. Los representantes legales de las empresas o personas naturales que a la fecha de la publicación de la presente Resolución hayan iniciado un proceso ante la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, para la obtención de una o varias concesiones y/o licencias para la prestación de los servicios público de electricidad.
- iii. Los representantes de las organizaciones, empresas o asociaciones públicas o privadas, o las personas debidamente autorizadas por ellos mediante poder otorgado conforme a las disposiciones legales vigentes.
- iv. Las personas naturales que actúen en su propio nombre y representación, o las personas debidamente autorizadas por ellos mediante poder otorgado conforme a las disposiciones legales vigentes.

b. Fecha y hora límite de entrega:

- i. Los interesados en presentar sus comentarios deberán hacerlo desde las ocho de la mañana (8:00 a.m.) del viernes 28 de agosto, hasta las tres de la tarde (3:00 p.m.) del lunes 7 de septiembre del año 2009.
- ii. En la fecha y hora señaladas, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos levantará un acta en la cual constará el nombre de las personas que hayan presentado sus comentarios.

c. Lugar de Entrega:

Edificio Office Park

Vía España y Fernández de Córdoba

Primer Piso, Dirección Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario.

En horario de 8:00 a.m. a 3:00 p.m.

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

**CONSULTA PÚBLICA
PARA LA REVISIÓN DE LA PROPUESTA
DEL PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA INTECONNECTADO NACIONAL -
2009**

NOMBRE, TELÉFONO, FAX Y DIRECCIÓN DEL REMITENTE

e. Contenido de la Información:

i. Nota remisoría: los comentarios y la información que los respalde deben ser remitidos a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante nota que debe ser firmada por las personas a que se refiere el punto 2.1 de este procedimiento. Dicha nota deberá estar acompañada de copia de la cédula de identidad personal o pasaporte de la persona que la suscribe.

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

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

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

v. El día 7 de septiembre de 2009, a las 3:00 p.m. la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos levantará un acta donde constará el nombre de las personas que han presentado comentarios u objeciones.

3. Disponibilidad de comentarios a los interesados:

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

Y los días 8 y 9 de septiembre de 2009 de 8:00 a.m. a 3:00 p.m. los comentarios estarán disponibles en las oficinas de Asesoría Legal de esta Entidad Reguladora, ubicada en el Edificio Office Park, Vía España y Vía Fernández de Córdoba, Primer Piso.

4. Fotocopiado: Cualquier interesado en obtener copias de los comentarios, deberá solicitarlo a su costo, del 9 al 11 de septiembre de 2009. Dichas copias serán entregadas a los solicitantes a más tardar el día martes 15 de septiembre de 2009.

CUARTO: ANUNCIAR que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos evaluará los comentarios recibidos como parte del proceso de esta Consulta Pública, y los mismos serán tomados en consideración en el proceso de aprobación de la actualización del Plan de Expansión correspondiente al año 2009.

QUINTO: Esta Resolución rige a partir de su expedición.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006 que modifica la Ley No. 26 de 29 de enero de 1996, Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, Decreto Ley No. 10 de 26 de febrero de 1998 y disposiciones concordantes.

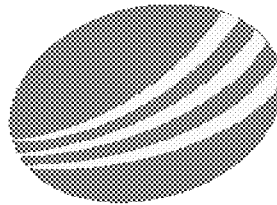
PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,

DENNIS E. MORENO R.
Administrador General



Plan de Expansión 2009

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.



ETESA

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2009 – 2023

GERENCIA DE PLANEAMIENTO

PANAMÁ

JULIO 2009



CONTENIDO

TOMO I: ESTUDIOS BÁSICOS	7
Capítulo 1: Proyección de Demanda.....	7
1.1. INTRODUCCIÓN.....	7
1.2. SUMARIO.....	8
1.3. METODOLOGÍA Y ALCANCE.....	9
1.3.1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	10
1.3.2. EVALUACIÓN DE PRONÓSTICOS ANTERIORES (Plan 2006-2020, 2007-2021)	14
1.3.3. CAMBIOS EN EL MODELO ORIGINAL	16
1.3.4. CAMBIOS FUTUROS EN EVALUACIÓN.....	18
1.3.5. ALCANCE DE LAS PROYECCIONES	18
1.4. EVOLUCION RECIENTE Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR.....	20
1.4.1. INDICADORES SOCIOECONÓMICOS	21
1.4.2. INDICADORES ELÉCTRICOS.....	34
1.5. INTEGRACION DE BOCAS DEL TORO.....	41
1.6. CAMPAÑA DE AHORRO ENERGÉTICO.....	42
1.7. CURVAS TÍPICAS.....	44
1.8. PRONÓSTICOS DE DEMANDA, SEGÚN ESCENARIOS.....	50
1.8.1. ESCENARIO MEDIO O MODERADO.....	53
1.8.2. ESCENARIO ALTO U OPTIMISTA	54
1.8.3. ESCENARIO BAJO O PESIMISTA	54
1.8.4. DESAGREGACIÓN POR BARRA.....	56
1.9. CONCLUSIONES.....	58
1.10. REFERENCIAS	59
Capítulo 2: Definición de Políticas y Criterios.....	60
Capítulo 3: Estándares Tecnológicos y Costos de Transmisión	74
3.1 INTRODUCCIÓN	74
3.2 CRITERIOS TECNOLÓGICOS GENERALES.....	74
3.2.1 Líneas de Transmisión	75
3.2.2 Subestaciones.....	78
3.3 COSTOS DE COMPONENTES DE TRANSMISIÓN.....	83
3.3.1 Líneas	83
3.3.2 Subestaciones.....	86
Capítulo 4: Diagnóstico del Sistema de Transmisión de Corto Plazo.....	93
4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	93
4.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO	98
4.2.1 Análisis del Año 2009.....	99
4.2.2 Análisis del Año 2010.....	102
4.2.3 Análisis del Año 2011.....	105



 Plan de Expansión 2009

4.2.4 Análisis del Año 2012.....	108
4.3 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD	111
4.4 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO	112
4.5 ESQUEMAS DE CONTROL DE EMERGENCIA	113
Capítulo 5: Niveles de Confiabilidad.....	115
5.1 OBJETIVO	115
5.2 METODOLOGÍA	115
5.3 RESULTADOS DE CONFIABILIDAD	123
5.4 CONCLUSIONES	133
TOMO II: PLAN INDICATIVO DE GENERACION.....	134
Capítulo 1: Resumen Ejecutivo	134
Capítulo 2: Introducción	148
Capítulo 3: Criterios y Parámetros	149
Capítulo 4: Pronóstico de Demanda.....	151
Capítulo 5: Sistema de Generación Existente	154
5.1 SISTEMA DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICO	155
5.2 SISTEMA DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICO	156
5.3 PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS Y TERMOELÉCTRICAS	157
5.4 AUTOGENERADORES	158
5.5 RETIRO DE PLANTAS TÉRMICAS	159
Capítulo 6: Fuentes de Generación.....	160
6.1 RECURSOS NATURALES	160
6.1.1 Potencial Eólico.....	160
6.1.2 Potencial Hidroeléctrico.....	166
6.1.3 Turba.....	170
6.2 GENERACIÓN CON COMBUSTIBLES FÓSILES.....	171
Capítulo 7: Sistema de Generación Futuro	172
7.1 PROYECTOS EÓLICOS EN DESARROLLO	172
7.2 GENERACIÓN ELÉCTRICA CON TURBA.....	173
7.3 PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS CON PROCESO DE ADQUISICIÓN DE CONCESIÓN EN TRÁMITE	174
7.4 PROYECTOS TERMOELÉCTRICOS CON COMBUSTIBLES E INSUMOS IMPORTADOS.....	175
Capítulo 8: Pronósticos de Precios de los Combustibles	177
Capítulo 9: Planes de Expansión de Demanda Media	179
9.1 ALTERNATIVAS ANALIZADAS Y SUS SENSIBILIDADES.....	181
9.2 INTEGRACIÓN ENERGÉTICA PANAMÁ- COLOMBIA.....	231
9.3 RESUMEN.....	232
Capítulo 10: Planes de Expansión de Demanda Alta	240
Capítulo 11: Análisis de Riesgos Asociados	251
11.1 ANÁLISIS DE LOS RIESGOS	253
Capítulo 12: Conclusiones	275
TOMO III: PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN.....	280
Capítulo 1: Resumen Ejecutivo	280



 Plan de Expansión 2009

1.1 OBJETIVO	280
1.2 INFORMACIÓN UTILIZADA	280
1.3 METODOLOGÍA	281
1.4 CRITERIOS	282
1.5 DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL	283
1.6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE CORTO PLAZO	283
1.7 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LARGO PLAZO	283
1.8 CONCLUSIONES	284
1.9 RECOMENDACIONES	285
Capítulo 2: Introducción	292
2.1 INFORMACIÓN UTILIZADA	293
2.1.1 DEMANDA	293
2.1.2 GENERACIÓN	293
2.1.3 PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE 2008	296
2.1.4 PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2009	297
2.1.5 PROYECTOS VIABLES IDENTIFICADOS	297
2.1.6 INFORMACIÓN PARA EL MODELO ENERGÉTICO	298
2.1.7 INFORMACIÓN DE DETALLE PARA EL ANÁLISIS ELÉCTRICO	298
Capítulo 3: Descripción del Sistema de Transmisión	300
3.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN	300
3.2 ESQUEMAS DE CONTROL DE EMERGENCIA	305
Capítulo 4: Criterios Técnicos	308
Capítulo 5: Metodología	313
Capítulo 6: Diagnóstico del Sistema de Transmisión de Corto Plazo	315
6.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2009	315
6.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	315
6.1.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO	315
6.2.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS	315
6.2.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD	315
6.2.5 ANÁLISIS MODAL	316
6.2 ANÁLISIS DEL AÑO 2010	316
6.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	316
6.2.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO	316
6.2.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS	316
6.2.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD	317
6.2.5 ANÁLISIS MODAL	317
6.3 ANÁLISIS DEL AÑO 2011	317
6.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	317
6.3.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO	318
6.3.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS	318
6.3.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD	318
6.3.5 ANÁLISIS MODAL	319
6.4 ANÁLISIS DEL AÑO 2012	319
6.4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	319
6.4.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO	319



 Plan de Expansión 2009

6.4.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS	320
6.4.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD	320
6.4.5 ANÁLISIS MODAL	320
6.5 NIVELES DE CORTOCIRCUITO	320
Capítulo 7: Plan de Expansión de Corto Plazo	322
Capítulo 8: Análisis del Sistema de Transmisión de Largo Plazo	330
8.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2015	330
8.1.1 ESCENARIOS REGMHTCB9, REGMHTGD9 y REGMHTLA9	330
Capítulo 9: Resultados de la Evaluación Técnica-Económica y Selección del Plan de Expansión	332
9.1 EXPANSIÓN CON EXPORTACIÓN AL MER Y COMPENSACIÓN (50%) EN 2012 EN CIRCUITOS EXISTENTES (GUASQUITAS-VELADERO-LLANO SÁNCHEZ-PANAMÁ2)	332
9.2 EXPANSIÓN CON EXPORTACIÓN AL MER Y COMPENSACIÓN (50%) EN 2012 EN CIRCUITOS EXISTENTES (GUASQUITAS-VELADERO-LLANO SÁNCHEZ-PANAMÁ2) Y EXPANSIÓN EN CIRCUITO SIMPLE	343
9.3 EVALUACIÓN DE TRANSFORMADORES T3 DE CHORRERA Y LLANO SÁNCHEZ	347
Capítulo 10: Plan de Expansión de Largo Plazo	363
Capítulo 11: Plan de Expansión del Sistema de Comunicaciones	370
Capítulo 12: Plan de Reposición de Corto Plazo	371
Capítulo 13: Plan de Reposición de Largo Plazo	372
Capítulo 14: Plan de Planta General	373
Capítulo 15: Plan de Ampliaciones de Conexión	374
Capítulo 16: Plan de Expansión de Transmisión Estratégico	382
16.1 AMPLIACIÓN DE SUBESTACIÓN CALDERA 115/34.5 KV	383
16.2 SUBESTACIÓN CONCEPCIÓN 230/34.5 KV	385
Capítulo 17: Conclusiones	388
Capítulo 18: Recomendaciones	390



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	Comentarios de la ASEP y Agentes
Anexo 11	Respuesta a los comentarios de la ASEP y Agentes
Anexo 12	Salidas del caso REGMHTCB9
Anexo 13	Salidas del caso REGMHTGDC9
Anexo 14	Salidas del caso REGMHTTLA9
Anexo 15	Jerarquía y Codificación de Casos
Anexo 16	Metodología Análisis de Riesgo
Anexo 17	Salidas de los Análisis de Riesgo
Anexo 18	Metodología del Modelo OPTGEN
Anexo 19	Comentarios recibidos de los Agentes del Mercado
Anexo 20	Respuesta a los Comentarios
Anexo 21	Plan de Inversión
Anexo 22	Proyectos Candidatos
Anexo 23	Análisis de Flujo de Potencia
Anexo 24	Análisis de Estabilidad Transitoria
Anexo 25	Análisis de Corto Circuito
Anexo 26	Plan de Reposición de Corto Plazo
Anexo 27	Plan de Reposición de Largo Plazo
Anexo 28	Plan del Sistema de Comunicaciones
Anexo 29	Plan de Planta General
Anexo 30	Herramientas de Cálculo
Anexo 31	Modelos Dinámicos



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 y sus modificaciones aprobadas mediante la Resolución N° AN-No.1802-Elec del 16 de junio de 2008

Los pronósticos de demanda descritos en este informe serán utilizados en la revisión del Plan de expansión 2009-2023. Tal, como lo establece el RT se incluyen los datos, detalles metodológicos, resultados intermedios y finales de pronóstico de energía y potencia, a nivel del Sistema Principal de Transmisión y su desagregación al nivel de barras, de acuerdo con los requerimientos de los distintos estudios del Plan de Expansión.

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

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

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

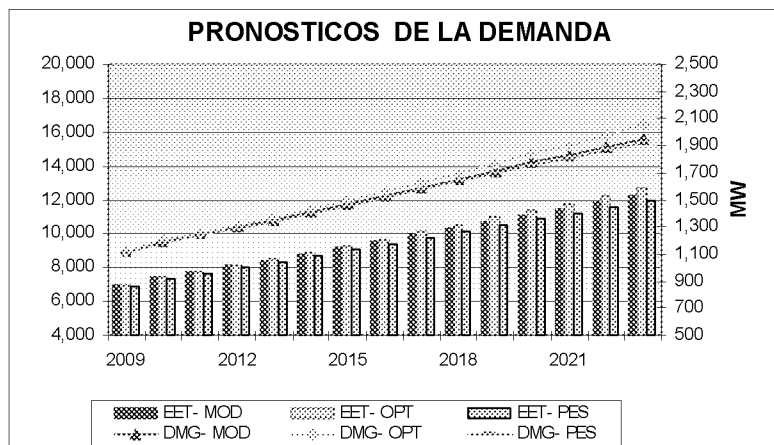
¹ Durante los años 2002-2005, de acuerdo a la resolución JD-2627, las actualizaciones de los Planes de Expansión se realizaban con base a los pronósticos provenientes del Informe Indicativo de Demanda elaborado anualmente, por el Centro Nacional de Despacho.



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 4.0 a 4.4% promedio anual, para todo el periodo de análisis, mientras que la potencia máxima exigida al sistema podría crecer entre 3.9 a 4.2%, de darse situaciones socioeconómicas pesimistas a una opción optimista, respectivamente. Es necesario mencionar que estas proyecciones incluyen el efecto de la campaña de Disminución de la Demanda Eléctrica Nacional.(Plan Bombillo)²



Las premisas básicas de estas proyecciones se fundamentan en las recientes perspectivas económicas de índole positivas de Panamá, en ámbito de una crisis mundial económica - financiera en los próximos dos años con crecimiento superiores a los promedios históricos, liderizados lo interno por los trabajos de ampliación del Canal, al efecto del

² En el acápite _____ se explica en detalle la introducción de esta variable en el desarrollo de los pronósticos de demanda.



aprovechamiento del débil entorno económico internacional y de las fuerzas dinamizantes al entorno interno impulsan el salto reciente y sostenido de la economía nacional

Para el corto plazo (2009-2013), los cálculos reflejan crecimientos mas altos, entre 4.6 y 4.9%, según la ocurrencia de escenarios moderado, optimista o pesimista, respectivamente. En el largo plazo (2014-2023), las tasa de crecimiento son mas moderadas respondiendo a escenarios mas conservadores con respecto a los parámetros económicos.

Los escenarios analizados 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.

		TASAS DE CRECIMIENTO CONSIDERANDO AHORRO ENERGÉTICO					
PERIODO		MODERADO		OPTIMISTA (ALTO)		PESIMISTA (BAJO)	
		ENERGIA GWh	POTENCIA MW	ENERGIA GWh	POTENCIA MW	ENERGIA GWh	POTENCIA MW
CORTO PLAZO	2009-13	4.79	4.11	4.93	4.26	4.59	3.92
LARGO PLAZO	2014-23	3.83	3.77	4.18	4.11	3.69	3.62
ANALISIS	2009-23	4.15	3.88	4.43	4.16	3.99	3.72

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.

Por consiguiente, ETESA utiliza los modelos econométricos desarrollados específicamente por PREEICA para el sistema eléctrico nacional, con el fin de pronosticar la demanda de energía eléctrica, basada en 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)³, la ASEP y/o las distribuidoras.

Adicionalmente, como se puede apreciar en la evaluación de los pronósticos elaborados en los últimos tres años (acápito 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,

³ Con la Ley 52 del 30 de julio de 2008, las funciones de la COPE serán parte de la Secretaría de Energía.



consistentes con la realidad panameña y la disponibilidad de información. Luego, se tradujeron esta hipótesis en un modelo matemático de regresión lineal múltiple, con notación matricial de variables explicadas, explicativas y se calcularon parámetros de regresión. Posteriormente, se realizaron pruebas estadísticas de bondad de ajuste. Finalmente, se pronosticaron las variables explicativas y se calcularon las proyecciones de las variables explicadas. En el Anexo 1 se presentan los detalles metodológicos de cada paso.

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

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

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

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

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

---Distribución normal de residuos: Los modelos de regresión lineal se fundamentan en el principio de que los residuos tienen una distribución normal, con un valor esperado de cero. En otras palabras, las diferencias entre los valores reales y los valores estimados deben depender exclusivamente de factores aleatorios. Para este fin, se usa el estadístico Jarque Bera (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.⁴

$$GWHRES(T) = 0.8443 \times GWHRES(T-1) + 0.2210 \times POBURB(T) - 0.2184 \times POBRUR(T) + 85.3536$$

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.

⁴ Como ejemplo se mostrara la ecuación correspondiente al sector residencial del escenario moderado, al igual que en los otros sectores.



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 (2002-2008), 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”.

$$GWHCOM(T) = 0.9733 \times GWHCOM(T-1) + 0.1306 \times PIBCOM(T) - 16.1524 \times PRETOT(T) + 107.6787$$

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 $PIBTOT(t)$. Este modelo de regresión lineal múltiple cumple con los cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste.

Sector Industrial:

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

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

$$GWHIND(T) = 0.4821 \times GWHIND(T-1) + 0.5795 \times PIBMAN(T) - 0.0097 \times PIBSUB(T) - 143.2459$$



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:

$$GWHOFI(T) = 0.8856 \times GWHOFI(T-1) + 0.0102 \times PIBREA(T-1) - 0.8353$$

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 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, se revisaron los pronósticos del 2008-2022 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 (2008), 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 2008.



Plan de Expansión 2009-2023

Estudios Básicos

Los cuales se encuentran compendiados algunos hasta el mes de octubre y otros datos solo presentas cifras hasta el primer semestre del año en curso.

VARIABLE	CONSUMO 2008 (GWh o MW)			
	PROYECCIÓN		2008 (P) Proyectado	Octubre
	ESCENARIO MODERADO	ESCENARIO OPTIMISTA		
Residencial	1,663.8	1,662.1	1,655.3	
Comercial	2,682.2	2,680.4	2,447.5	
Industrial	415.2	417.0	530.0	
Oficial	777.8	779.5	722.1	
Alumbrado	132.2	132.2	124.8	
Autoconsumo	5.9	5.9	0.0	
Bloque	21.7	22.7	0.0	
Otros	9.0	9.0	3.7	
Pérdidas	985.8	985.8	915.0	
TOTAL	6,693.6	6,694.6	6,398.4	
DMG	1,080.7	1,080.9	1,064.3	

DESVIACION (Proyección menos Real Preliminar)

VARIABLE	ESCENARIO MODERADO		ESCENARIO ALTO		PROMEDIOS	
	GWh o MW	%	GWh o MW	%	GWh o MW	%
Residencial	8.5	0.5%	6.8	0.4%	7.6	0.5%
Comercial	234.7	9.6%	232.9	9.5%	233.8	9.6%
Industrial	-114.8	-21.7%	-54.4	-10.3%	-84.6	-16.0%
Oficial	55.7	7.7%	57.4	7.9%	56.6	7.8%
Alumbrado	7.4	5.9%	7.4	5.9%	7.4	5.9%
Autoconsumo	5.9	5899900.0%	5.9	5899900.0%	5.9	5899900.0%
Bloque	21.7	21699900%	52.4	52400000.0%	37.0	37049950.0%
Otros	5.3	143.2%	5.3	143.2%	5.3	143.2%
Pérdidas	70.8	7.7%	70.8	7.7%	70.8	7.7%
TOTAL	295.2	4.6%	296.2	4.6%	295.7	4.62%
DMG	16.4	1.5%	16.6	1.6%	16.5	1.55%

Como resultado de este ejercicio se concluye lo siguiente:

- La desviación del modelo, en el estimado del consumo de energía, para el año 2007, es de 4.62% promedio, resultado mayor al preliminar de dicho año, tanto del escenario moderado, como del optimista.
- La desviación del modelo, en el estimado de Demanda Máxima de Generación (DMG), para el año 2007, es menor en 1.5% al DMG alcanzado el 12 de septiembre del presente año, en ambos escenarios.
- Las desviaciones con mayor peso significativo, se originan en el Sector comercial, industrial, las Ventas en Bloque y el autoconsumo que en el presente año no registro data.
- 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 2006-2008.
- Los cambios en los principales sectores de consumo son derivados de la cambiante economía de País, que este año se aproxima a un envidiable 10% de crecimiento económico, en un entorno de crisis económica-financiera global.



En esa consideración presentamos un resumen de las desviaciones de los resultados del modelo utilizado para la proyección de la demanda en el plazo inmediato.

CONSUMO PROYECTADO Y REAL PRELIMINAR DEL AÑO 2006

Tabla 1.2

EVALUACION PREDICTIVA DEL MODELO AÑOS 2005 -2008

CATEGORIA	DESVIACION DEL MODELO (%)			
	2005 (REAL)	2006 (REAL)	2007 (REAL)	2008 (PRE)
ENERGIA TOTAL	-3.58%	-1.26%	-0.60%	4.62%
DEMANDA MAXIMA	0.32%	0.93%	-0.50%	1.55%

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 mas claramente la tendencia errática de este sector. Aunque mantiene las 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 2006, frente al consumo preliminar el 2006 y las observaciones de la ASEP, ETESA determinó la necesidad de ajustar el modelo a partir del Plan 2007-2021, en los siguientes aspectos:

2. 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.
3. El Factor de Carga histórico (2001-2008) 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.
 4. 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.
 5. 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.
 6. 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.

Durante este año el Banco Interamericano de Desarrollo ha financiado una consultoría para la identificación de las herramientas de planeación de la transmisión eléctrica bajo incertidumbre, entre las cuales se incluye el proceso básico del pronósticos de la demanda.

Lamentablemente, a la fecha de inicio de los estudios básicos, requeridos para el Plan de Expansión 2009-2023 (octubre-2008), no se tiene aún las especificaciones que se requieren para determinar 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: 2009 y 2023.

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%

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 los últimos tres años se considero teóricamente razonable establecer solo dos contextos de proyección, para establecer una banda, dentro de la cual, se esperaba, se producirán los niveles de consumo reales. En el nuevo contexto de la situación económica global y sus efectos sobre entorno nacional se decidió introducir un escenario bajo o pesimista.

- 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.
- c) **Escenario Bajo o Pesimista:** con el objetivo de considerar un cambio brusco de sentido en la tendencia de los últimos cuatro años de las variables de impacto, que produzcan disminuciones significativas en el consumo de energía eléctrica.

Respecto a la probabilidad de ocurrencia de los escenarios planteados, se podría afirmar que todos tienen igual posibilidad, dada la incertidumbre de las variables explicativas del modelo. Para matizar la probabilidad de ocurrencia de un escenario sobre los otros se requerirían de pronosticar los derroteros las variables socio-económicas que sustentan los escenarios, labor que trasciende los objetivos de este informe.

En el entorno internacional, las turbulencias financieras desarrolladas en el año 2007 y a lo largo del presente año, crisis que comenzó en Estados Unidos también afecto el sector financiero de Europa y Asia, con sus efectos retardados a nivel global. 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.

El escenario alto se fundamenta en el hecho, que a lo interno, Panamá se encuentra en una etapa (2002-2008)de plena evolución y crecimiento



económico sostenido. Adicionalmente, se prevén en general favorables las condiciones socio políticas y económicas nacionales, basada principalmente en la ejecución de la ampliación del Canal de Panamá.

El escenario de baja o pesimista se contempla como consecuencia de un alargamiento de la crisis internacional, mas allá del periodo de dos años, lo que significaría que la actividad más dinámica como es el Transporte, Almacenamiento y Comunicaciones, que explica mas de un quinto de la economía nacional sufriría de un des - aceleramiento significativo, que sumado al efecto retardado en otras actividades influidas parcialmente por el estado de la economía mundial como son la Construcción, Hoteles y Restaurantes, la intermediación financiera, que en conjunto con la principal actividad explican la mitad del Producto Interno Bruto., definirían un des aceleramiento de los parámetros macroeconómicos.

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 38 años (1970-2008); 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.

Consecuentemente con el cronograma de trabajo para la elaboración de los "estudios básicos", los datos del último año no están totalmente disponibles en las fuentes oficiales, en consecuencia se conforman con datos estadísticos mensuales disponibles de diferentes fuentes primarias (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.

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 SOCIOECONÓMICOS					
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	Fórmula			
32	22 Producto interno bruto real según				
33	23 Producto interno bruto real de sectores subditos		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				
40	7 Ventas de energía en sector comercial	COMISIÓN DE POLÍTICA ECONÓMICA (COPE)			
41	8 Energía eléctrica disponible				
42	9 Ventas de energía en sector industrial				
43	10 Generación neta de energía eléctrica				
44	11 Ventas de energía en sector oficial				
45	12 Ventas de energía en otros sectores				
46	13 Pérdidas de energía eléctrica	Fórmula			
47	14 Pérdidas no técnicas				
48	15 Pérdidas técnicas en distribución	COPE			
49	16 Pérdidas técnicas en generación y transmisión				
50	17 Ventas de energía en sector residencial				
51	18 Ventas de energía en sectores básicos de consumo (residencial, comercial, industrial y oficial)	Fórmula			
52	19 Ventas de energía eléctrica				
53	20 Demanda máxima de potencia eléctrica		21	21%	21%
54	21 Potencia eléctrica instalada	COPE			
TOTAL			100	100%	100%

Tabla 1.4

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

1.4.1. INDICADORES SOCIOECONÓMICOS

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

Datos Demográficos



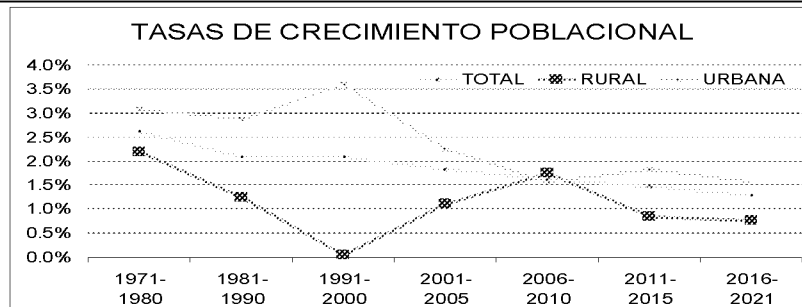
La Dirección Nacional de Estadística y Censo de la Contraloría General de la República de Panamá realiza, cada década, censos nacionales de población y vivienda, en cuyos datos se basan las proyecciones de población que se ajusta cada cinco años. El último censo, fue en el año 2000, cuando se llevó a cabo el Décimo Censo Nacional de Población y el Sexto Censo Nacional de Vivienda. Por su parte, el Centro Latinoamericano y Caribeño de Demografía (CELADE) publica en Internet (<http://www.cepal.org/estadisticas/>) las estimaciones y proyecciones de la población de Panamá desde 1950 hasta 2050, segregándolas en áreas urbanas y rural. Integrandó estas dos fuentes de información se conformó la base de datos demográfica de Panamá desde 1970-2008.

La población urbana se caracteriza por tener una tasa de crecimiento relativamente alta, producto del desplazamiento de población del área rural y de inmigrantes de otros países, que casi en su totalidad se asientan en el área metropolitana. (Eje del Canal)

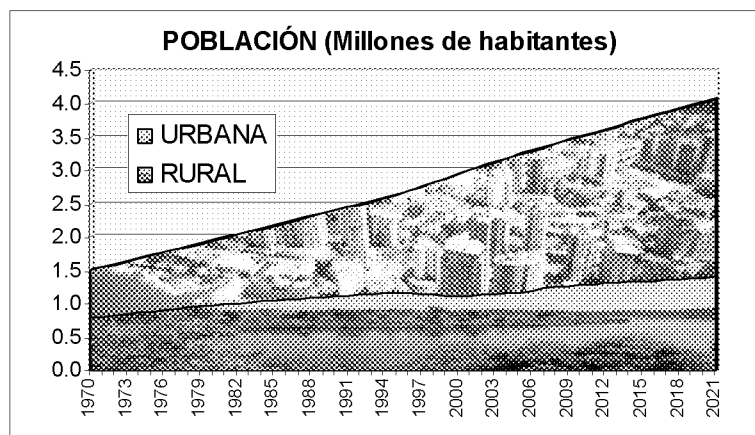
Según la más reciente proyección, publicada por la Dirección de Estadística, la población total de la República, al 1 de julio de 2008, se estima en 3.40 millones de personas, de las cuales el 64.0% (2.14 millones de personas) habita áreas urbanas.⁵ Vale destacar que la Provincia de Panamá, posee el mayor porcentaje de residentes en su área urbana, con 90.0%, lo que representa 1,56 millones de personas, equivalentes al 71.7% 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".

⁵ 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.



De acuerdo a dichas proyecciones, durante los 15 años del horizonte de planeamiento, (2009-2023), 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.



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 Esclusas⁶”
- 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 exterior⁷, 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...”*⁸

⁶ 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/>

⁷ Revista Istmo, marzo/2006, Sección Rostros, Roberto Roy, constructor panameño, presidente de Ingeniería R&M. www.revistaistmo.com/3-3/06-rostros.asp

⁸ 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.

Para el escenario pesimista se considero que a menos debido a procesos catastróficos de envergaduras como guerras prolongadas, pandemias localizadas en el país, en consideración a criterios conservadores, los parámetros de población no serán menores a los indicados en el escenario moderado.

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.

TASAS ANUALES ACUMULATIVAS, SEGÚN ESCENARIOS

PERIODOS	MODERADO	OPTIMISTA	PESIMISTA

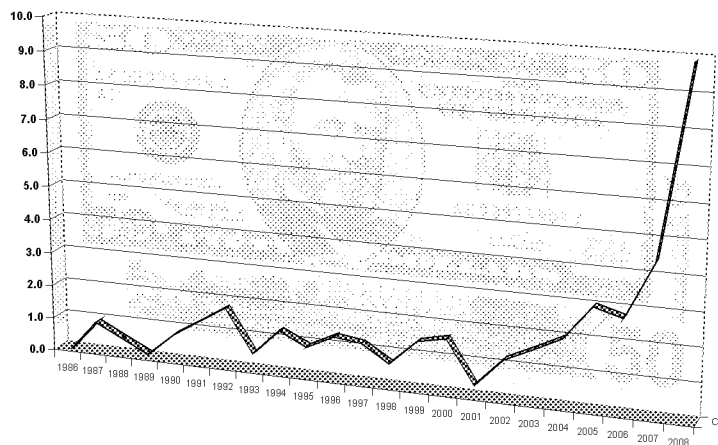
Inflación

Hasta mediados del 2007, la paridad del Balboa con respecto al dólar norteamericano, le había permitido a Panamá tener una inflación baja, históricamente este indicador había fluctuado alrededor del 1%. , Registrándose un crecimiento promedio durante los últimos (1985-2005), de 1.1% anual. Teniendo en los últimos cinco años (2004-2008)⁹ los de mayor

⁹ De acuerdo al Índice de Precios al Consumidor base 1987, empalmada con la serie base 2002,



crecimiento con una tasa promedio anual de 4.4%. El estimado de inflación promedio anual para el 2008 fue de 8.7%, registro solo superado por los topes de 1979 y 1980, la anterior crisis económica mundial provocada por el incremento de los precios del crudo.



En cambio, durante los últimos años (1997-2008), se ha registrado un crecimiento promedio anual, menor al 2.0%, siendo los tres últimos años, los de mayor crecimiento anual (4.7%), 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 9.5% al mes de octubre, tasa de inflación no alcanzada anteriormente, hasta periodos tan lejanos como fueron

ambas publicadas por la Contraloría General de la República (Anexo 3, Cuadro No. 5).

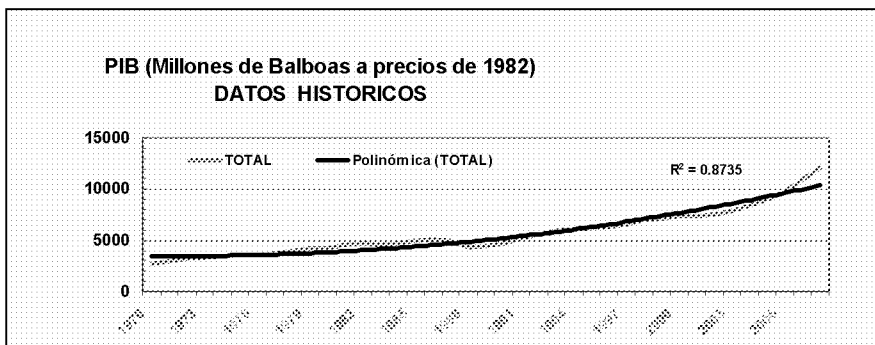


los años 1979-1981, con la anterior crisis provocada por los incrementos de precios de los combustibles, de ese periodo. De persistir incrementos de precios de esta magnitud, el efecto en el poder adquisitivo ha de convertirse en el futuro inmediato en un des-acelerador del consumo y su efecto derivado 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, los desarrolladores del modelo utilizado por ETESA para el pronóstico de la demanda eléctrica, se tomo como referencia la Serie base 1982, debido a que cubre un periodo de tiempo más extenso (1980-2001). Los datos anteriores a 1980 se derivaron de la Serie base 1970, mientras que los datos de 2002-2007 se derivaron de la Serie base 1996.

En las siguientes gráficas se presenta la evolución del PIB total y de la Industria Manufacturera. El coeficiente de determinación de 0.8735 de la curva de tendencia polinómica, del PIB, muestra mayor dispersión en los valores de los últimos años con respecto ala media, en promedio se ha tenido un crecimiento estable de 3.98% anual, con pequeños periodos de contracción. Es importante señalar que las tasas de crecimiento, de los últimos cuatro años, se sitúan en 9.2% promedio anual.

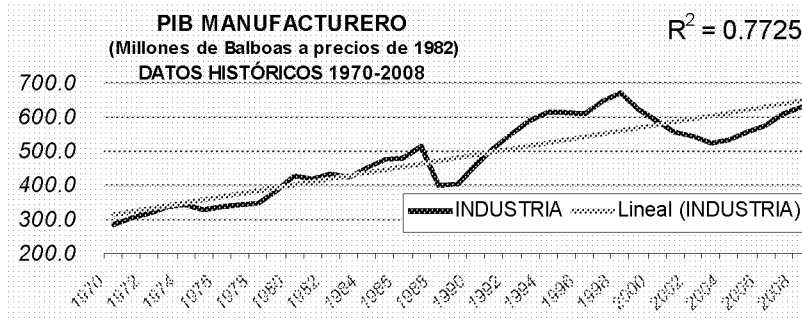


En cambio, el coeficiente de determinación de la serie de valor agregado de la Industria Manufacturera (0.7725) evidencia un comportamiento inestable, con periodos de contracción significativos y repetitivos no relacionados directamente, o derivados de políticas macroeconómicas. La última contracción se escenificó 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 cinco años



esta tendencia giro en sentido contrario, el valor generado por esta actividad registró crecimientos de un poco menos del 4%.



Así mismo, los insumos y cantidades físicas producidas de algunos productos manufacturados como son la madera aserrada, la fabricación de baldosas de granito, la fabricación de calzado, al igual que actividades de transformación de productos derivados de las actividades agropecuarias como el tabaco y la pesca para la producción de harina y aceite han disminuido significativamente y en algunos casos tienden a desaparecer.

Otros productos con algún proceso de 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 todo el 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 los puertos, el almacenamiento las telecomunicaciones, el comercio, la intermediación financiera, la construcción, los hoteles y restaurantes, el transporte, 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 Segundo Trimestre del año 2008, elaborado por el Ministerio de Economía y Finanzas y publicado recientemente, indica que el PIB creció en 9.5% 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 2008. Adicionalmente, se dispone de estimaciones de otras fuentes, de bancos multilaterales, 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 2008 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.

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), estudio revisado en abril del 2006, de cuyas 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"¹⁰ de INDESA. Es un estudio completo dirigido a estimar las relaciones intersectoriales que confluyen en el crecimiento nacional.

¹⁰ Estudio elaborado por INDESA, abril 2006.



En una primera instancia 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.

Pero en el transcurso del año anterior y el presente año en curso las perspectivas del entorno externo han variado ostensiblemente, con lo cual se ha decidido utilizar las tasas de cambio indicadas por tres de los escenarios planteados por INTRACORP para el estudio revisado de la Ampliación del Canal.¹¹

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 mas probable del Canal, Escenario No. 6, con expansión bajo el supuesto de costos máximos de obras de construcción en la ampliación del canal e incremento de peajes.¹² En contraste, para el escenario optimista se utilizan las tasas estimadas bajo los mismos supuestos pero considerando el mejor escenario posible, Escenario No. 7. Finalmente para definir el derrotero de la economía nacional en un escenario pesimista, se utilizó el peor escenario de ampliación del canal bajo los mismos supuestos, con un costo de inversión alto pero con incrementos promedio anual real 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 o 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, no se plantearon sobretasas de ajuste a lo estipulado por el estudio de INTRACORP en los escenarios utilizados. Los valores reales del PIB alcanzados en el periodo 2007 y la estimación proyectada de los valores del primer semestre del del 2008 son incrementados por las tasas estimadas de los escenarios seleccionados para inferir los valores del periodo 2009-2023.

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

¹¹ Estudio del Impacto Económico del Canal en el Ambito Nacional, Volumen V , Anexos INTRACORP abril del 2006

¹² A partir del 1 de julio de 2007 entró a regir la propuesta de modificación de las reglas de arqueo y de los peajes del canal de Panamá para los años 2007, 2008 y 2009, aprobada por la Junta Directiva de la ACP el 25 de abril del 2007.



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.¹³

Con respecto a los factores de impulso extranacional, las condiciones que se han presentado a lo largo de 2007, no preveían la baja de los precios del petróleo en el corto plazo, pero después de duplicarse los precios llegando a su techo en julio (145.40) los precios han bajado a menos de un tercio a inicios del mes de diciembre. Además, el necesario crecimiento estable (5.0%) de la economía mundial.¹⁴, 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 algebraica de los factores, 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 2011-2014, 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.

¹³ Los efectos de estos megaproyectos no han sido incluidas en el presente análisis, debido a que aun se encuentran en evaluación, la dimensión de sus efectos aun son imprecisos.

¹⁴ Ídem. Pág. 6.



Plan de Expansión 2009-2023

Estudios Básicos

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

PERIODO	AÑOS	MEJOR ESCENARIO (1)		ESCENARIO MAS PROBABLE (2)		PEOR ESCENARIO (3)	
		MONTO	TASA	MONTO	TASA	MONTO	TASA
1	2009	16,224.4	6.61	15,919.6	6.42	15,442.7	5.77
2	2010	17,288.4	6.56	16,893.0	6.11	16,302.3	5.57
3	2011	17,693.7	2.34	17,196.9	1.80	16,535.9	1.43
4	2012	17,873.6	1.02	17,302.1	0.61	16,588.8	0.32
5	2013	18,598.1	4.05	17,752.5	2.60	17,118.5	3.19
6	2014	19,617.1	5.48	18,592.3	4.73	17,984.5	5.06
7	2015	21,103.8	7.58	19,813.2	6.57	19,051.4	5.93
8	2016	22,387.4	6.08	20,630.7	4.13	19,603.3	2.90
9	2017	23,616.1	5.49	21,550.7	4.46	20,334.4	3.73
10	2018	25,366.2	7.41	22,992.7	6.69	21,592.6	6.19
11	2019	26,941.3	6.21	24,227.0	5.37	22,631.1	4.81
12	2020	28,521.8	5.87	25,457.4	5.08	23,652.3	4.51
13	2021	29,590.5	3.75	26,131.2	2.65	24,104.0	1.91
14	2022	31,116.0	5.16	27,125.6	3.81	24,886.2	3.25
15	2023	32,943.2	5.87	28,287.4	4.28	25,818.6	3.75
16	2024	35,259.0	7.03	30,100.6	6.41	27,279.9	5.66
17	2025	37,594.0	6.62	31,676.4	5.24	28,511.3	4.51
PROMEDIO			5.48		4.53		4.03

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

c) SECTOR MANUFACTURERO

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 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”*¹⁵

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*

¹⁵ Balance Económico de 2007 y Perspectivas hacia el 2008. Diciembre de 2007. Asesoría Económica, sindicato de Industriales (SIP)



creciendo aproximadamente en 4%”.¹⁶ 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 plantea la hipótesis que el sector manufacturero que históricamente había mantenido su participación estructural en el PIB de más 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 más bajo en la serie.¹⁷ 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 el 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 más allá de la adaptación y modernización del sector que le permita competir por el mercado doméstico 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 alcanza el 11% de las ventas totales de energía en el sistema.¹⁸ Por consiguiente, los costos crecientes de la energía eléctrica consumida que el sector ha debido soportar, se pueden convertir en un freno a la dinámica del sector, dependiendo de la estructura participativa de los costos en los diferentes procesos de transformación.

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

¹⁶ Idem.

¹⁷ Sustitución de Importaciones, Aranceles de protección, Certificados de Abono tributario (CAT)

¹⁸ De acuerdo a la información de los voceros del sector. Asesoría Económica del SIP



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,

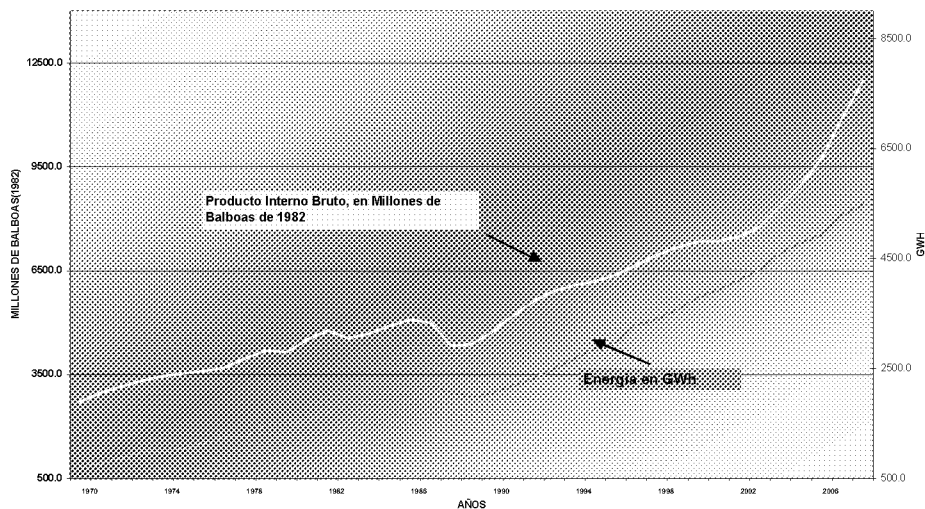


Figura 1.6

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

OFERTA

Energía Eléctrica Disponible = Generación Bruta – Autoconsumo

+ Importaciones – Exportaciones

Generación Neta = Generación Bruta – Autoconsumo

DEMANDA



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

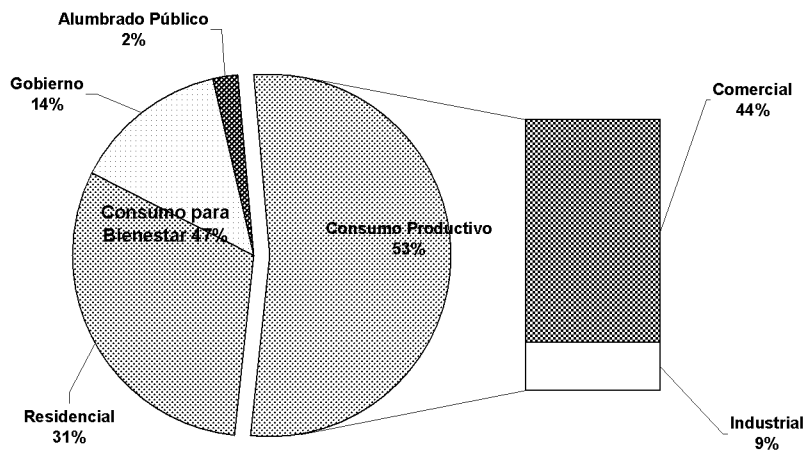
$\text{Ventas de energía eléctrica} = \text{Consumo de energía eléctrica}$

BALANCE

$\text{Energía eléctrica disponible} = \text{Demanda de energía eléctrica}$

La participación porcentual promedio (2001-2008) 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.

**ESTRUCTURA DE CONSUMO DE ELECTRICIDAD
PROMEDIO 2001-2007**



Al año 2008, la potencia eléctrica Instalada en Panamá, sin considerar ACP ni Sistemas Aislados es de 1,501 MW¹⁹, mientras la demanda máxima sin considerar el autoconsumo de ACP, hasta inicios del mes de diciembre del año corriente, es de 1,064.6 MW.

¹⁹ Incluye 26 MW de pequeñas centrales conectadas a las redes de distribución, el volumen de oferta de ACP al SIN, No se incluye los 20.3 MW de Sistemas Aislados (8.3 de Petroterminales y 14 MW de de la zona Este de la Provincia de Panamá y Darién



La generación neta de energía eléctrica estimada para el 2008 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.

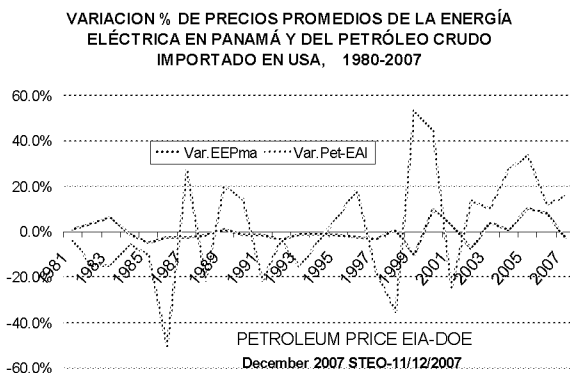


Figura 1.8

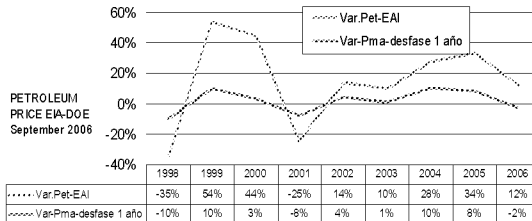
Las perspectivas de los precios de la energía, se fundamentan en los pronósticos de precios del “EIA Energy Information Administration”,²⁰ los cuales contienen proyecciones de precios del petróleo crudo, hasta el año 2030, debido a disponibilidad de información, en adición a considerarlo conceptualmente apropiado.

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

²⁰ Short-Term Energy Outlook, December 11, 2007 Release
Annual Energy Outlook 2008 (early Release), December 2007



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



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.

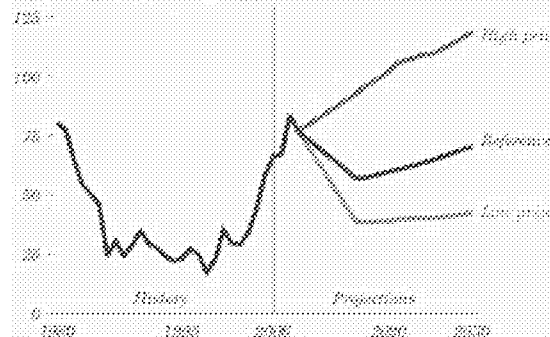
Las expectativas del EIA-DOE son las mantener una proyección de referencia de los precios mundiales del crudo, similar a sus proyecciones de 25 años AEO2006 y AEO2007, en que se visualiza el precio del crudo estabilizándose en el corto plazo para luego en el periodo medio declinar en términos reales 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 máximo en el año 2008 en términos reales y nominales (145.40 en el mes de julio)declinaría gradualmente desde 2009 hasta 49.7 dólares el barril (68.5 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 68.9 dólares (en dólares del 2006) o sobre 113 dólares el barril de crudo en precios corrientes.²¹

²¹ 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 probadas y no, y el desarrollo de fuentes alternativas.



Figure 37. World oil prices, 1980-2030
(2006 dollars per barrel)



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 en 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 desarrollo 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.

En la práctica, los precios reales de los crudos han alcanzado los rangos de precios estimados por el EIA-DOE, pero basado en concepciones distintas a su elaboración, los mismos obedecen a una recesión económica mundial iniciada por el colapso financiero e hipotecario de EEUU que fue exportado a las principales economías europeas y asiáticas, para luego afectar indirectamente al sector emergente más dinámico de la economía el grupo BRIC (Brasil, Rusia, India y China)

Por consiguiente desde el año anterior, 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 lo cual 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.. con respecto al escenario pesimista considera utilizar el High Price (Anexo 3, Cuadro No. 11) ²²

Para los cálculos del EIA-DOE 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), el cual representa el grueso del crudo utilizado por las refinerías de ese país, ya que Norteamérica es un importador neto de hidrocarburos.

Demanda Máxima

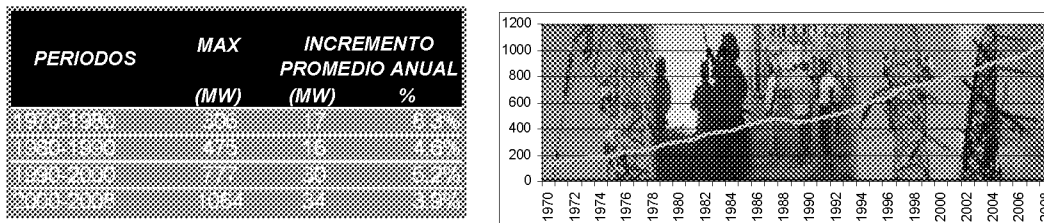


Figura 1.11

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 18 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.

²² 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 proyección AEO2007.



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

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

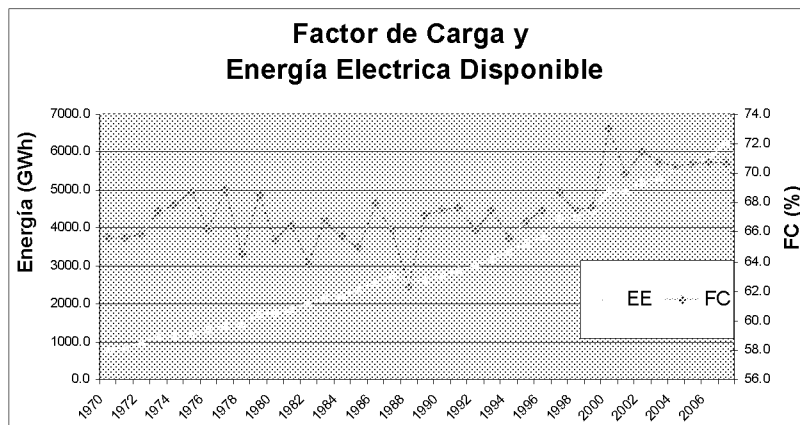


Figura 1.12

Para el escenario medio o moderado, se calculó un factor de carga afectado exclusivamente por la integración del consumo de Bocas del Toro, asumiendo que la sociedad panameña seguirá con sus hábitos de consumo similares a los históricos, en términos generales.

Para efectos del pronóstico alto u optimista, a pesar de la baja correlación lineal de los datos históricos del FC, (0.3374), se proyectó con base en la fórmula de pronóstico lineal de programa Excel, estimándose un valor de 71.3 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 2006, 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 Técnicas²³.

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".

²³ 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.



Para el escenario moderado, se establece la tasa de crecimiento proporcionada por EDECHL 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 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 se incrementa 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 crecimiento de 5.46% a efecto del poder multiplicador que ejercería el desarrollo del área de Chiriquí Grande. La diferencia en consumo eléctrico 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. CAMPAÑA DE AHORRO ENERGÉTICO

Como un fenómeno adicional al análisis de los escenarios planteados se contempla en este informe el impacto de la campaña recién instituida de sustituir a nivel residencial todos los focos de tipo incandescentes por los de tipo eficiente, lámparas fluorescentes compactas (LFC), con el fin de lograr ahorros energéticos significativos para el sistema y con efecto en las finanzas de los propios consumidores finales, aproximadamente 600,000 clientes de las empresas distribuidoras.

Una campaña de sustitución total de la iluminación residencial a todos los clientes de la Empresa de distribución tiene un impacto inmediato y significativo en la Demanda Nacional. El cambio de estos Bombillos, seis millones como meta final, representa un ahorro de 60 MW en la demanda Nacional.

La primera fase de la Campaña, iniciada en noviembre del presente año, consiste en el reemplazo del 50% del total de bombillos, tres millones de focos. Al inicio del mes de diciembre se anunció la instalación de 800,000 focos. Con lo cual se estima que esta primera fase concluya a más tardar en el mes de enero. De



iniciarse a continuación la segunda etapa, es posible que la meta final de sustitución de los seis millones focos concluya mucho antes del 30 junio del 2009.

Las potencias consideradas de las LFC a instalar son de 5, 8, 14, 18 watts. La reducción de potencia promedio por bombillo sustituido se estima en menor de 50 watts, con un promedio de uso diario de cuatro (4) horas, con lo cual el ahorro por día de uso es de 200 watts, luego en un mes se estima un ahorro de 6 Kwh., con lo que un año se tendría un ahorro total promedio de 72 Kwh. por foco sustituido. El cambio de seis millones de bombillos implica un ahorro no menor de 432 millones de Kwh. al año (432 GWh), Con respecto a la potencia, la sustitución total de los bombillos incandescentes apunta a reducir significativamente la demanda en hora punta nocturna, mejorando ostensiblemente el factor de carga del sistema.

La inclusión de esta campaña como una variable al modelo de pronóstico, conlleva en reducir 432 GWh del pronóstico sector residencial a partir del año 2010, de lograrse la meta de sustitución establecida, la misma representa aproximadamente un reducción de 12% del pronóstico de este sector a efecto de la iluminación. Con respecto al pronóstico total los 432 GWh representan una reducción promedio 4.4% al total de energía, que significa la reducción de potencia demanda que va de 42.2 MW en el 2010 a 82.6 MW en el año 2023, con una participación porcentual anual de 4.5%.

A continuación se presenta un cuadro consolidado de tasas de crecimiento del los pronóstico con y sin efecto de la campaña de sustitución de los bombillos incandescentes por LFC.



TASAS DE CRECIMIENTO (%)							
CONSIDERANDO AHORRO ENERGÉTICO							
PERIODO		MODERADO		TIMISTA (ALTO)		PESIMISTA (BAJO)	
		ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA
CORTO PLAZO	2009-13	4.79	4.11	4.93	4.26	4.59	3.92
LARGO PLAZO	2014-23	3.83	3.77	4.18	4.11	3.69	3.62
ANALISIS	2009-23	4.15	3.88	4.43	4.16	3.99	3.72

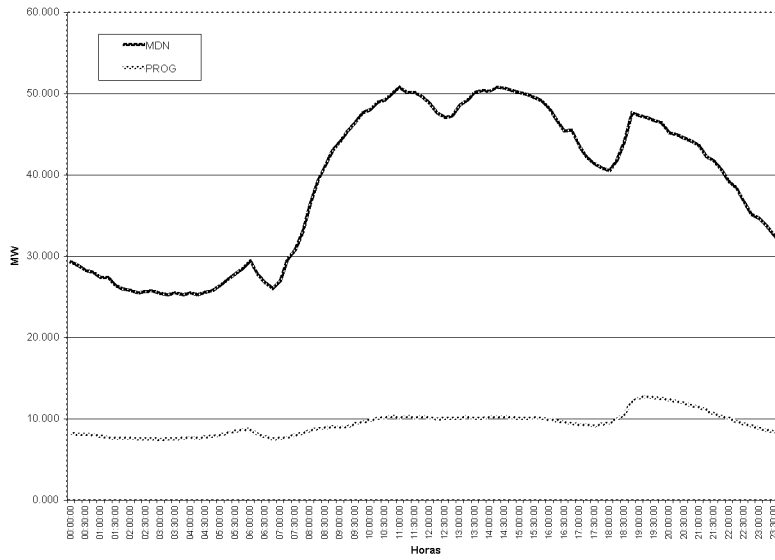
SIN CONSIDERAR AHORRO ENERGÉTICO							
PERIODO		MODERADO		OPTIMISTA (ALTO)		PESIMISTA (BAJO)	
		ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA
CORTO PLAZO	2009-13	5.80	5.12	5.94	5.26	5.61	4.93
LARGO PLAZO	2014-23	3.78	3.72	4.11	4.05	3.65	3.58
ANALISIS	2009-23	3.78	3.72	4.72	4.45	4.30	4.03

1.7. CURVAS TÍPICAS.

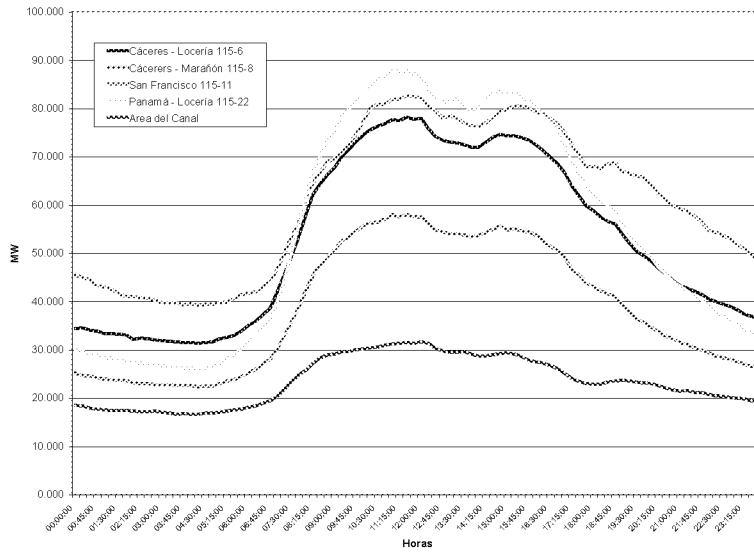
Las curvas típicas de cargas son perfiles que representan la potencia consumida en función del tiempo. A continuación se presentan las curvas típicas de demanda de las distribuidoras



DEMANDA EDECHI

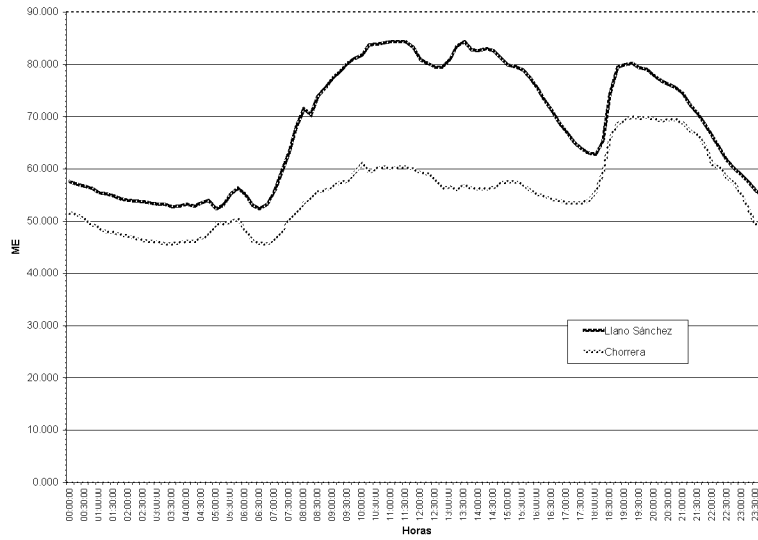


DEMANDA EDEMET PANAMÁ

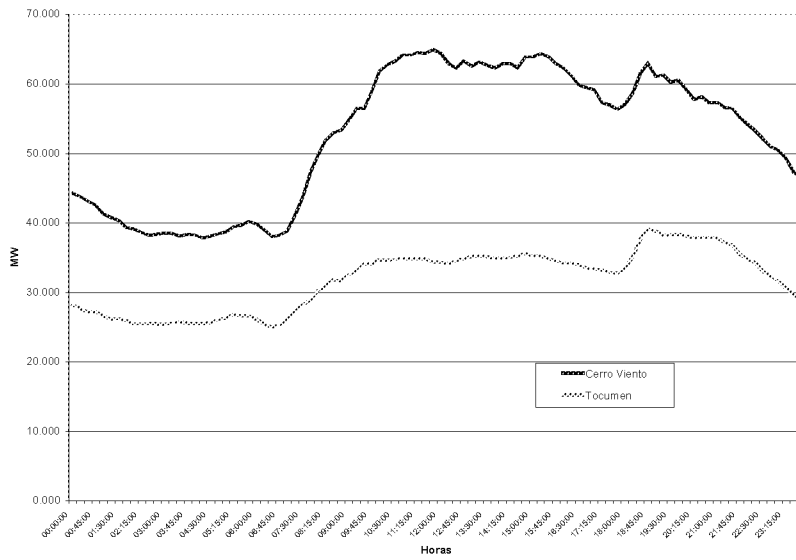




DEMANDA EDEMET Llano Sánchez y Chorrera

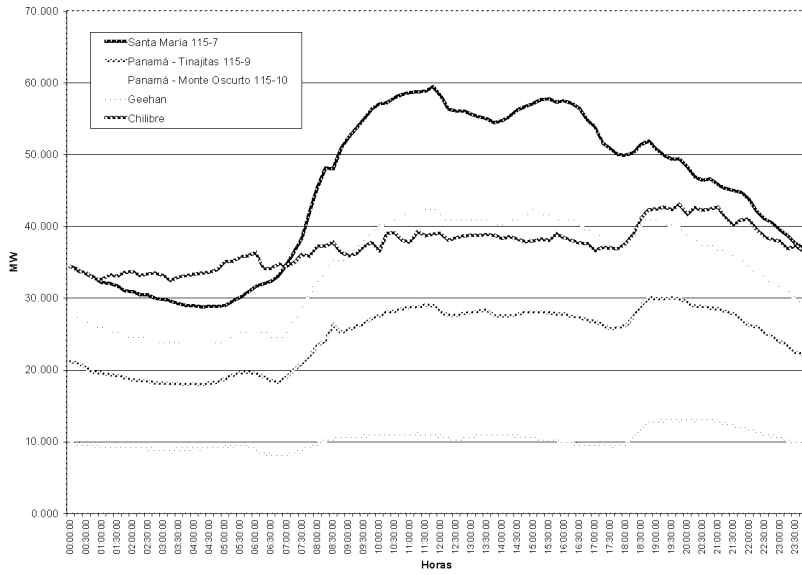


DEMANDA ELEKTRA PANAMÁ II

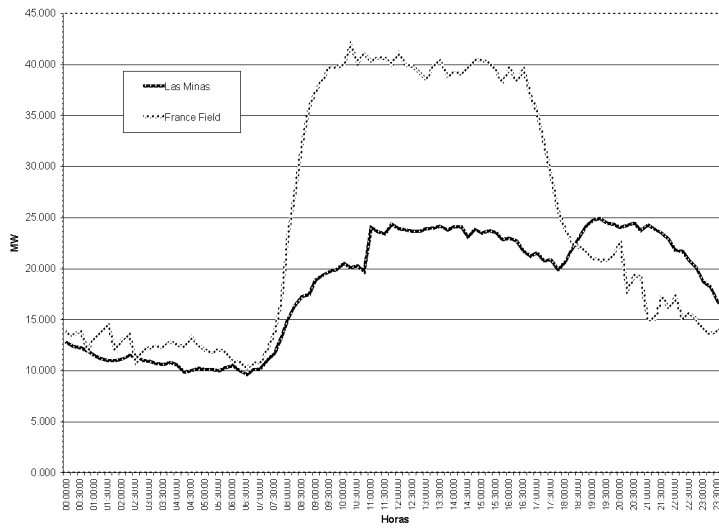


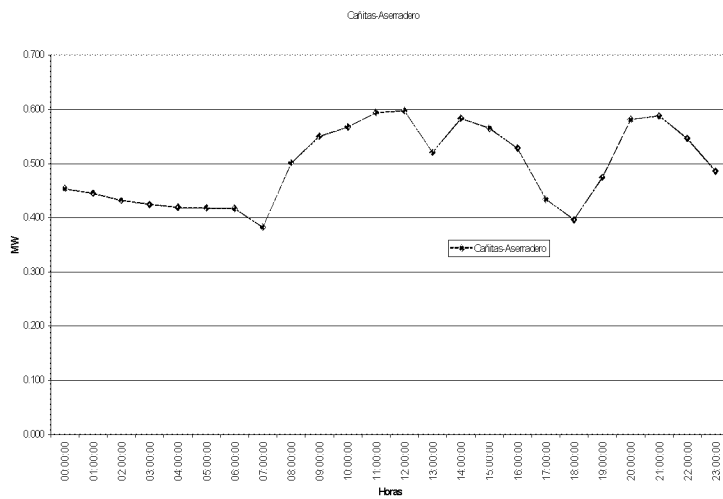
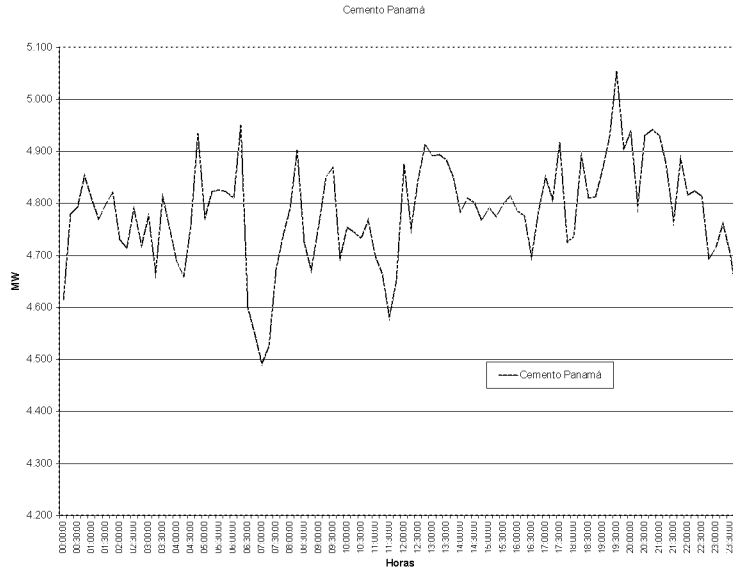


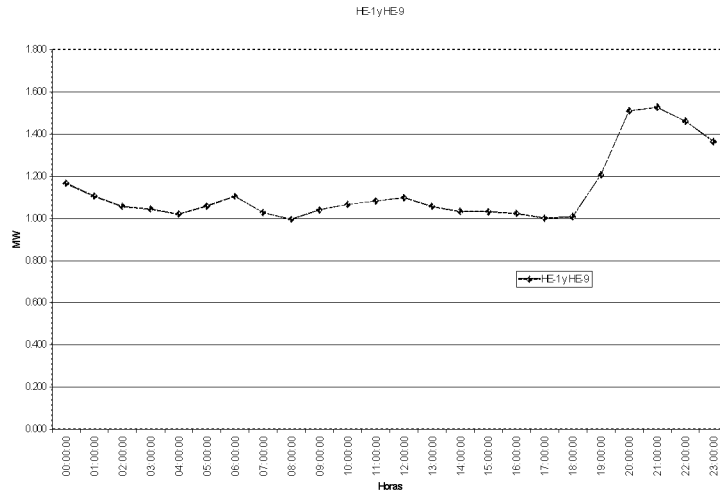
DEMANDA ELEKTRA PANAMA



DEMANDA ELEKTRA COLÓN









1.8. PRONÓSTICOS DE DEMANDA, SEGÚN ESCENARIOS

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

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.
PLAN DE EXPANSIÓN 2009 - 2023
PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA DE PANAMÁ
RESUMEN DE PREMISAS, SEGÚN ESCENARIOS

VARIABLE	DESCRIPCIÓN CONCEPTUAL	ESCENARIO MEDIO = MODERADO			
		AÑO 1	ANUAL	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO
		2009	2010	2009-2013	2014-2023
PIB	Con crecimiento promedio anual de acuerdo al escenario más probable de la Ampliación del Canal de INTRACORP. Estudio de Ampliación del Canal. Escenario No. 6	7.54%	6.83%	3.73%	4.78%
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. Estructura Ajustada al comportamiento sector secundario de la economía en el escenario más probable de INTRACORP.	3.40%	4.12%	1.90%	4.11%
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-2009. Bombas de Bombeo Petterminales.	-	-	13.40%	0.79%
Factor de Carga	Serie calculada con base en el FC del último año, afectado por consumo Bocas del Toro.	70.70	70.70	70.76	71.06
Pérdidas	Reducción del Porcentaje de pérdidas, respecto a las Ventas Totales, según tendencia reciente.	18.30	18.30	18.17	17.42
Precios	Tasas de crecimiento promedio de pronósticos de precios altos y de referencia del EIA-DOE	1.07	0.82	0.95	1.01
Población	Tasas de proyecciones de población de la Contraloría General de la República.	1.65	1.60	1.50	1.28

VARIABLE	PREMISAS	ESCENARIO ALTO = OPTIMISTA			
		AÑO 1	ANUAL	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO
		2009	2010	2009-2013	2014-2023
PIB	Con crecimiento promedio anual de acuerdo al mejor escenario de la Ampliación del Canal de INTRACORP. Estudio de Ampliación del Canal. Escenario No. 7	8.50%	7.53%	4.49%	5.89%
PIBMAN	Serie similar al escenario moderado, en cuanto a la evolución cíclica y su relación con el PIB total, ligeramente superior al escenario moderado. Estructura Ajustada al comportamiento sector secundario de la economía en el mejor escenario de INTRACORP.	3.63%	4.45%	2.33%	5.27%
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-2009	-	-	14.10%	0.79%
Factor de Carga	Se asume la misma tendencia que el escenario moderado	70.70	70.70	70.76	71.06
Pérdidas	Se mantuvo la misma serie de l caso moderado	18.30	18.30	18.17	17.42
Precios	Tasas de pronósticos de precios de referencia del EIA-DOE	1.07	0.82	0.94	0.96
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".	1.65	2.31	2.05	1.24



VARIABLE	PREMISAS	ESCENARIO BAJO = PESIMISTA			
		AÑO 1	ANUAL	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO
		2009	2010	2009-2013	2014-2023
PIB	Con crecimiento promedio anual de acuerdo al peor escenario de la Ampliación del Canal de INTRACORP. Estudio de Ampliación del Canal Escenario No. 8	5.49%	5.53%	3.20%	4.20%
	0%	0.02	0.01	0.01	-0.01
PIBMAN	Serie similar al escenario moderado, en cuanto a la evolución cíclica y su relación con el PIB total, ligeramente superior al escenario moderado. Estructura Ajustada al comportamiento sector secundario de la economía en el peor escenario de INTRACORP. Escenario No.8	2.27%	3.29%	1.58%	3.50%
	0%	0.02	0.03	0.02	0.04
BLOQUE	Evolución con base en el estudio Bocas del Toro/ASEP-2005, con reducción de 15% adicional, durante los cuatro años iniciales, debido al no cumplimiento de las metas e impactos del turismo residencial e impulso de situación económica general del país. Integración en oct-2009	-	-	14.60%	0.66%
Factor de Carga	Se asume la misma tendencia que el escenario moderado	70.70	70.70	71.53	72.54
Pérdidas	Se amntuvo la misma serie de l caso moderado	18.30	18.36	18.17	17.42
Precios	Tasas de pronósticos de precios de referencia altos de los crudos de eferencia del EIA-DOE	1.07	0.83	0.98	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". Idénticas al escenario moderado por no considerarse ninguna condición extrema que afecte el crecimiento de la población	1.65	1.60	1.50	1.29
SECTORES CONSUMO MINORITARIO	Participación porcentual constante, igual al último año de la serie histórica, respecto al consumo total, debido a que no se dispone de series históricas de variables explicativas. Dada la baja participación del conjunto, en el consumo total de energía,	2.7	2.5	2.6	2.5
	ALUMBRADO PÚBLICO	2.39	2.26	2.29	2.26
	AUTOCONSUMO	0.11	0.20	0.18	0.19
	OTROS	0.16	0.06	0.08	0.08

Tabla 1.7

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:


 Plan de Expansión 2009-2023

Estudios Básicos

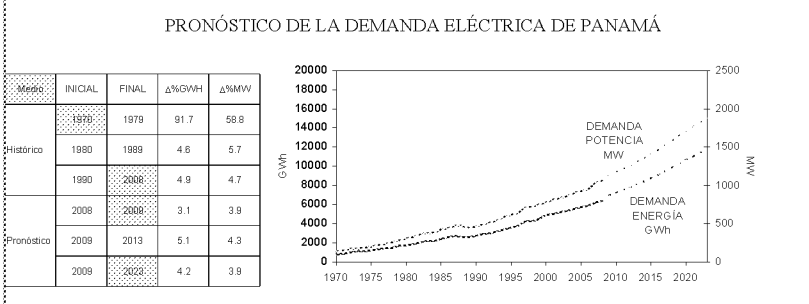
SIGLA	SECTOR DE CONSUMO	DESCRIPCIÓN
GWHRES	RESIDENCIAL	Consumo destinado al bienestar de la sociedad en sus hogares.
GWHCOM	COMERCIAL	Consumo destinado al confort y operación de los locales comerciales.
GWHIND	INDUSTRIAL	Consumo destinado a actividades productivas industriales.
GWHOFI	OFICIAL	Consumo 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 y parques públicos.
GWHAUT	AUTOCONSUMO	Consumo dedicado al confort y operaciones de las empresas de distribución
GWHBLQ	BLOQUES INDEPENDIENTES	En este modelo se asignó al consumo de la provincia de Bocas del Toro.
GWHOTR	OTROS SECTORES	Representa a consumos atendidos, no caracterizados en los otros grupos (jubilados, tarifas especiales)
GWHPER	PÉRDIDAS TOTALES	Corresponde a las pérdidas de los sistemas de distribución y transmisión.



1.8.1. ESCENARIO MEDIO O MODERADO

Tabla 1.9

ETESA - EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.
 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA DE ELÉCTRICA DE PANAMÁ
 ESCENARIO MEDIO



AÑO	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	ALUMBRADO	AUTOCONSUMO	BLOQUE	OTROS	PERDIDAS	CARGA	Δ%GWH	Δ%MMW
1970	106.7	63.1	45.2	51.9	21.5	-29.2	-21.0	4.5	54.9	91.7		58.8
1975	144.4	87.9	63.5	73.2	29.6	-38.5	-28.2	6.1	75.9	127.8	4.6	9.7
1980	196.0	121.0	87.1	101.3	41.2	-52.8	-37.2	8.8	106.4	180.3	4.9	4.7
1985	267.0	163.8	117.5	133.7	56.3	-72.8	-45.0	12.1	145.3	244.7	3.1	3.9
1990	365.1	224.1	161.7	182.4	77.1	-101.3	-62.7	16.7	199.9	331.1	5.1	4.3
1995	497.0	303.9	217.5	245.2	106.3	-139.7	-88.8	22.8	271.8	446.6	4.2	3.9
2000	668.9	410.9	295.9	334.8	146.3	-190.5	-122.8	31.1	369.3	563.3	3.1	3.9
2008	896.4	554.8	400.9	458.9	199.0	-259.0	-166.8	41.3	499.4	755.7	4.2	3.9
2009	942.0	584.5	423.3	483.5	211.3	-276.3	-181.8	43.5	521.3	798.7	4.2	3.9
2010	987.6	614.2	445.7	505.7	223.7	-297.7	-196.8	45.7	553.3	841.7	4.2	3.9
2011	1033.2	643.9	468.1	528.0	236.1	-319.1	-211.8	47.9	585.3	884.7	4.2	3.9
2012	1078.8	673.6	490.5	550.4	248.5	-340.5	-226.8	50.1	617.3	927.7	4.2	3.9
2013	1124.4	703.3	512.9	572.8	260.9	-362.0	-241.8	52.3	649.3	970.7	4.2	3.9
2014	1170.0	733.0	535.3	595.2	273.3	-383.4	-257.3	54.5	681.3	1013.7	4.2	3.9
2015	1215.6	762.7	557.7	617.6	285.7	-404.8	-272.8	56.7	713.3	1056.7	4.2	3.9
2016	1261.2	792.4	580.1	640.0	298.1	-426.2	-288.3	58.9	745.3	1099.7	4.2	3.9
2017	1306.8	822.1	602.5	662.4	310.5	-447.7	-303.8	61.1	777.3	1142.7	4.2	3.9
2018	1352.4	851.8	624.9	684.8	322.9	-469.1	-319.3	63.3	809.3	1185.7	4.2	3.9
2019	1398.0	881.5	647.3	707.2	335.3	-490.5	-334.8	65.5	841.3	1228.7	4.2	3.9
2020	1443.6	911.2	669.7	729.6	347.7	-512.0	-350.3	67.7	873.3	1271.7	4.2	3.9
2021	1489.2	940.9	692.1	752.0	360.1	-533.4	-365.8	69.9	905.3	1314.7	4.2	3.9
2022	1534.8	970.6	714.5	774.4	372.5	-554.8	-381.3	72.1	937.3	1357.7	4.2	3.9
2023	1580.4	1000.3	736.9	796.8	384.9	-576.2	-396.8	74.3	969.3	1400.7	4.2	3.9

ETESA Pronósticos de Demanda Ponicos de Demanda 2008 CCB

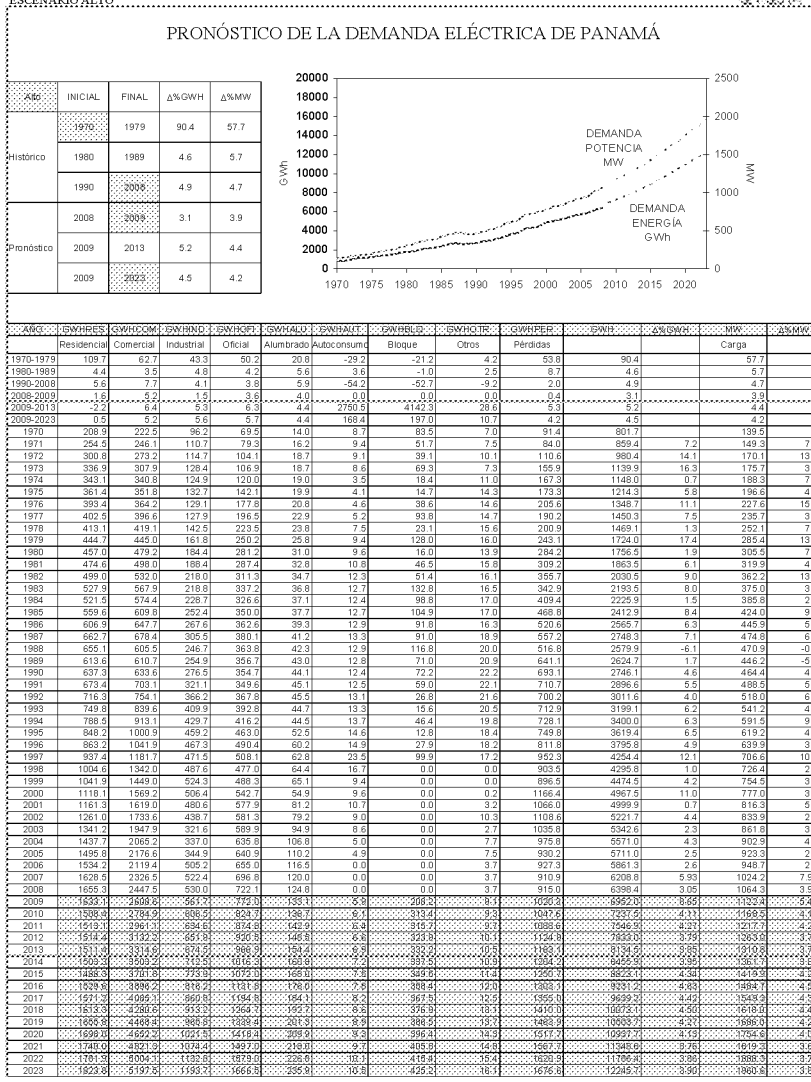
ETESA-PLAN 2008
05-Dic-08



1.8.2. ESCENARIO ALTO U OPTIMISTA

Tabla 1.10

ETESA - EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.
PRONÓSTICO DE LA DEMANDA DE ELÉCTRICA DE PANAMÁ
ESCENARIO ALTO



1.8.3. ESCENARIO BAJO O PESIMISTA



1.8.4. 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.



Plan de Expansión 2008-2023

Proyecciones de Demanda

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

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ELEKTRA															
Santa María	67.48	65.72	64.46	62.20	66.12	68.52	72.34	75.86	79.53	83.52	87.62	92.02	96.56	101.50	106.54
LM 13	13.34	14.12	14.86	15.52	16.41	17.21	18.13	19.18	20.06	21.04	22.06	23.27	24.52	25.64	26.98
France Field	75.40	79.75	83.95	87.66	92.71	97.23	102.41	108.38	113.32	118.85	124.63	131.45	138.53	144.86	152.46
Tocumen	37.22	39.09	41.35	43.08	47.31	49.93	52.30	54.85	57.63	60.52	63.60	66.79	70.26	73.82	78.32
Chilibre	32.93	31.80	30.91	29.52	31.38	32.52	34.34	36.01	37.75	39.64	41.58	43.66	45.80	48.14	50.52
Cerro Viento	66.46	69.93	74.03	77.19	82.05	84.87	89.59	93.89	98.45	103.47	108.68	114.23	120.00	126.24	132.69
Monte Oscuro	54.91	57.91	61.38	64.04	68.03	70.55	74.49	78.12	81.89	86.08	90.46	95.09	99.93	105.16	110.67
Pacora (Geehan)	14.02	15.11	16.18	17.00	18.07	19.05	20.16	21.23	22.23	23.41	24.68	26.00	27.40	28.89	30.48
Tinalitas	19.34	28.77	38.48	47.94	50.96	52.82	55.76	58.48	61.30	64.57	68.06	71.69	75.56	79.68	84.06
Total	381.11	402.27	425.60	444.16	471.59	490.07	517.14	543.46	569.36	598.21	628.30	661.00	695.08	730.38	768.13
EDEMET															
Locería	81.53	85.92	90.46	93.59	97.67	101.59	106.09	110.97	115.86	121.48	127.48	133.67	140.24	147.23	154.62
Marañón	96.52	101.73	107.09	110.81	115.64	120.28	125.60	131.38	137.17	143.82	150.92	158.25	166.04	174.31	183.05
San Francisco	70.91	74.73	78.67	81.40	84.95	88.36	92.27	96.52	100.77	105.66	110.87	116.26	121.98	128.05	134.48
Centro Bancario	63.79	67.23	70.78	73.23	76.42	79.43	83.01	86.83	90.65	95.05	99.75	104.59	109.73	115.20	120.99
Llano Sanchez 115	79.46	94.64	98.53	101.94	106.39	110.66	115.55	120.87	126.20	132.32	138.85	145.60	152.76	160.37	168.35
Llano Sanchez 34	10.80	11.38	11.98	12.40	12.94	13.46	14.05	14.70	15.35	16.09	16.88	17.70	18.58	19.50	20.48
Las Guías	0.00	13.94	14.51	15.01	15.67	16.29	17.01	17.80	18.58	19.48	20.45	21.44	22.49	23.61	24.79
Chorrera 34	76.58	57.72	60.09	62.18	64.89	67.49	70.48	73.72	76.97	80.70	84.69	88.80	93.17	97.81	102.68
Mir 44	12.85	13.55	14.26	14.76	15.40	16.02	16.73	17.50	18.27	19.15	20.10	21.07	22.11	23.21	24.38
Bal 44	11.57	12.20	12.84	13.28	13.86	14.42	15.06	15.75	16.44	17.24	18.09	18.97	19.91	20.90	21.95
Summ 44	1.28	1.35	1.42	1.47	1.54	1.60	1.67	1.74	1.82	1.91	2.00	2.10	2.21	2.32	2.43
Gam 44	1.93	2.03	2.14	2.21	2.31	2.40	2.51	2.63	2.74	2.87	3.02	3.16	3.32	3.48	3.66
Acl 44	1.93	2.03	2.14	2.21	2.31	2.40	2.51	2.63	2.74	2.87	3.02	3.16	3.32	3.48	3.66
Total	509.15	538.45	564.92	584.50	609.98	634.46	662.52	693.04	723.65	768.67	796.13	834.78	875.84	919.48	965.49
EDECHI															
Mata de Nance 34	52.99	52.24	54.54	55.97	58.31	60.34	62.80	65.18	67.53	70.25	73.15	76.11	79.23	82.54	86.01
Caldera	6.24	6.15	6.42	6.59	6.87	7.11	7.40	7.68	7.95	8.27	8.61	8.96	9.33	9.72	10.13
Progreso	8.44	8.32	8.69	8.92	9.29	9.61	10.00	10.38	10.76	11.19	11.65	12.13	12.62	13.15	13.70
Charco Azul	7.28	7.18	7.49	7.69	8.01	8.29	8.63	8.96	9.28	9.65	10.05	10.46	10.89	11.34	11.82
Total	74.95	73.90	77.14	79.16	82.48	85.35	88.83	92.20	95.51	99.37	103.47	107.66	112.08	116.75	121.66
CEMPA	4.10	4.19	4.27	5.36	5.45	5.50	5.58	5.65	5.71	5.80	5.89	5.98	6.07	6.17	6.27
SUB-TOTAL	969.31	1,016.89	1,071.94	1,113.18	1,169.49	1,215.37	1,274.07	1,334.35	1,394.14	1,462.05	1,533.78	1,603.41	1,689.06	1,772.76	1,861.66
Chaguinola	0.00	11.42	11.87	12.35	12.86	13.39	13.95	14.54	15.15	15.80	16.48	17.20	17.95	18.75	19.75
TOTAL DEMANDA	969.31	1,028.31	1,083.82	1,125.53	1,182.95	1,228.76	1,288.02	1,348.89	1,409.29	1,477.85	1,550.26	1,626.61	1,707.02	1,791.51	1,881.41
Pérdidas en MW	26.28	21.95	31.68	48.12	50.55	64.81	67.93	71.14	79.34	83.20	87.28	91.58	96.11	100.86	105.92
Pérd en %	2.64%	2.09%	2.84%	4.10%	4.10%	5.01%	5.01%	5.01%	5.33%	5.33%	5.33%	5.33%	5.33%	5.33%	5.33%
Total Generación	995.59	1,050.27	1,115.50	1,173.65	1,232.90	1,293.57	1,355.95	1,420.03	1,488.63	1,561.06	1,637.54	1,718.19	1,803.12	1,892.37	1,987.33



1.9. CONCLUSIONES

Para el corto plazo (2009-2013), 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 4.6 a 4.9% promedio anual, mientras que la potencia máxima exigida al sistema podría crecer 3.9 a 4.3%, de darse situaciones socioeconómicas moderadas, optimista o pesimistas.

La estrechez del rango de proyecciones del corto plazo, con diferencias menores al 0.5%, obedece a la fuerza de los factores positivos 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 las opciones optimista y pesimista. Otro efecto que incide en la tendencia de consumo energético es derivado de la campaña de ahorro gubernamental que revirtió una tendencia creciente de 6.4 a 3.6 %.

Como un efecto particular se incluyó la campaña de sustitución de focos incandescentes por iluminación eficiente de menor consumo, lo cual evidencia un ahorro de aproximadamente 432 GWH en el sector residencial, de sustituirse los seis millones de focos, programados. En consideración a los criterios conservadores con que se han desarrollado las proyecciones, se matizó la penetración de este ahorro hasta el año 2015 para el cumplimiento al 100% de la meta propuesta.

Las mayores incertidumbres radican en los proyectos urbanísticos del sector construcción, los cuales podrían verse obstaculizados por algún factor no previsto en su programación como es el efecto en la economía mundial por la crisis hipotecaria traspasada al área financiera, y sus efectos retardado en los mercados mundiales de materias primas. Lo cual radica a lo interno de Panamá en la disminución de demanda, ya sea del bien raíz, de la actividad de construcción y de la actividad de hoteles y restaurantes, así como de la caída de los denominados turismos de temporada y o residencial.

Al posible 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; proyectos mineros de magnitud, el saneamiento de la bahía, con sus respectivas plantas purificadoras, la expansión portuaria; la expansión de los corredores sur y norte y la autopista Panamá-Colón, y otras obras de infraestructura a lo largo del país, entre otros).

Finalmente habrá que esperar el derrotero de la economía mundial, la cual de durar más de un año a partir de la fecha la crisis económica-financiera incidirá profundamente en la actividad de transporte, almacenamiento y comunicaciones



(Canal de Panamá), la cual corresponde a más de un quinto del PIB en los últimos tres años.

Para el largo plazo (2011-2021), los cálculos presentan un rango de crecimiento entre 4.0 a 4.4%, según la ocurrencia de los escenarios analizados. Los escenarios se 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.

1.10. 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/q4help/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.

A. Ley N° 52 de 30 de julio de 2008

Artículo 15. Subrogación.

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

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(s).



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 algunos tramos, en el año 2009 y en el año 2010, 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 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.



C. Criterios de Seguridad y Confiabilidad

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

Generación:

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

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

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

Transmisión:

Criterio de Seguridad:

Se utilizará como criterio de confiabilidad el esquema N-1, no obstante, se deberán evaluar los aspectos probabilísticos y económicos para decidir el nivel de su aplicación, tomando en cuenta el comportamiento dinámico del Sistema Interconectado Nacional, como lo señala el Reglamento de Transmisión, "el Sistema Principal de Transmisión deberá estar diseñado de tal forma de soportar cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir que nunca el sistema puede entrar en colapso o desmembramiento incontrolado ante una falla simple. Para ese logro podrá aplicarse desconexión de demanda y generación por medios automáticos, siempre que las inversiones que debieran hacerse para no proceder a su desconexión no se justifiquen económicamente, considerando la calidad de servicio cuantificada a través del índice Valor Esperado de Energía No Servida. El porcentaje de los cortes de carga que se establezcan en cada nodo no podrán superar el máximo porcentual de corte de carga actualmente implementado para todo el Sistema de Transmisión".



Criterio de Confiabilidad:

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 $CENS = 1.85 \text{ B/./kWh}$ ", de acuerdo con la Resolución AN No. 2152-Elec de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).

D. Costo de Racionamiento de Energía

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

E. Otros Lineamientos

1. El Plan de Expansión del Sistema de Generación debe considerar los proyectos hidroeléctricos más factibles que permitan disminuir el impacto de los precios de los derivados del petróleo a nivel mundial y se promueva el desarrollo racional y sustentable de los recursos naturales del país.
2. Diversificar las fuentes de suministro de energía 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 dos escenarios en el Plan de Expansión de 2009:
 - o Un escenario de precios altos del orden de **85 US\$/barril** para el crudo WTI.



- o Un escenario base de precios en torno a los **65 US\$/barril** para el crudo WTI.
 - o Para ambos escenarios se tomara el valor indicado como punto de partida en el año 2009 para aplicar la tendencia de la proyección de combustible estimado por Annual Energy Outlook – 2008 de la EIA/DOE.
- 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.

El plan debe evaluar la posibilidad de generación a base de carbón. Para el caso de Carbón se utiliza un único escenario de precios de 3.36 US\$/MBTU. Estos precios han sufrido un incremento respecto a los precios pronosticados por el DOE de EE.UU.

El precio del carbón se corresponden con un precio por tonelada de 93 US\$/ton respectivamente para un carbón de 1.2% de azufre y un PC= 12,500 BTU/lb.

Escenario de Precios Base

- Crudo WTI	65 US\$/Barril
- Precio Gas Henry Hubb	6.44 US\$/ 10 ⁶ BTU
- Fuel Oil pesado para Generación Elec. FOB	7.59 US\$/10 ⁶ BTU
- Diesel Oil para Generación Eléctrica	13.26 US\$/ 10 ⁶ BTU
- Carbón Mineral	3.36 US\$/ 10 ⁶ BTU



Escenario de Precios Altos

- Crudo WTI	85 US\$/Barril
- Precio Gas Henry Hubb	7.69 US\$/ 10 ⁶ BTU
- Fuel Oil pesado para Generación Elect. FOB	10.40 US\$/10 ⁶ BTU
- Diesel oil para Generación Eléctrica	16.71 US\$/10 ⁶ BTU
- Carbón Mineral	3.36 US\$/ 10 ⁶ BTU

Para proyectar las variaciones de los promedios de los precios de los energéticos utilizados en el plan de expansión hasta el año 2023, se utilizarán las mismas tendencias del crudo de referencia publicado por la EIA/DOE para su pronóstico.

- d. 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.

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

Plan de Corto Plazo					
Fecha de Entrada en Operación Comercial	Proyecto	Capacidad Instalada (MW)			
		Hidro	Eólico	Termo	Total
2009	El Giral Paso Ancho Termo Colón (T. Balboa)	5.0		50.0 150.0	205.0
2010	BLM-Carbón (1) Mendre Bajo de Mina Toabre Algarrobos	19.8 52.4 9.7	120.0		201.9
2011	Baitún Gualaca Chan I	86.0 25.1 223.0			334.1
Total Instalado (MW)		421.04	120.0	200	741.04

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

- Se mantiene con fecha de entrada fija el proyecto Chan I de 223 MW el cual esta programado para entrar en operación comercial en 2011, al igual que el proyecto Eólico de Toabre de 120 MW que también esta en la etapa de construcción para entrar en operación comercial en el año 2010.
- Proyectos candidatos son aquellos contemplados en los con trámite de solicitud de concesión ante la ASEP, considerando que para poder ser



incluidos se requiere la información necesaria para la caracterización de los mismos.

2. Escenarios a Analizar:

- (a) Un escenario hidro-térmico considerando los proyectos hidroeléctricos dados en concesión o con concesión en trámite, la eólica con licencia definitiva y plantas térmicas con combustibles convencionales (bunker, diesel y carbón).
- (b) 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.
- (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), otras eólicas, el gas natural y el carbón como complemento, sustituto o alternativa al escenario hidro-térmico (a) considerado.

OBSERVACIONES:

- i. 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 y el precio de combustible.
- 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 Secretaría Nacional de Energía. A continuación presentamos los lineamientos y criterios de la Secretaría Nacional de Energía, con respecto al Plan de Expansión de Transmisión:

4. Integración Energética Panamá – Colombia:

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

- “Concretar en el menor tiempo posible el esquema regulatorio que permita la interconexión entre Colombia y Panamá y los intercambios de energía eléctrica entre ambos países.
- El esquema deberá hacerse conforme a las legislaciones vigentes en cada país, sin tratados especiales para el tema.
- El proyecto será de conexión, a riesgo, y estará a cargo de la empresa de Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá S.A., asociación existente entre las empresas Interconexión Eléctrica S.A., ISA, de Colombia y la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A., ETESA, de Panamá
- Las autoridades ambientales agilizarán la expedición de los permisos ambientales necesarios para la construcción de la infraestructura que permitirá la interconexión binacional.”

En vista que actualmente se realizan los estudios técnicos, ambientales, económicos, financieros y regulatorios necesarios para desarrollar el proyecto de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia, el Plan de Expansión debe incluir los resultados de los estudios energéticos y eléctricos de este proyecto de interconexión y su impacto en los planes recomendados de generación y transmisión.



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 por tramo en el año 2011. La oportunidad de intercambios de energía a nivel regional aumentará a partir del año 2010 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 la ASEP y por ende, son de obligatorio cumplimiento especialmente aquellos que se muestran para los próximos cuatro años, tal como lo establece el reglamento de transmisión vigente. No obstante, estarán sujetos a su actualización.

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



REFERENCIAS

- Ley 6 de 3 de febrero de 1997.
- Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998 y 24 de 29 de marzo de 2006.
- Ley 45 de 4 de agosto de 2004.
- Resoluciones de la COPE 04-001, 04-002 y 06-002.
- Resolución de Gabinete 76 de 19 de octubre de 2005 y 23 de 29 de marzo de 2006.
- Reglamento de Operación.
- Reglamento de Transmisión.
- Reglas del Mercado Mayorista.
- Última actualización del Plan de Expansión (aprobado por la ASEP).
- Estudio de Reevaluación del Potencial Hidroeléctrico de la cuenca de los ríos Teribe y Changuinola; SWECO (Suecia) – CAI (Panamá).
- Compendio Estadístico Energético 1970 – 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.
- Acta de Intención de los Presidentes de la República de Panamá y de la República de Colombia de 1° de agosto de 2008.



Plan de Expansión 2009

Estudios Básicos



N. 2079

Panamá, 29 diciembre de 2008
Nota No. 138-2008

Inc. D. PEREIRA
PSA
OR
5/1/09
J. M. Rios
A. H. H.
11/5/11/09

Ingeniero
Isaac A. Castillo R.
Gerente General
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
E. S. O.

Ingeniero Castillo:

Con relación a su nota N.º ETE-DECI-PLAN-157-2008 referente a la solicitud de los criterios y políticas para la elaboración del Plan de Expansión del Sistema, y a los que hace referencia la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, y considerando que los Estudios Básicos deben ser entregados a más tardar el 31 de diciembre, le adjuntamos el documento 'Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2009'.

Esta información se le envía en cumplimiento de la Ley N.º 60 de 30 de julio de 2008, mediante la cual se crea la Secretaría Nacional de Energía, que asume las funciones y atribuciones de la Comisión de Política Energética (La Comisión), a la que hace referencia el Artículo 19 de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997.

Atentamente,

Carlos A. Caracache
Carlos A. Caracache M.
Secretario de Energía, Encargado

Directorio Ejec. de Operación Integrada
Recibido: *[Signature]*
Fecha: *5/1/2009*
Hora: *8:52 a.m.*

[Handwritten signature]
En copia a...

SECRETARÍA DE ENERGÍA
Avenida Ricardo J. Alvarado, Torre Plaza Edison, Piso 13, Urb. 13-C, Tel. (507) 513-0269 FAX (507) 513-0265
www.energiapublica.gob.pa



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 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 883 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)²⁴, el conductor ACAR 750 kcmil (18/19) y el conductor ACSR/AW - Conductor de Aluminio Reforzado con Acero Revestido de Aluminio - 636 kcmil (26/7), GROSBEAK/AW, respectivamente.

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.

²⁴ 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 doce (12) subestaciones, siete (7) de ellas transformadoras y cinco (5) seccionadoras puras:

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

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

3.2.2.2 Ubicación

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

3.2.2.3 Configuración del Sistema

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

Las subestaciones de ETESA tienen las siguientes configuraciones:

- a. Configuración Barra sencilla: es el esquema con el menor costo debido a su simplicidad. Sin embargo, factores como: la imposibilidad de hacer mantenimientos o extensiones de las barras sin desenergizar la subestación, la desenergización de toda la subestación por fallas producidas en la barra o en los interruptores y su exclusivo uso en lugares donde las cargas puedan ser interrumpidas o tengan otros arreglos alternos de alimentación no brindan confiabilidad al sistema. La única subestación



de ETESA que cuenta con este tipo de esquema es la Subestación de Charco Azul y el patio de 34.5 KV de la subestación Llano Sánchez.

- b. Configuración Barra Principal y de Transferencia: este tipo de configuración adiciona una barra de transferencia a la configuración barra sencilla, enlazando a ambas a través de un interruptor. Dentro de las ventajas que brinda esta configuración se puede mencionar: un bajo costo inicial, la flexibilidad de brindar mantenimiento a cualquier interruptor y la posibilidad de utilizar equipos de protección en la barra principal. Sin embargo, también existen desventajas que se deben analizar como lo son: el requerimiento de un interruptor extra para "amarrar" las barras, el proceso complicado de transferir la carga al momento de realizar mantenimientos y la desenergización de la subestación entera debido a fallas producidas en la barra o en los interruptores. La única subestación de ETESA que cuenta con este tipo de esquema es la Subestación Cáceres.
- c. Configuración Interruptor y Medio: es el esquema más comúnmente utilizado debido a su flexibilidad en la operación, alta confiabilidad, simplicidad, la posibilidad de transferir la carga mediante los interruptores, la posibilidad de realizar mantenimientos en una de las barras en cualquier momento y la continuidad del servicio aún cuando existan fallas en una de las barras. Dentro de las desventajas podemos mencionar la necesidad de un interruptor y medio por circuito, lo cual lo hace más costosa.

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

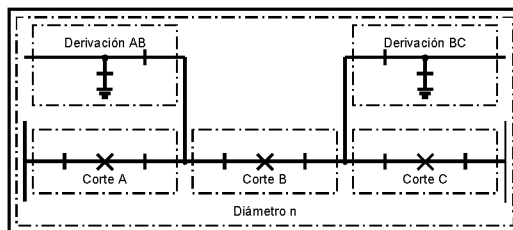


Gráfico N° 1: Configuración Interruptor y Medio



3.2.2.4 Tipos de Interruptores

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

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

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

Adicionalmente, el hexafluoruro 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)²⁵, se utilizan protecciones diferenciales de línea; para las líneas medianas y largas (SIR < 0.5) se utilizan las protecciones de distancia. Como respaldo de las protecciones de distancia y diferencial se utiliza la protección direccional de sobrecorriente de tierra que también sirve de respaldo de las protecciones de las líneas adyacentes.

Cada línea tiene dos protecciones, una primaria y otra secundaria completamente independientes. Esto es por confiabilidad, ya que si en algún momento una de las protecciones quedara fuera de servicio, la otra continuará funcionando. Son independientes porque están alimentadas por diferentes núcleos del mismo CT

²⁵ 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



(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 permiso 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 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 necesitarámos 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	34.12
	Línea 750 ACAR 230 KV	30.03
	Línea 1200 ACAR 230 KV	40.04
	Torres de Doble Cto.	
	Línea 636 ACSR 115 KV	45.50
	Línea 636 ACSR 230 KV	50.72
	Línea 750 ACAR 230 KV	40.04
	Línea 1200 ACAR 230 KV	53.39
Línea 750 ACAR 230 KV 2 cond. por fase	66.74	
2	Costo de Aisladores y Herrajes	
	115 KV	3.77
	230 KV	3.63
	230 KV 2 cond. por fase	7.25
3	Costo de Conductores	
	Conductor 636 ACSR	16.80
	Conductor 750 ACAR	18.83
	Conductor 1200 ACAR 230 KV 2 cond. por fase	22.83 37.66
4	Costo de Hilo de Guarda y Accesorios	
	OPGW 7No.8	7.61 1.22
5	Costo de Sistema de Puesta a Tierra	
	115 KV	0.62
	230.00 230 KV 2 cond. por fase	2.97 3.56



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

Detalle	Torres para Circuito Sencillo o Doble		Circuito Sencillo con Torres previstas para Doble	
	115 KV	230 KV	115 KV	230 KV
	%			
Montaje	27%	33%	35%	33%
Obras Civiles	10%	20%	13%	20%

Tabla N° 3: Detalle Porcentual de Otros Costos

Detalle	%
Contingencias	10%
Ingeniería	4%
Administración	4%
Diseño	3%
Inspección	3%
Interes Durante Construcción	6%

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

Costos Unitarios de Líneas	
Líneas	B./km (Miles)
115 KV	
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	172.95
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR	113.68
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR en torres para doble cto.	146.74
230 KV	
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	208.21
Doble Circuito Cond. 750 ACAR	194.39
Doble Circuito 2 cond. por fase 750 ACAR	352.57
Doble Circuito Cond. 1200 ACAR	250.23
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR	126.58
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR	155.60
Circuito Sencillo 2 cond. por fase 750 ACAR en torres para doble cto.	262.17
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR en torres para doble cto.	162.56
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR en torres para doble cto.	217.05



Estos costos unitarios de líneas fueron actualizados al año 2008 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 necesitaríamos 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

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 en el año 2007.



Plan de Expansión 2009

Estudios Básicos

Tabla No. 5: Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones

ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.
1	Interruptores 115 KV	-	90,000
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	-	22,010
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	-	13,151
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	-	8,366
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	-	9,975
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	-	2,800,000
7	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	-	3,000,000
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	-	63,656
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	-	1,300,000
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	-	56,600
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	-	120,200
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	103,955
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	-	31,454
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	-	22,884
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	16,980
16	Pararrayos 192 KV	-	9,208
17	Pararrayos 96 KV	-	5,451
18	CT 230 KV	-	17,362
19	CT 115 KV	-	12,437
20	PT 230 KV	-	16,894
21	PT 115 KV	-	11,102
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	-	43,717
23	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	3,500,000
24	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	-	2,500,000
25	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	-	2,000,000
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	-	750,000
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA, 34.5 kV	-	150,000
28	Banco de Capacitores 115 KV 15 MVAR	-	165,000
29	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	109,000
30	Interruptores 34.5 KV	-	64,361
31	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	9,200
32	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	10,701
33	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	11,056
34	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	-	450,000
35	Pararrayos 34.5 KV	-	2,000
36	PT 34.5KV	-	5,802
37	CT 34.5 KV	-	6,323



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 transformadoras²⁶. 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 0002²⁷ mostrados en la tabla N° 5 para cada uno de estos grupos.

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

Tabla No. 6: Relación Porcentual de los Costos de Equipos por Lote

Detalle	%
Sistema de puesta a tierra	2.42
Servicios auxiliares	10.57
Herrajes, Estructuras y Soportes	25.25
Equipo de Protección, Control y Monitoreo	47.46
Equipo de Comunicaciones	32.92
Cables, conductores, ductos, etc.	12.99

Nota: sobre total de los costos unitarios.

3.3.2.3 Cálculo de Montaje y Obras Civiles

Para el cálculo de los ítem 0003²⁸ se tabuló de la lista de precios analizados, los costos totales para suministro, montaje y obras civiles. Posteriormente, se realizó una sumatoria entre licitaciones bajo el mismo criterio utilizado durante la sección anterior, obteniéndose como resultado una relación porcentual que representará el porcentaje de montaje y obras civiles con respecto al suministro.

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

²⁷ 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.

²⁸ Costos referentes a montajes y obras civiles



Tabla No.7: Relación porcentual del Montaje y Obras Civiles

Detalle	%
Montaje	6.04
Obras Civiles Generales	23.941

Nota: sobre el total del suministro.

3.3.2.4 Cálculo de Otros Costos

Para el caso de los ítems 0004²⁹ se empleó la relación porcentual utilizada comúnmente por ETESA para este tipo de proyectos:

Tabla No.8: Relación porcentual de Otros Costos

Detalle	%
Contingencias	5.00
Diseño	3.00
Ingeniería	4.00
Administración	4.00
Inspección	3.00
IDC	6.00
EIA	0.19

Nota: sobre total del costo base.

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.

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.

²⁹ Costos referentes a contingencias, diseño, ingeniería, administración, inspección e intereses durante construcción



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

Paso 5: Costo Total o VNR

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



Tabla No.9: Costo Unitario de Subestaciones

Costos Unitarios de Subestaciones (Miles de B/.)		
	115 KV	230 KV
Adición de 1 interruptor	1,827.16	2,269.30
Adición de 2 interruptores	2,546.72	3287.42
Adición de 3 interruptores	3,536.38	4719.23

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							
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	
	115-25	PROGRESO - CHARCO AZUL	1988	30.00	93.0	175.0	
	115-37	PANAMA - CACERES SUBT.	2008	0.80	142.0	178.0	
		TOTAL		39.90			



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 circuito. La línea Panamá II – Pacora corresponde a la línea de doble circuito Bayano – Panamá II, en donde uno de los circuitos (230-1) es seccionado por la Subestación Pacora, dividiéndolo en 230-1A y 230-1B y el otro circuito (230-2) tiene una derivación (tap) en la central térmica 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, San Francisco y Centro Bancario) 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.

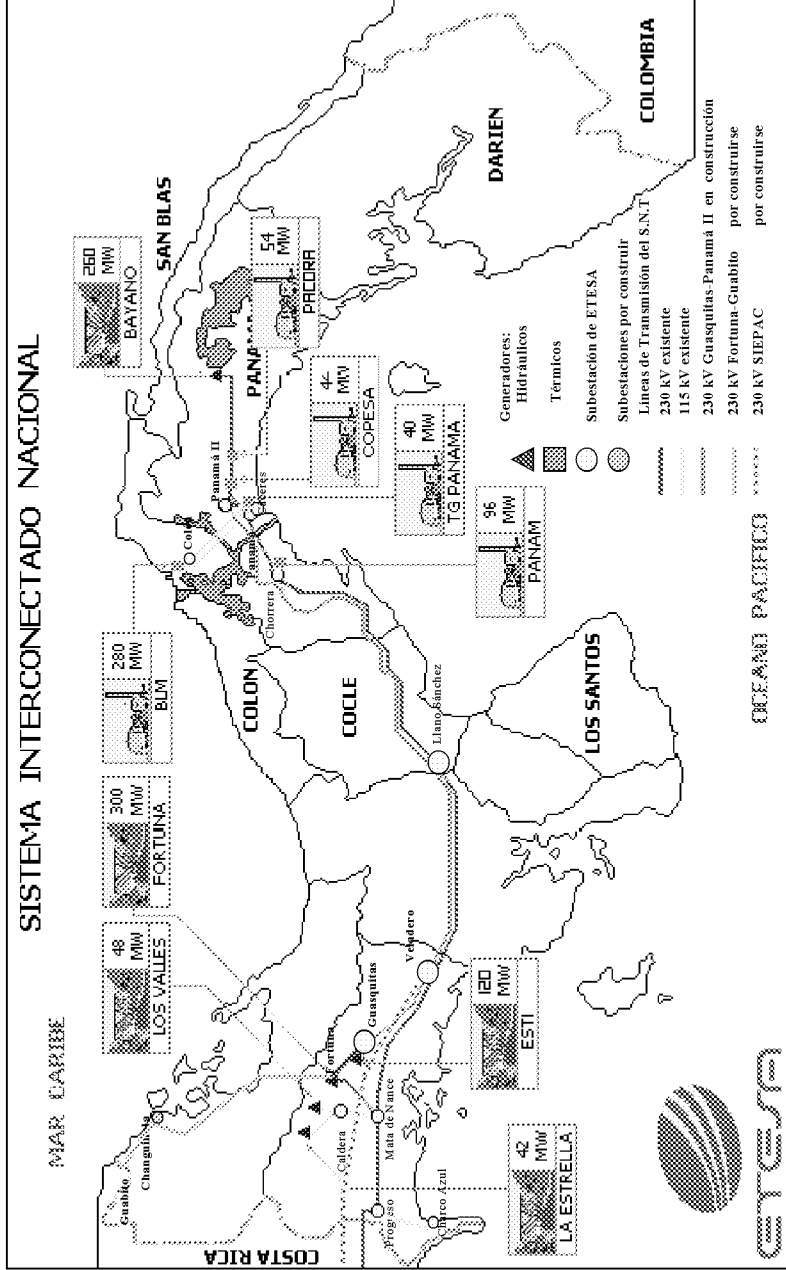
TRANSFORMADORES DE ETESA								
SUBESTACION	No.	CAPACIDAD (MVA)			TIPO	VOLTAJES (KV)		
		OA	FA	FOA		ALTA	BAJA	TERCIARIO
PANAMA	1	105	140	175	REDUCTOR	230	115	13.8
PANAMA	2	105	140	175	REDUCTOR	230	115	13.8
PANAMA	3	210	280	350	REDUCTOR	230	115	13.8
PANAMA II	1	105	140	175	REDUCTOR	230	115	13.8
PANAMA 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 2009



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 Figura 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.

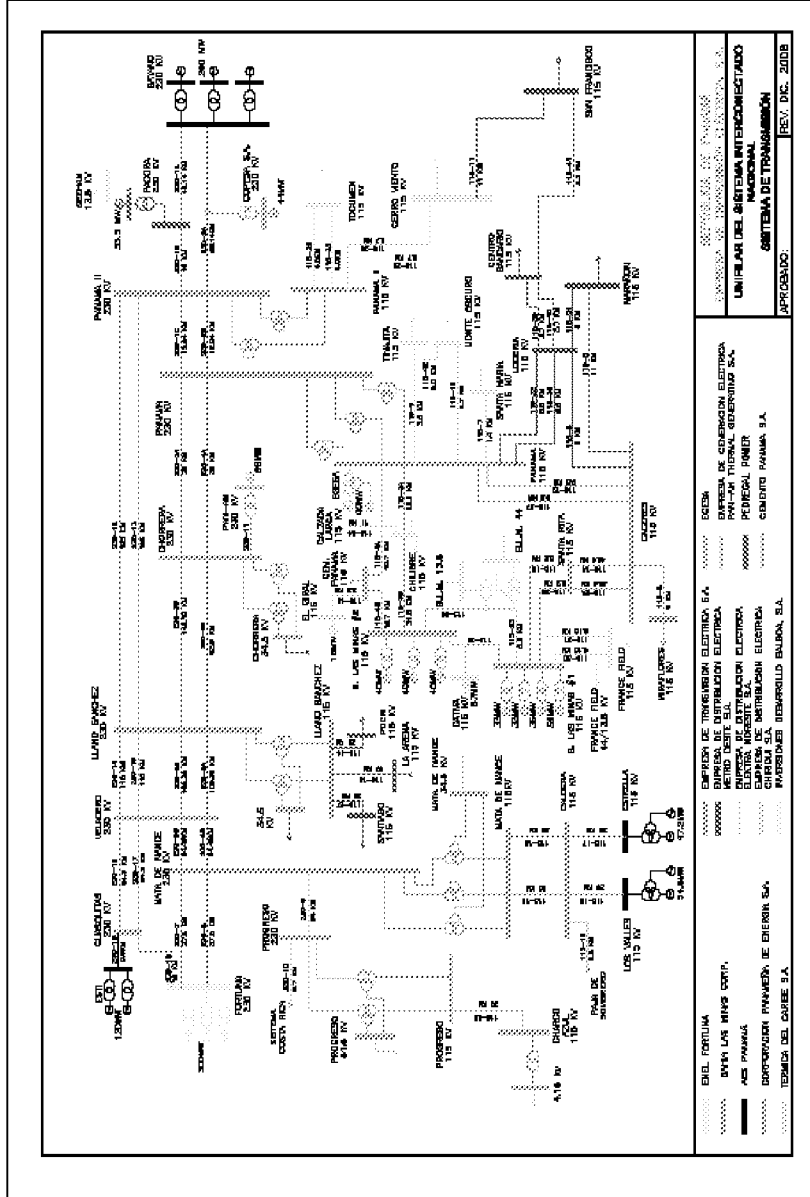


Vers. 31 Ene 2005

Figura N° 4. 1: Mapa de Panamá con el Sistema de Transmisión de ETESA



Figura Nº 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 (2009 al 2012). 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 2009 – 2012, 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 en 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, a saber:

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 2009

Se realizaron los análisis del sistema para 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. 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 plantas térmicas El Giral, Pan Am, Termo Colón y Pedregal; 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 2009

Central	Demanda Máxima Invierno	Demanda Máxima Verano	Demanda Mínima Verano
Bahía Las Minas	84.0	84.0	56.0
Ciclo Combinado	-	-	-
Estrella	44.0	22.0	18.0
Los Valles	48.0	24.0	20.0
Fortuna	285.0	285.0	179.6
Bayano	231.1	176.1	-
Pan Am	90.0	91.2	30.0
Pedregal	34.0	52.5	34.0
Esti	110.0	80.0	50.0
Concepción	9.5	8.3	8.3
Paso Ancho	4.8	3.7	3.7
El Giral	45.8	46.4	7.2
Cativá	82.0	82.0	24.6
Termo Colón	-	108.0	-
ACP	120.5	120.5	46.4

Fuente: ETESA- Plan de Expansión de 2009

Para el diagnóstico del sistema actual se ha tomado como base el año 2009.



Descripción del Sistema

Para el año 2009 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. En cuanto al parque de generación, se consideran los proyectos térmicos El Giral y Termo Colón.

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	1.0072	1.0005	1.0077
Mata de Nance	1.0274	1.0262	1.0090
Fortuna	1.0208	1.0207	1.0089
Pan Am	1.0072	1.0005	1.0077
Esti	1.0250	1.0258	1.0099
Veladero	1.0334	1.0344	1.0066
Llano Sánchez	1.0258	1.0255	0.9945
Progreso	1.0319	1.0314	1.0174
Bayano	1.0286	1.0159	1.0138
Pacora	1.0098	1.0021	1.0120
Guasquitas	1.0250	1.0258	1.0099
Panamá	0.9985	0.9930	1.0095
Panamá II	1.0021	0.9958	1.0097
Copasa	1.0063	0.9992	1.0108
Las Guías	1.0186	1.0161	1.0013

Fuente: ETESA- Plan de Expansión de 2009

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 kV 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 2009 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 2009

Barra	Contingencia Guasquitas - Veladero	Contingencia Llano Sánchez - Panamá II	Contingencia Fortuna - Guasquitas	Contingencia Veladero - Llano Sánchez
Chorrera	1.0080	0.9993	1.0119	1.0005
Mata de Nance	1.0230	1.0254	1.0253	1.0226
Fortuna	1.0167	1.0192	1.0167	1.0169
Pan Am	1.0081	0.9994	1.0119	1.0006
Esti	1.0187	1.0230	1.0410	1.0201
Veladero	1.0292	1.0301	1.0386	1.0253
Llano Sánchez	1.0237	1.0206	1.0310	1.0127
Progreso	1.0282	1.0301	1.0307	1.0276
Bayano	1.0293	1.0229	1.0313	1.0252
Pacora	1.0108	1.0017	1.0139	1.0049
Guasquitas	1.0187	1.0230	1.0411	1.0201
Panamá	1.0002	0.9897	1.0036	0.9927
Panamá II	1.0032	0.9925	1.0066	0.9964
Copasa	1.0074	0.9973	1.0106	1.0009
Changuinola	1.0251	1.0267	1.0251	1.0253
Las Guías	1.0177	1.0117	1.0237	1.0081

Fuente: ETESA- Plan de Expansión de 2009

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 se refiere.



Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos Guasquitas– Veladero 230 kV, Llano Sánchez – Panamá II 230 kV, Fortuna- Guasquitas 230 kV y Veladero- Llano Sánchez 230 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, donde se vislumbran la mayor cantidad de proyectos hidroeléctricos considerados.

4.2.2 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 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 2010

Central	Demanda Máxima Invierno	Demanda Máxima Verano	Demanda Mínima Verano
Bahía Las Minas	114.0	114.0	93.0
Ciclo Combinado	-	40.4	-
Estrella	44.0	22.0	18.0
Los Valles	48.0	24.0	20.0
Fortuna	285.0	273.0	183.9
Bayano	216.0	172.3	40.0
Pan Am	30.0	90.0	15.0
Pedregal	17.0	51.0	17
Esti	110.0	80.0	35.0
Concepción	9.5	8.3	8.3
Paso Ancho	4.7	3.4	3.4
Algarrobos	9.2	8.1	8.1
Mendre	18.0	9.0	9.0
El Giral	45.8	45.8	14.4
Cativá	82.0	82.0	-
Termo Colón	-	108.0	-
Bajo de Mina	46.0	-	-
PE Toabré	60.0	-	-
ACP	120.5	120.5	46.4

Fuente: ETESA- Plan de Expansión de 2009



Descripción del Sistema

Para el año 2010 se considera el sistema del año anterior, el 2009, y la incorporación de obras como la ampliación de S/E Caldera en 34.5 kV y la S/E Concepción. Igualmente, se considera el inicio de operaciones de los proyectos hidroeléctricos Los Algarrobos, Mendre y Bajo de Mina (en invierno), así como el inicio de operaciones del proyecto eólico Toabré. Este último se conectará a la Subestación Antón, la cual seccionará uno de los dos circuitos Llano Sánchez – Panamá II inicialmente.

Operación Normal

En condiciones de operación normal, se obtuvieron los resultados mostrados en el Cuadro Nº 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 Nº 4.7: Niveles de tensión (p. u.) del año 2010

Barra	Demanda Máxima Invierno	Demanda Máxima Verano	Demanda Mínima
Chorrera	0.9930	1.0097	1.0235
Mata de Nance	1.0306	1.0285	1.0165
Fortuna	1.0268	1.0224	1.0155
Pan Am	0.9931	1.0098	1.0235
Esti	1.0283	1.0279	1.0180
Veladero	1.0293	1.0379	1.0180
Llano Sánchez	1.0142	1.0309	1.0124
Progreso	1.0325	1.0333	1.0238
Bayano	1.0209	1.0200	1.0308
Pacora	0.9989	1.0082	1.0276
Guasquitas	1.0283	1.0279	1.0180
Panamá	0.9864	1.0004	1.0245
Panamá II	0.9896	1.0027	1.0252
Copesa	0.9946	1.0057	1.0265
Changuinola	1.0311	1.0286	1.0271
Las Guías	1.0051	1.0230	1.0184
Antón	1.0062	-	-
Concepción	1.0317	-	-

Fuente: ETESA- Plan de Expansión de 2009



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 Interconectado Nacional.

Cuadro N° 4.8: Perfiles de tensión Demanda Máxima Invierno (p. u.) del año 2010

Barra	Contingencia Guasquitas-Veladero	Contingencia Llano Sánchez - Panamá II	Contingencia Fortuna-Guasquitas	Contingencia Veladero-Llano Sánchez	Contingencia Antón-Panamá
Chorrera	0.9897	0.9782	0.9926	0.9831	0.9871
Mata de Nance	1.0255	1.0273	1.0274	1.0259	1.0300
Fortuna	1.0227	1.0240	1.0241	1.0228	1.0262
Pan Am	0.9897	0.9783	0.9926	0.9832	0.9871
Esti	1.0226	1.0247	1.0326	1.0232	1.0276
Veladero	1.0217	1.0232	1.0280	1.0206	1.0281
Llano Sánchez	1.0084	1.0043	1.0133	0.9975	1.0122
Progreso	1.0283	1.0298	1.0299	1.0287	1.0320
Bayano	1.0193	1.0118	1.0207	1.0160	1.0173
Pacora	0.9966	0.9857	0.9986	0.9919	0.9937
Guasquitas	1.0226	1.0247	1.0326	1.0231	1.0276
Panamá	0.9835	0.9709	0.9860	0.9780	0.9801
Panamá II	0.9868	0.9740	0.9892	0.9811	0.9833
Copasa	0.9920	0.9800	0.9942	0.9866	0.9887
Changuinola	1.0283	1.0293	1.0292	1.0285	1.0307
Las Guías	1.0003	0.9922	1.0045	0.9911	1.0006
Concepción	1.0273	1.0289	1.0290	1.0277	1.0311

Fuente: ETESA- Plan de Expansión de 2009

Como se puede observar en las tablas anteriores, para condiciones de contingencias en los circuitos de 230 kV evaluadas, 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 titulado Resultados de Estado Estacionario.



4.2.3 Análisis del Año 2011

Se realizaron los análisis del sistema para las condiciones de operación en estado estable correspondientes al 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° 4.9.

Cuadro N° 4.9: Resumen de generación (MW) del año 2011

Central	Demanda Máxima Invierno	Demanda Máxima Verano	Demanda Mínima Verano
Bahía Las Minas	90.0	114.0	25.0
Ciclo Combinado	-	-	-
Estrella	42.0	21.0	17.0
Los Valles	48.0	24.0	19.0
Fortuna	183.0	183.0	70.4
Bayano	203.3	168.0	-
Pan Am	-	30.0	13.5
Pedregal	-	34.0	-
Esti	110.0	74.0	32
Gualaca	23.8	20.0	18.5
Bajo de Mina	46.0	23.0	22.5
Baitún	80.0	40.0	35.0
Paso Ancho	4.7	3.6	3.6
Algarrobos	9.2	8.1	8.1
Chan I	200.0	150.0	63.0
Mendre	18.0	9.0	9.0
Cativá	32.8	82.0	-
El Giral	-	13.8	-
Termo Colón	-	-	-
PE Toabré	60.0	116.3	116.3
ACP	120.5	120.5	46.4

Fuente: ETESA- Plan de Expansión de 2009



Descripción del Sistema

Para el año 2011, se considera el sistema del año anterior, el 2010. Para este año se considera la adición de un doble circuito entre las subestaciones Santa Rita y Panamá II energizado en 115 kV. Asimismo, dentro de las adiciones consideradas se encuentra un banco de capacitores de 120 MVAR conectado a la Subestación Panamá II. Se contempla para este año el ingreso al sistema de los proyectos hidroeléctricos Chan I, Baitún y Gualaca.

Operación Normal

En condiciones de operación normal, se obtuvieron los 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, así como en demanda mínima.

Cuadro 4.10: Niveles de Tensión (p. u.) del año 2011

Barra	Demanda Máxima Invierno	Demanda Máxima Verano	Demanda Mínima
Chorrera	0.9784	0.9919	1.0125
Mata de Nance	1.0240	1.0346	1.0332
Fortuna	1.0257	1.0317	1.0319
Pan Am	0.9784	0.9920	1.0125
Esti	1.0199	1.0319	1.0324
Veladero	1.0047	1.0285	1.0268
Llano Sánchez	0.9827	1.0102	1.0105
Progreso	1.0289	1.0390	1.0385
Bayano	1.0207	1.0216	1.0138
Pacora	0.9983	1.0009	1.0116
Guasquitas	1.0198	1.0317	1.0323
Panamá	0.9841	0.9876	1.0098
Panamá II	0.9902	0.9915	1.0102
Copasa	0.9952	0.9964	1.0112
Changuinola	1.0292	1.0339	1.0331
Las Guías	0.9788	1.0027	1.0134
Concepción	1.0306	1.0402	1.0384

Fuente: ETESA- Plan de Expansión de 2009

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 las contingencias evaluadas en el presente estudio.

Cuadro N° 4.11: Perfiles de Tensión Demanda Máxima Invierno (p. u.) de 2011

Barra	Contingencia Guasquitas – Veladero	Contingencia Llano Sánchez – Panamá II	Contingencia Fortuna - Guasquitas	Contingencia Veladero – Llano Sánchez	Contingencia Antón - Panamá
Chorrera	0.9643	0.9393	0.9699	0.9399	0.9402
Mata de Nance	1.0155	1.0157	1.0223	1.0134	1.0235
Fortuna	1.0210	1.0190	1.0296	1.0172	1.0258
Pan Am	0.9643	0.9393	0.9699	0.9399	0.9402
Esti	1.0155	1.0114	1.0059	1.0091	1.0196
Veladero	0.9864	0.9861	0.9948	0.9813	0.9952
Llano Sánchez	0.9654	0.9497	0.9731	0.9367	0.9581
Progreso	1.0214	1.0222	1.0260	1.0203	1.0294
Bayano	1.0133	1.0006	1.0164	1.0007	0.9981
Pacora	0.9873	0.9684	0.9919	0.9686	0.9670
Guasquitas	1.0154	1.0112	1.0057	1.0090	1.0194
Panamá	0.9713	0.9484	0.9761	0.9489	0.9480
Panamá II	0.9779	0.9567	0.9831	0.9570	0.9559
Copesa	0.9836	0.9637	0.9884	0.9639	0.9625
Changuinola	1.0270	1.0273	1.0246	1.0246	1.0329
Concepción	1.0237	1.0241	1.0286	1.0223	1.0320

Fuente: ETESA- Plan de Expansión de 2009

Como se puede observar en las tablas anteriores, para condiciones de contingencias en los circuitos de 230 kV estudiados, el nivel de tensión en las distintas barras del sistema de transmisión se mantiene dentro de los límites especificados en el Reglamento de Transmisión. En adición, 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 2012

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 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. Resumen de generación (MW) del año 2012

Central	Demanda Máxima Invierno	Demanda Máxima Verano	Demanda Mínima Verano
Bahía Las Minas	58.0	114.0	76.0
Ciclo Combinado	-	-	-
Estrella	44.0	22.0	18.0
Los Valles	50.0	25.0	20.0
Fortuna	285.0	285.0	95.6
Bayano	154.1	169.2	-
Pan Am	-	45.0	-
Pedregal	-	34.0	-
Esti	114.0	80.0	35.0
Gualaca	23.8	20.5	18.5
Bajo de Mina	49.4	24.0	24.0
Baitún	80.0	40.0	33.0
Paso Ancho	4.8	3.7	3.7
Algarrobos	9.2	8.1	8.1
Chan I	200.0	140.0	62.0
Pando	28.0	-	-
Monte Lirio	48.0	-	-
Mendre	18.8	9.4	8
Lorena	33.8	16.9	13.7
Prudencia	52.0	-	-
PE Toabré	60.0	105.0	105.0
Cativá	-	82.0	-
El Giral	-	46.4	-
Termo Colón	-	-	-
ACP	120.5	120.5	46.4

Fuente: ETESA- Plan de Expansión de 2009



Descripción del Sistema

Para el año 2012 se considera el sistema del año anterior, el 2011. Igualmente, se considera la adición de un segundo circuito Fortuna- Guasquitas (en invierno), un banco de capacitores de 90 MVAR en S/E Llano Sánchez en 115 kV, un T4 en S/E Panamá, un T3 en S/E Panamá II, un T3 en S/E Chorrera. Durante este año, se considera la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos Lorena, Prudencia, Pando y Monte Lirio. El inicio de operaciones de los tres últimos proyectos hidroeléctricos se espera en la segunda mitad del año (invierno).

Operación Normal

En condiciones de operación normal, se obtienen los niveles de tensión en las distintas barras de 230 kV mostrados en el Cuadro N° 4.13, 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 2012

Barra	Demanda Máxima Invierno	Demanda Máxima Verano	Demanda Mínima
Chorrera	0.9756	0.9889	1.0076
Mata de Nance	1.0171	1.0241	1.0274
Fortuna	1.0143	1.0206	1.0263
Pan Am	0.9756	0.9889	1.0076
Esti	1.0112	1.0202	1.0268
Veladero	1.0072	1.0179	1.0222
Llano Sánchez	0.9975	1.0017	1.0102
Progreso	1.0235	1.0302	1.0332
Bayano	1.0159	1.0208	1.0095
Pacora	0.9921	0.9997	1.0074
Guasquitas	1.0111	1.0201	1.0268
Panamá	0.9762	0.9856	1.0056
Panamá II	0.9834	0.9901	1.0060
Copasa	0.9887	0.9951	1.0070
Changuinola	1.0210	1.0211	1.0274
Concepción	1.0239	1.0304	1.0324
Changuinola I	1.0214	1.0195	1.0250
Las Guías	0.9862	0.9963	1.0109

Fuente: ETESA- Plan de Expansión de 2009



Como se puede apreciar, el nivel de tensión se encuentra dentro de los límites permitidos de acuerdo a lo dispuesto en el 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 Interconectado Nacional.

Cuadro N° 4.14: Perfiles de Tensión Demanda Máxima Invierno (p. u.) de 2012

Barra	Contingencia Guasquitas - Veladero	Contingencia Llano Sánchez - Panamá II	Contingencia Fortuna - Guasquitas	Contingencia Veladero - Llano Sánchez	Contingencia Antón - Panamá
Chorrera	0.9671	0.9404	0.9741	0.9504	0.9453
Mata de Nance	1.0107	1.0235	1.0164	1.0146	1.0261
Fortuna	1.0099	1.0229	1.0144	1.0132	1.0248
Pan Am	0.9671	0.9404	0.9741	0.9504	0.9453
Esti	1.0062	1.0181	1.0089	1.0081	1.0201
Veladero	0.9961	1.0032	1.0053	0.9957	1.0071
Llano Sánchez	0.9872	0.9780	0.9957	0.9702	0.9841
Progreso	1.0184	1.0291	1.0228	1.0216	1.0309
Bayano	1.0114	0.9860	1.0151	0.9972	0.9932
Pacora	0.9854	0.9578	0.9909	0.9694	0.9647
Guasquitas	1.0061	1.0179	1.0088	1.0080	1.0199
Panamá	0.9685	0.9402	0.9749	0.9523	0.9472
Panamá II	0.9759	0.9476	0.9821	0.9592	0.9543
Copesa	0.9817	0.9538	0.9875	0.9653	0.9606
Changuinola	1.0187	1.0318	1.0202	1.0236	1.0327
Concepción	1.0192	1.0312	1.0234	1.0226	1.0330
Changuinola I	1.0194	1.0341	1.0209	1.0253	1.0350

Fuente: ETESA- Plan de Expansión de 2009

Como se puede observar en las tablas anteriores, para condiciones de contingencias en los circuitos de 230 kV analizados, 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 y 115 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 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 Fortuna - Guasquitas, 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.

Las fallas representadas 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 afecta adversamente la capacidad de transmisión del sistema. Además, la primera de las fallas involucra a la línea más larga del sistema, en tanto la segunda es la más crítica en el sector este del sistema nacional, cerca del principal centro de generación, ya que mediante esta línea se conecta la generación de las centrales ubicadas en las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro.

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 estas variables 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 2009 al 2012, 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, titulado Niveles de Corto Circuito 2009 – 2012.

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 de ETESA

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 de 2009



Plan de Expansión del SIN 2009

Plan Indicativo de Generación

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

ESCALÓN	FRECUENCIA (HZ)	AGENTE	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	AMPERAJE (Amp.)	CARGA (MVA)	CARGA (MW)	TOTAL (MW)	PORCENTAJE (%)
1	59.30	EDEMET	Coronado	15-25	150.6	3.60	3.43	30.59	3.00%
		EDEMET	El Torno	16-11	257.7	6.57	6.49		
		EDEMET	San Francisco	2-16	398.3	9.52	8.96		
		ELEKTRA	FRANCE FIELD	15-3	239.0	5.72	5.50		
		ELEKTRA	SANTA MARIA	5-36	58.0	1.38	1.27		
		ELEKTRA	TOCUMEN	TOC-2	217.0	5.18	4.94		
2	59.10	EDEMET	Coronado	15-24	230.1	3.17	3.13	30.56	3.00%
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-04	205.8	4.92	4.51		
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-02	135.6	3.24	3.06		
		EDEMET	El Torno	16-14	300.0	7.17	6.89		
		ELEKTRA	SANTA MARIA	5-93	93.0	2.23	2.11		
		ELEKTRA	SANTA MARIA	5-45	217.0	5.18	5.10		
	58.90		PROGRESO	230-10					
3	58.75	EDEMET	LOCERIA	4-84	301.0	7.20	6.86	39.29	4.00%
		EDEMET	MARANON	6-54	336.0	8.02	7.34		
		EDEMET	LOCERIA	4-83	417.0	9.97	9.21		
		ELEKTRA	TOCUMEN	TOC-3	195.0	4.66	4.30		
		ELEKTRA	TOCUMEN	TOC-8	121.0	2.90	2.79		
		ELEKTRA	FRANCE FIELD	15-3	239.0	5.72	5.50		
4	58.65	ELEKTRA	FRANCE FIELD	15-19	145.0	3.46	3.29	69.06	7.00%
		EDEMET	Loceria	4-87	134.3	3.21	2.99		
		EDEMET	Loceria	4-29	315.0	7.53	7.25		
		EDEMET	Loceria	4-32	250.2	5.98	5.49		
		EDEMET	Loceria	4-30	252.3	6.03	5.74		
		EDEMET	Loceria	4-85	92.5	2.21	2.05		
		EDEMET	Loceria	4-35	266.9	6.38	5.98		
		EDEMET	Loceria	4-31	330.9	7.91	7.26		
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-12	141.8	3.39	2.99		
		EDEMET	Coronado	15-17	60.2	1.44	1.42		
		ELEKTRA	MONTE OSCURO	3-108	212.0	5.07	4.84		
		ELEKTRA	TOCUMEN	TOC-7	269.0	6.42	5.91		
		ELEKTRA	SANTA MARIA	5-94	221.0	5.29	5.11		
		ELEKTRA	SANTA MARIA	5-92	204.0	4.87	4.40		
5	58.55	ELEKTRA	FRANCE FIELD	15-1	340.0	8.12	7.63	29.99	3.00%
		EDEMET	LOCERIA	4-89	226.8	5.42	5.09		
		EDEMET	MARANON	6-53	237.2	5.67	5.28		
		EDEMET	San Francisco	2-03	341.4	8.16	7.34		
		ELEKTRA	CERRO VIENTO	8-67	237.0	5.81	5.47		
		ELEKTRA	CHILIBRE	7-60	100.0	2.38	2.34		
6	58.45	ELEKTRA	MONTE OSCURO	3-109	196.0	4.68	4.47	60.03	6.00%
		EDEMET	El Torno	16-13	276.5	8.12	7.96		
		EDEMET	Loceria	4-81	246.0	5.88	5.62		
		EDEMET	Loceria	4-28	254.8	6.09	5.82		
		EDEMET	San Francisco	2-05	301.6	7.21	6.99		
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-01	171.9	4.11	4.03		
		EDEMET	El Torno	16-12	218.4	5.22	5.02		
		ELEKTRA	CHILIBRE	7-57	227.0	5.42	5.15		
		ELEKTRA	CERRO VIENTO	8-66	312.0	7.44	6.99		
		ELEKTRA	SANTA MARIA	5-42	262.0	6.27	6.03		
		ELEKTRA	SANTA MARIA	5-95	277.0	6.62	6.42		
TOTAL								259.52	26.00%

NOTAS: DATOS DE EDEMET ACTUALIZADOS AL 31 DE OCTUBRE DE 2008.

Fuente: Centro Nacional de Despacho

DATOS DE ELEKTRA ACTUALIZADOS AL 15 DE OCTUBRE DE 2008.

LOS TIEMPOS DE DETECCIÓN DE LOS RELEVADORES ES DE 100 MILISEGUNDOS

LA INTERCONEXIÓN TIENE UMBRAL DE 1 SEGUNDO, DIRECCIONALIDAD DE FLUJO Y df/dt DE 300 mHz/seg.



Plan de Expansión del SIN 2009

Plan Indicativo de Generación

Cuadro N° 4.17: Esquema de desconexión 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	1.88	0.72
						6-60	7.05	2.25
						6-51	6.96	2.82
						6-58	8.19	3.22
TOTAL						35.48	13.07	
2	105	54	20	ELEKTRA	CERRO VIENTO	8-61	2.46	0.74
						8-62	2.50	1.02
						8-63	5.38	1.82
						8-64	6.11	2.00
						8-65	5.39	1.52
TOTAL						21.84	7.11	
3	105	180	25	EDEMET	SAN FRANCISCO	2-11	1.49	0.58
						2-15	7.75	2.68
						2-20	6.37	2.10
						2-21	1.33	0.88
						2-22	8.74	1.92
TOTAL						25.68	8.16	
GRAN TOTAL						83.00	28.34	

NOTAS: DATOS DE EDEMET ACTUALIZADOS AL 26 DE MAYO DE 2008
 DATOS DE ELEKTRA ACTUALIZADOS AL 22 DE MAYO DE 2007

Fuente: Centro Nacional de Despacho



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 año 2013 a partir de las estadísticas de fallas de las respectivas líneas y generadores actualizadas a Diciembre de 2007.

5.2 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

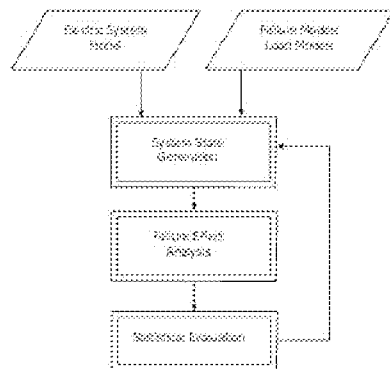


Figura 5- 1
Diagrama de flujo
básico

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: $P = TTF / (TTF + TTR)$

MODELO DE FALLAS EN LÍNEAS

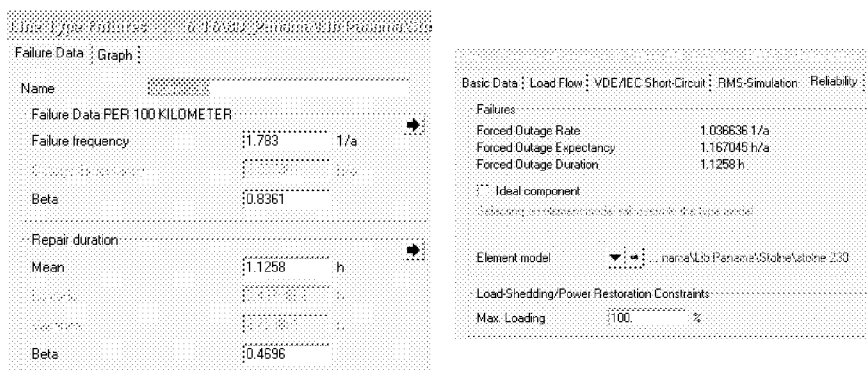


Figura 5- 2
Modelo Weibull-Markov para fallas en líneas



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.

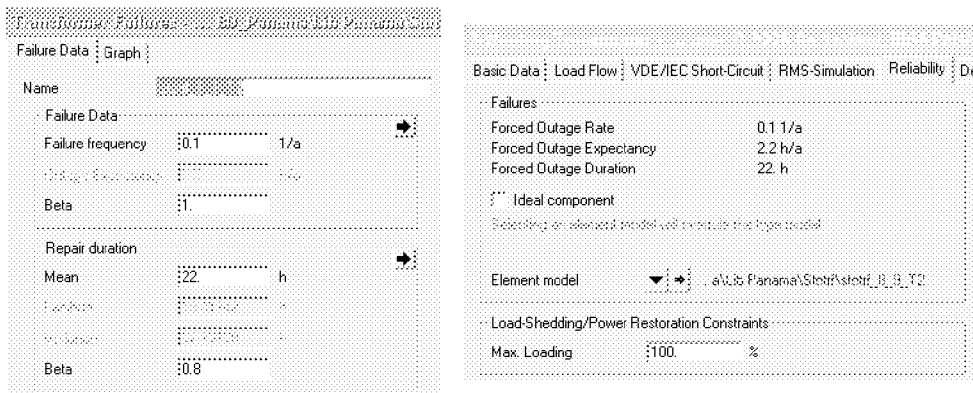


Figura 5- 3
Modelo Weibull-Markov para fallas en transformadores

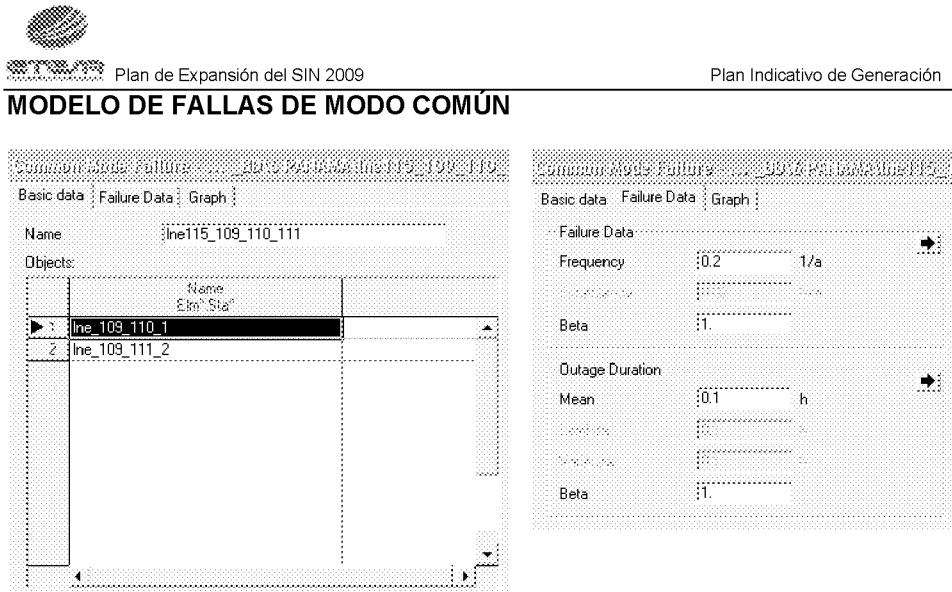


Figura 5-4
Modelo Weibull-Markov para fallas de modo común

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 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 los estados relevantes del sistema uno por uno hasta un nivel de profundidad en la combinatoria de los elementos fallados seleccionado por el usuario. El primer nivel del conjunto de estados y a su vez el mínimo que evalúa el programa, incluye las líneas, generadores y transformadores



y fallas de modo común a los cuales se les ha definido modelo de confiabilidad. Un segundo nivel incluye las combinaciones de dos elementos de los anteriormente indicados y un tercer nivel incluye las combinaciones de tres elementos de los primeramente indicados. Para el cálculo de los indicadores del sistema de Panamá se utilizaron el primer y segundo niveles del conjunto de estados ya que en el caso particular del sistema eléctrico de Panamá, la probabilidad de falla de la combinación de más de dos elementos o de un modo común con otro modo común u otros dos elementos es muy baja y por consiguiente cuando se pondera el racionamiento causado por la probabilidad de falla, el valor esperado resulta despreciable.

En el modelo de confiabilidad de Panamá se incluyeron alrededor de 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 analizan 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 5-6 muestra el diagrama de flujo completo para el proceso de valoración de confiabilidad por el método de enumeración de estados.

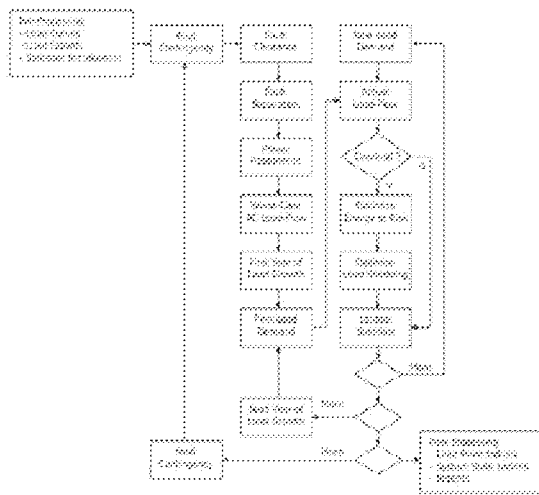



Figura 5-5
Algoritmo de
enumeración de
estados

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



Plan de Expansión del SIN 2009 Plan Indicativo de Generación

Nombre	Q	A	n	2	Generator/E Elem.Sym.Elab.	Active Power MW	Reactive Power MVA
Generator Re-Dispatch sym_105_M1	1	0	0	1	sym_105_M1	3.48029	2.430642
Generator Re-Dispatch sym_105_M2	1	0	0	1	sym_105_M2	3.48029	2.430642
Generator Re-Dispatch sym_105_M3	1	0	0	1	sym_105_M3	3.48029	2.430642
Generator Re-Dispatch sym_107_M4	1	0	0	1	sym_107_M4	3.48029	2.430642
Generator Re-Dispatch sym_107_M5	1	0	0	1	sym_107_M5	3.48029	2.430642
Generator Re-Dispatch sym_107_M6	1	0	0	1	sym_107_M6	0.70622	0.493229
Generator Re-Dispatch sym_116_P1	1	0	0	1	sym_116_P1	2.47900	1.60727
Generator Re-Dispatch sym_116_P2	1	0	0	1	sym_116_P2	2.47900	1.60727
Generator Re-Dispatch sym_116_P3	1	0	0	1	sym_116_P3	2.47900	1.60727
Generator Re-Dispatch sym_128_G3	1	0	0	1	sym_128_G3	-0.22987	-0.131760

Figura 5-6
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	$AID_i = ACIT_i / ACIF_i$



Donde:

i	Índice de puntos de carga
k	Índice de contingencias
$frac{k_{i,k}}$	Fracción de la carga racionada en el punto i por la contingencia k . Para cargas racionadas completamente, $frac{k_{i,k} = 1$. 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	$AENS = \frac{ENS}{\sum A_i}$

5.3 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 5- 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 5- 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 5- 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 5- 2
Estadísticas de falla anuales para líneas a 115 kV



Plan de Expansión del SIN 2009

Plan Indicativo de Generación

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 5- 3 se resumen los parámetros de líneas hallados y utilizados en el modelo de fallas en líneas para las simulaciones de confiabilidad.

Tabla 5- 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 5- 4 se presentan los indicadores de confiabilidad globales para el sistema de transmisión en el año 2013.

Tabla 5- 4
Indicadores Generales de confiabilidad



Plan de Expansión del SIN 2009

Plan Indicativo de Generación

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 5- 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.



Plan de Expansión del SIN 2009

Plan Indicativo de Generación

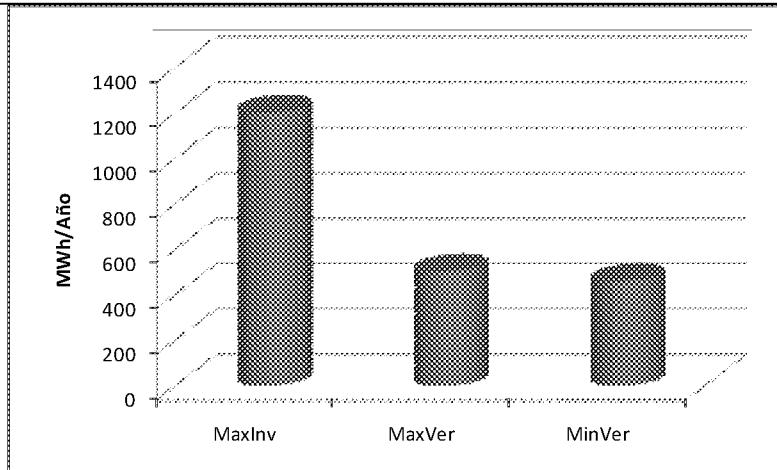


Figura 5-7
ENS detallada por período modelado [MWh]

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 5-8 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.



Plan de Expansión del SIN 2009

Plan Indicativo de Generación

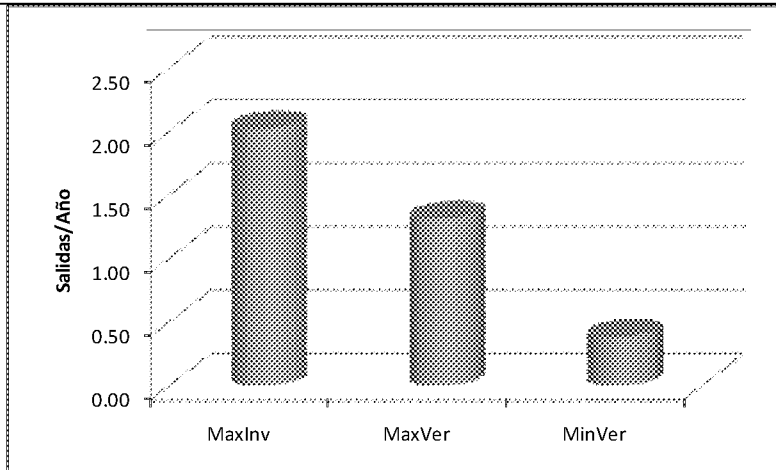


Figura 5- 8
SAIFI detallado por período modelado [Salidas/Año]

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 5- 5.

Tabla 5- 5
Indicadores promedio de confiabilidad de cada demanda 2013

Carga	Máxima Invierno			Máxima Verano			Mínima			Total 2013		
	TCIT 1/a	TCIF h/a	LPENS MWh/a	TCIT 1/a	TCIF h/a	LPENS MWh/a	TCIT 1/a	TCIF h/a	LPENS MWh/a	TCIT 1/a	TCIF h/a	LPENS 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



Plan de Expansión del SIN 2009

Plan Indicativo de Generación

Carga	Máxima Invierno			Máxima Verano			Minima			Total 2013		
	TCIT 1/a	TCIF h/a	LPENS MWh/a	TCIT 1/a	TCIF h/a	LPENS MWh/a	TCIT 1/a	TCIF h/a	LPENS MWh/a	TCIT 1/a	TCIF h/a	LPENS MWh/a
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
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 5-9 se ilustran gráficamente los indicadores de frecuencia, duración y valor esperado de racionamiento de cada demanda para el año 2013.

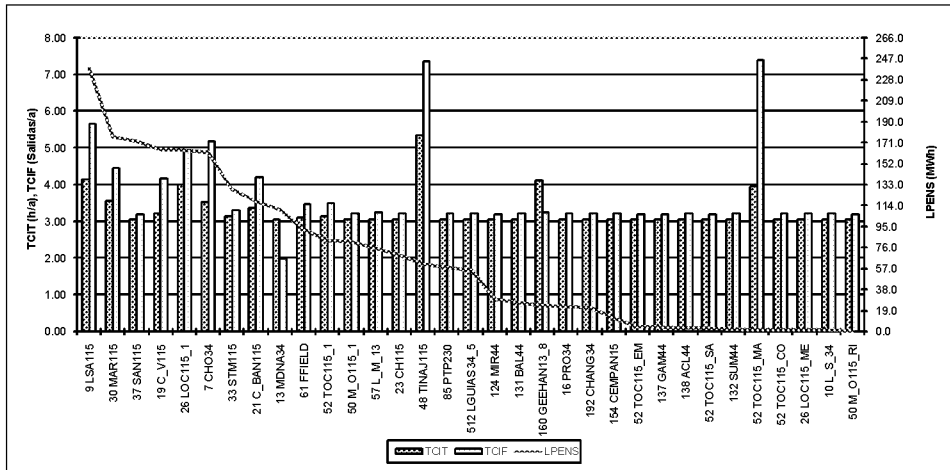


Figura 5- 9
Indicadores promedio de confiabilidad por demanda Año 2013

ÍNDICES DE CONFIABILIDAD POR SUBESTACIONES

Los indicadores de las subestaciones que experimentaron desconexión en los resultados de confiabilidad se presentan en la Tabla 5-6 y en el Anexo de Confiabilidad se presenta el detalle por cada periodo.

Tabla 5- 6
Indicadores promedio de confiabilidad Subestación año 2013

Subestación	Máxima Invierno			Máxima Verano			Mínima			Total 2013		
	AIT h/a	AIF 1/a	AID h	AIT h/a	AIF 1/a	AID h	AIT h/a	AIF 1/a	AID h	AIT h/a	AIF 1/a	AID 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



Plan de Expansión del SIN 2009

Plan Indicativo de Generación

Subestación	Máxima Invierno			Máxima Verano			Mínima			Total 2013		
	AIT h/a	AIF 1/a	AID h	AIT h/a	AIF 1/a	AID h	AIT h/a	AIF 1/a	AID h	AIT h/a	AIF 1/a	AID h
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
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 5-10 se ilustran gráficamente las subestaciones que tienen tasas de fallas significativas en el año 2013.

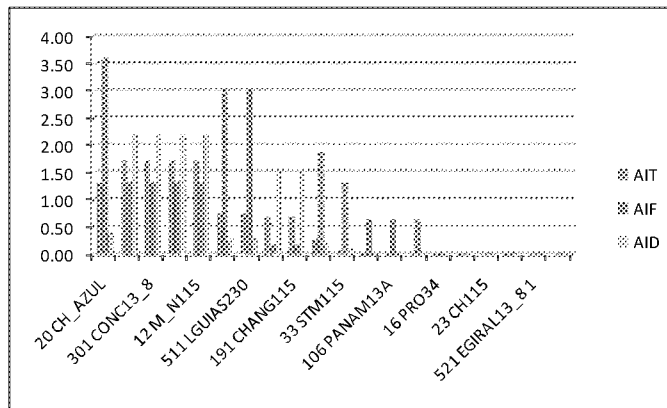


Figura 5- 10
Indicadores promedio de confiabilidad por Subestación, Año 2013



5.4 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.



TOMO II: PLAN INDICATIVO DE GENERACION

Capítulo 1: Resumen Ejecutivo

1.1 El presente estudio de planificación indicativa de la generación tomó como punto de partida los criterios y escenarios planteados por la Secretaría Nacional de Energía (SNE), entidad que estableció los siguientes criterios:

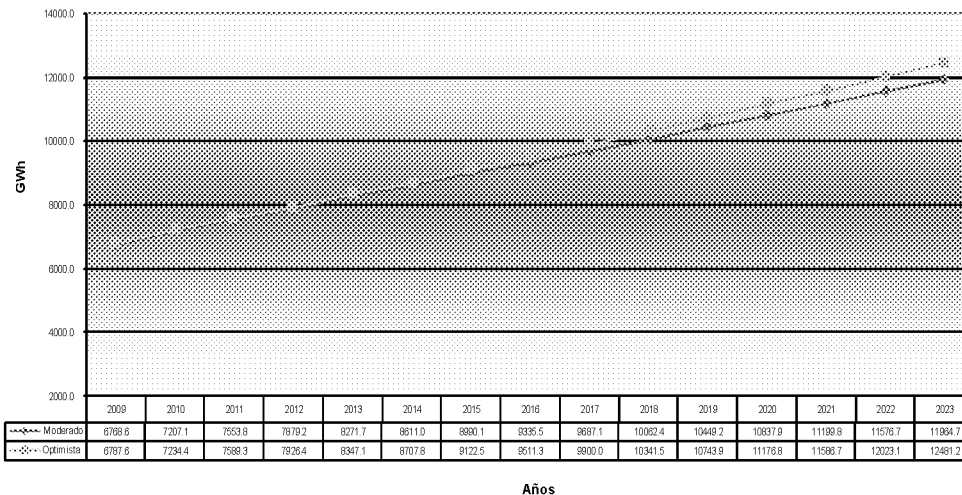
- (1) Los planes que se obtengan deben ser de mínimo costo traído a valor presente cumpliendo criterios de confiabilidad y calidad de suministro y que a su vez genere un beneficio óptimo.
- (2) Criterios de Confiabilidad de Energía:
 - i) Para ningún año del periodo de planificación se permiten déficit 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 la Definición de Políticas y Criterios para la revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2009, indicado por la SNE 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) El Costo de Racionamiento de Energía se establece para la presente revisión del Plan de Expansión en un valor único de 1,850 \$/MWh, que corresponde al Costo de la Energía No Servida (CENS).
- (5) Otros parámetros utilizados fueron: tasa de descuento del 12%, horizonte de 15 años para el plan de expansión, precios de mercado para los proyectos.

1.2 Se emplearon dos escenarios de crecimiento de la demanda provenientes del estudio respectivo: el escenario moderado (medio), con tasas de crecimiento anual de 4.26% en energía y 4.12% en potencia; y el escenario optimista (alto) con tasas de crecimiento anual de 4.56% y 4.41%, como se puede apreciar en los Gráficos N° 1.1 y 1.2.



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

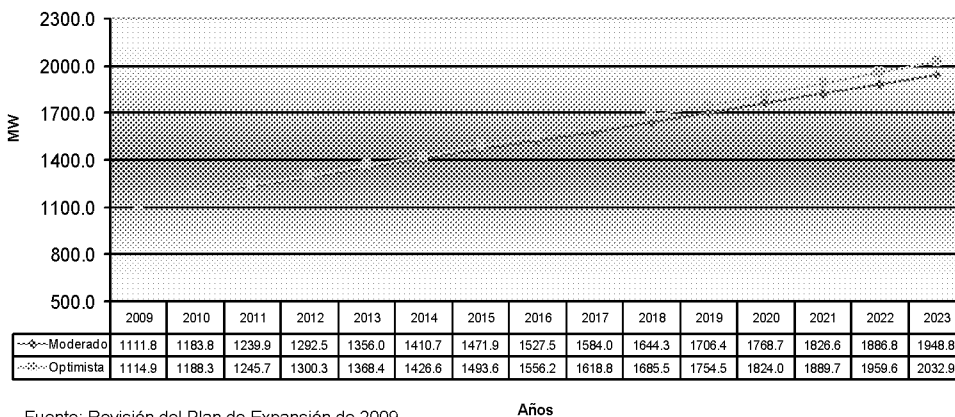
Pronóstico de Energía de Panamá



Fuente: Revisión del Plan de Expansión de 2009.

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

Pronóstico de Potencia de Panamá



Fuente: Revisión del Plan de Expansión de 2009.



Plan de Expansión del SIN 2009

Plan Indicativo de Generación

1.3 La proyección de los precios de combustible utilizada en este estudio se presenta en el Cuadro N° 1.1. El Cuadro N° 1.2 incluye el poder calorífico de los combustibles modelados.

CUADRO N° 1.1: Proyecciones de Precios de Combustibles.

AÑO	(US\$/BBL)			(US\$/m ³)	US\$/Ton-m
	Diesel Liviano	Diesel Marino	Bunker-C	Gas Natural Gasoducto	Carbón
2009	74.07	68.49	46.19	0.23	92.40
2010	70.82	65.41	43.77	0.22	93.50
2011	67.17	62.04	41.51	0.21	92.06
2012	63.36	58.57	39.43	0.20	89.98
2013	59.89	55.44	37.67	0.19	88.68
2014	58.51	54.10	36.46	0.19	87.97
2015	55.47	51.24	34.29	0.18	87.43
2016	53.32	49.16	32.54	0.18	86.82
2017	53.39	49.24	32.63	0.18	86.76
2018	54.14	49.97	33.31	0.19	86.03
2019	54.96	50.78	34.04	0.19	86.21
2020	55.59	51.42	34.75	0.19	86.41
2021	56.14	51.97	35.33	0.18	86.42
2022	56.81	52.61	35.79	0.19	86.59
2023	57.89	53.64	36.64	0.19	86.62

BBL: Barriles

Fuente: Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2009. Secretaría Nacional de Energía.

CUADRO N° 1.2: Poder Calorífico del Combustible.

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	BTU/lb
Carbón	12,500.00

Fuente: Secretaría Nacional de Energía.



Plan de Expansión del SIN 2009

Plan Indicativo de Generación

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 (Cal/MWh)	POTENCIA FIRME (MW)	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	ENERGIA ANUAL PROMEDIO (GWh)
EGE-Fortuna, S.A.	Fortuna	Hidroeléctrica	-	-	284.00	300.00	1800.00
AES Panamá	Bayano	Hidroeléctrica	-	-	160.00	260.00	577.00
AES Panamá	La Estrella	Hidroeléctrica	-	-	16.30	47.20	249.00
AES Panamá	Los Valles	Hidroeléctrica	-	-	17.63	54.75	304.00
AES Panamá	Esti	Hidroeléctrica	-	-	111.50	120.00	620.00
Istmus Hydropower Corp	Concepción	Hidroeléctrica	-	-	2.49	10.00	59.00
BLM Corp, S.A.	BLM-2	Termoeléctrica	Búnker	86.07	26.31	40.00	-
BLM Corp, S.A.	BLM-3	Termoeléctrica	Búnker	80.58	22.55	40.00	-
BLM Corp, S.A.	BLM-4	Termoeléctrica	Búnker	81.62	21.59	40.00	-
BLM Corp, S.A.	Ciclo Comb.BLM	Termoeléctrica	Diesel Marino	64.83	134.85	160.00	-
Pedregal Power Company	Pacora	Termoeléctrica	Búnker	57.6	53.53	53.53	-
COPESA	Coposa	Termoeléctrica	Diesel Liviano	72.22	41.80	44.00	-
PAN-AM Generating Ltd.	Pan_Am	Termoeléctrica	Búnker	59.66	81.60	96.00	-
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Turbinas de Gas EGESA	Termoeléctrica	Diesel Liviano	109.14	34.00	42.80	-
Inversiones y Desarrollos Balboa, S.A.	Térmica Cativá	Termoeléctrica	Búnker	59.55	83	87.00	-
Térmica del Caribe, S.A.	El Giral	Termoeléctrica	Búnker	58.73	49	49.18	-
Total (MW)					1140	1444	
Total Hidro					792	55%	
Total Térmico					653	45%	

Fuente: Información entregada a ETESA por los Agentes. Revisión del Plan de Expansión de 2009.

CUADRO N° 1.4: Retiros de Plantas Térmicas.

AGENTE GENERADOR	NOMBRE DE LA PLANTA	TIPO DE PLANTA	TIPO DE COMBUSTIBLE	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	FECHA DE RETIRO
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Turbinas de Gas EGESA	Termoeléctrica	Diesel Liviano	42.8	31/12/2009

Fuente: Información entregada a ETESA por los Agentes. Revisión del Plan de Expansión de 2009.

Se consideran como candidatos aquellos 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 indicados en el Cuadro N° 1.5. Las características de proyectos térmicos candidatos se incluyen en el Cuadro N°1.6.



Plan de Expansión del SIN 2009

Plan Indicativo de Generación

CUADRO N°1.5: Proyectos Hidroeléctricos Candidatos.

PROYECTO	TIPO DE PLANTA	AGENTE PROMOTOR	CAPACIDAD INSTALADA MW	POTENCIA FIRME MW	ENERGÍA PROM. ANUAL GWh	COSTO FIJO \$/kW-Año	COSTO DE CONSTRUCCIÓN \$/kW	PUNTO DE CONEXIÓN AL SIN
Gualaca	Filo de Agua	Bontex, S.A.	25.2	23.04	124.0	5.0	2337.3	S/E Guasquilas
Lorena	Filo de Agua	Altermegy, S.A.	33.8	30.6	188.8	5.0	2479.3	S/E Guasquilas
Prudencia	Filo de Agua	Altermegy, S.A.	56.0	50.1	273.2	5.0	2373.2	S/E Guasquilas
Bonyic	Filo de Agua	Hidroecológica del Teribe, S.A.	31.3	22.2	160.0	5.0	2300.3	S/E Changuinola
Sindigo	Filo de Agua	Corporación de Energía del Istmo Ltda.	10.0	3.0	48.0	5.0	2200.0	NE
Chan I	Embalse	AES Changuinola	222.5	165.67	1046.5	5.0	1748.6	S/E Chan 75 secciona línea 230-20
Chan II	Filo de Agua	AES Changuinola	214.0	150.38	1053	5.0	2570.1	S/E Chan 75 secciona línea 230-20
El Alto	Filo de Agua	Hydro Caisán, S.A.	60.0	19.96	270.00	5.0	2350.0	S/E Progreso
Pando	Filo de Agua	Electron Investment	32.0	25.1	174.0	5.0	2400.0	NE
Monte Lirio	Filo de Agua	Electron Investment	51.7	32.38	288.00	5.0	2400.0	NE
Mendre	Filo de Agua	Caldera Energy Corp.	19.8	4.0	101.10	5.0	1772.2	S/E Caldera
Barro Blanco	Embalse	Generadora del Istmo S.A.	19.8	10.9	106.70	5.0	3131.3	NE
Bajo de Mina	Filo de Agua	Ideal Panamá, S.A.	52.4	20.07	263.90	5.0	2100.0	S/E Concepción
Pedregalito	Filo de Agua	Generadora Pedregalito, S.A.	20.0	3.3	NE	5.0	2000.0	S/E Concepción
Potrerillos	Filo de Agua	Fuerza Hidráulica del Caribe, S.A.	4.2	NE	27.21	5.0	2000.5	S/E Caldera
Cochea	Filo de Agua	Hidroeléctricas de Panamá, S.A.	12.5	2.2	58.20	5.0	2880.0	S/E Caldera
Macano	Filo de Agua	Hidro Boquerón, S.A.	3.4	0.97	20.20	5.0	3208.9	S/E Concepción
Las Perlas Norte	Filo de Agua	Las Perlas Norte, S.A.	10.0	2.7	65.70	5.0	2000.0	S/E Concepción
Las Perlas Sur	Filo de Agua	Las Perlas Sur, S.A.	10.0	2.7	65.70	5.0	2000.0	S/E Concepción
El Porvenir Norte	Filo de Agua	El Porvenir Norte, S.A.	3.3	NE	NE	5.0	2000.0	S/E Concepción
Los Algarrobos	Filo de Agua	Unión Fenosa	9.9	2.41	49.10	5.0	2888.2	S/E Caldera
Batlón	Filo de Agua	Ideal Panamá, S.A.	86.0	31.09	408.20	5.0	2151.2	S/E Concepción
Tabasará II	Embalse	Consortio Hidroeléctrico Tabasará	34.5	11.9	148.50	5.0	2316.8	N/E

NE -> El promotor del proyecto no entregó esta información.

Fuente: Información entregada a ETESA por los promotores de los proyectos. Revisión del Plan de Expansión de 2009.

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

- (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 2009, para las planta Termo Colón y base de datos del Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR).



1.5 Dentro de los proyectos de expansión considerados en el presente estudio no se consideran aquellos que utilizan turba como combustible debido a la falta de información técnica de este tipo de tecnología de generación. No obstante, en el Capítulo 6 se presenta la información disponible de este tema. Igualmente, se consideran en este estudio dos proyectos eólicos, indicados en el 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	150	1995.33
Antón	Enrilews	105	1995.33

Fuente: Información entregada a ETESA por los Agentes. Revisión del Plan de Expansión de 2009.

Del proyecto eólico Antón solo se considera la primera etapa la cual instala 105 MW ya que es la capacidad otorgada en la viabilidad de conexión dada la no certeza del agente de poder especificar el año de entrada de la o las etapas o incremento de capacidad.

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

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

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

- a) **Caso N° 1:** Regional con Demanda Media Hidrotérmico considerando Carbón (REGMHTCB9).
- b) **Caso N° 2:** Regional con Demanda Media Hidrotérmico considerando Gas Natural abastecido por Gasoducto a partir del 2015 y Carbón. (REGMHTGDC9).
- c) **Caso N° 3:** Regional con Demanda Media Hidrotérmico considerando Gas Natural abastecido por Gasoducto a partir del 2015, Carbón y Eólica (REGMHTTLA9).



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 optimista. Se considero como proyectos fijos en el año 2012 todos aquellos proponentes que resultaron adjudicados en la licitación LPI N° EDEMET-01-08 de potencia de largo de septiembre del 2008. Luego, se establecen los casos con alternativas definidas por los candidatos hidráulicos y proyectos térmicos que utilizan tecnologías similares a las existentes. 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.³⁰

Los planes de expansión resultantes se muestran en el Cuadro N° 1.8. En el mismo, se puede observar que los planes generados para los tres casos muestran la misma incorporación de obras hasta el año 2016. Al final del horizonte, se adiciona una planta de carbón de 250 MW en el caso REGMHTCB9, mientras que en los casos REGMHTGDC9 y REGMHTTLA9 se incorpora al cronograma de expansión un ciclo combinado de gas natural de la misma capacidad. A diferencia de los otros dos casos, el caso REGMHTTLA9 considera la incorporación del proyecto eólico Antón como parte de la expansión del sistema de generación.

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

Año de Operación	Caso REGMHTCB9					Caso REGMHTGDC9					Caso REGMHTTLA9				
	Proyecto	Capacidad (MW)				Proyecto	Capacidad (MW)				Proyecto	Capacidad (MW)			
		Hidro	Termo	Eólica	Total		Hidro	Termo	Eólica	Total		Hidro	Termo	Eólica	Total
2008	El Cerril	40.0	150.0		200.0	El Cerril	40.0	150.0		200.0	El Cerril	40.0	150.0		200.0
2010	Gualaca	25.1				Gualaca	25.1				Gualaca	25.1			
	Mendire	19.9				Mendire	19.9				Mendire	19.9			
	Potrerillos	4.2				Potrerillos	4.2				Potrerillos	4.2			
	Cochea	12.5				Cochea	12.5				Cochea	12.5			
	Algarobos	9.9				Algarobos	9.9				Algarobos	9.9			
2011	BLM-Caribón (r)					BLM-Caribón (r)					BLM-Caribón (r)				
	Lorena	35.7			107.2	Lorena	35.7			107.2	Lorena	35.7			107.2
	Bonyic	30.0				Bonyic	30.0				Bonyic	30.0			
	Pedregalito	20				Pedregalito	20				Pedregalito	20			
	Bajo de Mina	52.4				Bajo de Mina	52.4				Bajo de Mina	52.4			
2012	Macano	3.4				Macano	3.4				Macano	3.4			
	Estuán	86			150.0	Estuán	86			150.0	Estuán	86			150.0
	Toabré					Toabré					Toabré				
	Prudencia	56.2				Prudencia	56.2				Prudencia	56.2			
	Las Perlas Norte	10				Las Perlas Norte	10				Las Perlas Norte	10			
2013	Las Perlas Sur	10.0				Las Perlas Sur	10.0				Las Perlas Sur	10.0			
	El Porvenir Norte	3.3			421.3	El Porvenir Norte	3.3			421.3	El Porvenir Norte	3.3			421.3
	Chan I	229.0				Chan I	229.0				Chan I	229.0			
	Pando	32.0				Pando	32.0				Pando	32.0			
	Monte Lirio	51.6				Monte Lirio	51.6				Monte Lirio	51.6			
2014	Tabasará II	34.5				Tabasará II	34.5				Tabasará II	34.5			
	El Alto	60.0				El Alto	60.0				El Alto	60.0			
	Barro Blanco	19.8			420.9	Barro Blanco	19.8			420.9	Barro Blanco	19.8			525.9
2015				0.0					0.0					0.0	
2016				0.0					0.0					0.0	
2017	Chan II	214.0			214.0	Chan II	214.0			214.0	Chan II	214.0			214.0
2018	Sindigo	10.0			10.0	Sindigo	10.0			10.0	Sindigo	10.0			10.0
2019					0.0					0.0					0.0
2020					0.0					0.0					0.0
2021	CB-250A		250.0		250.0	CCGN 250-A		250.0		250.0	CCGN 250-A		250.0		250.0
2022					0.0					0.0					0.0
2023					0.0					0.0					0.0
	Total del Plan	1023.4	450.0	150.0	1623.4	Total del Plan	1023.4	450.0	150.0	1623.4	Total del Plan	1023.4	450.0	255.0	1728.4
	Total Existente	78.2	576.0		654.2										

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

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.

³⁰ A cada caso le corresponde un plan de expansión determinado.



El Cuadro N° 1.9 presenta los costos de inversión, operación y déficit de cada uno de los planes obtenidos. El plan cuyo costo total resulta más bajo 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 (REGMHTTLA9). Con respecto a este plan, cabe mencionar que debido al precio del gas en comparación con el del carbón y los derivados del petróleo, 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. Es por ello que este cronograma de expansión presenta el menor costo operativo. El costo de inversión de este plan es el mayor de las tres alternativas, debido a que considera una mayor capacidad a instalar (1,743 MW). Por otra parte, la operación del sistema en este caso depende del recurso eólico en mayor medida (capacidad instalada de 255 MW) y, por ende, está sujeto a las variaciones estacionales que el uso de este recurso implica.

El plan de expansión generado al considerar expansiones convencionales y carbón (REGMHTCB9) tiene el segundo costo total más bajo. Su costo de operación es el más bajo de las tres alternativas y su costo de inversión es el más alto. Estos costos resultantes son producto de la incorporación de un plan mayoritariamente hidráulico, además de incorporar tecnologías de generación térmica que utilizan el carbón como combustible.

El plan con el costo total más alto es el del caso que contempla la incorporación de gas vía gasoducto como combustible de las expansiones (REGMHTGDC9). Este plan tiene costo operativo superior y costo de inversión inferior al caso REGMHTCB9. 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.

CUADRO N°. 1.9 Costos de Planes de Expansión.

CASOS	COSTO DE INVERSIÓN (Mill.\$)	COSTO DE OPERACIÓN (Mill.\$)	COSTO DE DÉFICIT (Mill.\$)	TOTAL
REGMHTCB9	1,465.62	1,870.56	1.019	3,337.20
REGMHTGDC9	1,464.26	1,878.95	1.019	3,344.23
REGMHTTLA9	1,539.39	1,789.46	1.019	3,329.87

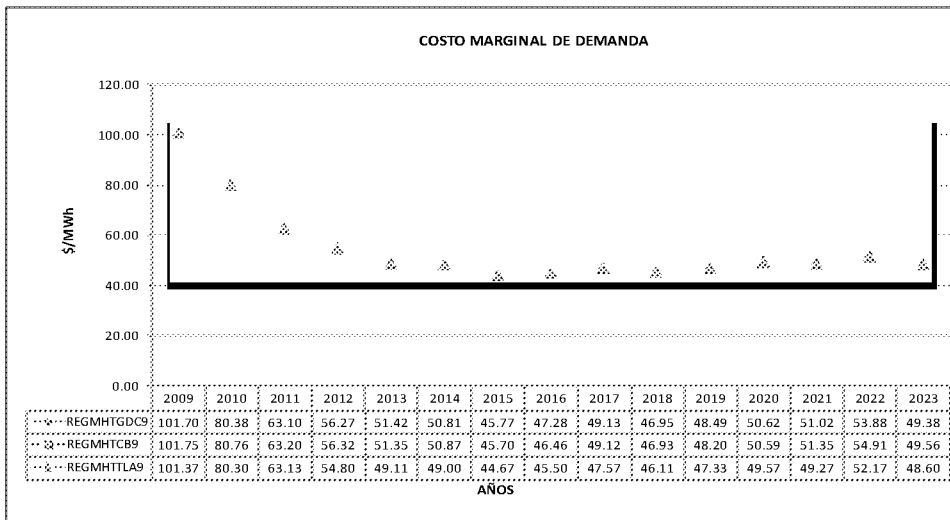
Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.

El Gráfico N° 1.3 proporciona los costos marginales para los tres planes de expansión evaluados. En general, los costos marginales descienden durante los primeros años del horizonte y luego mantienen valores entre 40 y 60 \$/MWh el resto del periodo. Como puede apreciarse, los costos marginales de los casos



REGMHTCB9 y REGMHTGDC9 son similares, a causa de la semejanza de ambos planes hasta 2016. El caso REGMHTTLA9 presenta costos marginales inferiores a los otros dos casos, a partir de 2012. Esto es ocasionado por la adición de 105 MW de capacidad eólica (proyecto eólico Antón) que aporta a la generación total del sistema desde ese año.

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



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.

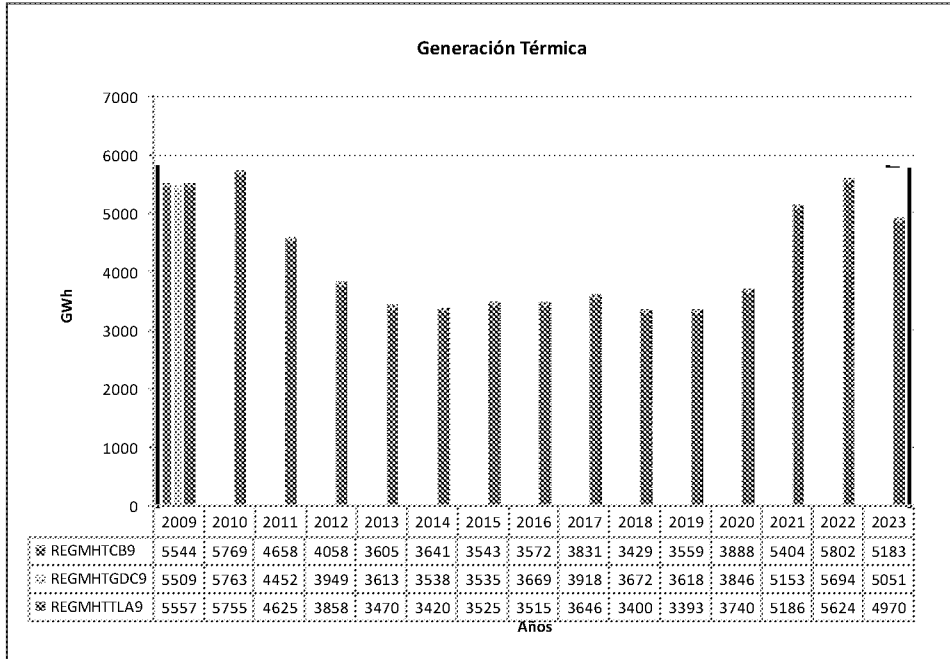
El Gráfico N° 1.4 permite apreciar la producción de energía de origen térmico para los tres cronograma de expansión con demanda moderada evaluados en este documento. En todos los casos, la generación termoeléctrica se mantiene en los dos años iniciales, para luego descender los dos años siguientes. En el periodo 2013-2019 se mantienen similares los aportes de origen termoeléctrico. Durante el periodo 2020-2023 crece la generación termoeléctrica, como consecuencia de la no incorporación de tecnologías renovables y del crecimiento natural de la demanda, además de la incorporación de nueva capacidad termoeléctrica hacia el final del horizonte.

El Gráfico N° 1.5 muestra un resumen de generación hidráulica total de escenarios de demanda media. El comportamiento general durante los dos años iniciales del horizonte es que se mantienen los aportes hidroeléctricos. En el periodo 2011-2013, crece la generación hidroeléctrica como consecuencia de la instalación de una gran cantidad de proyectos hidroeléctricos en el primer tercio del horizonte. Luego, los aportes disminuyen en 2014 y se mantienen el resto del horizonte. Nótese que, a pesar de la adición de mayor capacidad eólica en el caso



REGMHTTLA9, los aportes hidroeléctricos de este caso no distan mucho de los obtenidos en los otros dos casos.

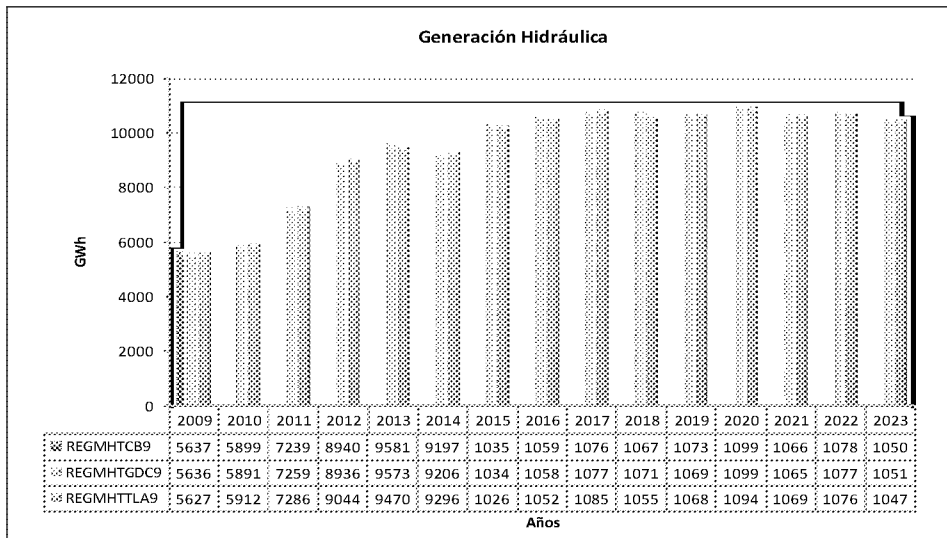
GRÁFICO N° 1.4: Resumen de Generación Termoeléctrica Total de los Casos Evaluados.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.



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



Fuente: FTESA Revisión del Plan de Expansión de 2009

Se analizaron seis sensibilidades del caso REGMHTCB9, las cuales consideran el retraso del inicio de operaciones de proyectos significativos para el sistema, variaciones en la proyección de demanda y variaciones en la proyección de los precios de los combustibles. Se evaluó el impacto del atraso en la entrada de los proyectos hidroeléctricos Chan I y Chan II (REGMHTCB9A), por ser proyectos de una capacidad significativa para el sistema actual. Igualmente, se evaluó el retraso del inicio de operaciones de los proyectos hidroeléctricos Gualaca, Lorena, Prudencia y Bonyic (REGMHTCB9B), así como el atraso de un año en la incorporación de los proyectos hidroeléctricos Bajo de Mina, Baitún y El Alto (REGMHTCB9C) y de los proyectos hidroeléctricos Pando y Monte Lirio (REGMHTCB9D).

Asimismo, se valoró el impacto ocasionado por el atraso de un año en el inicio de operaciones de los proyectos hidroeléctricos Tabasará II y Barro Blanco (REGMHTCB9E), al igual que se adicionó una planta de carbón de 250 MW en el año 2013 (REGMHTCB9F).

También se analizó el comportamiento del sistema dado un escenario de demanda alta (REGMHTCB9G), el atraso de un año en la entrada del proyecto de interconexión SIEPAC (REGMHTCB9H), una proyección alta de los precios de los combustibles (REGMHTCB9I) y un escenario de demanda bajo o pesimista (REGMHTCB9J).



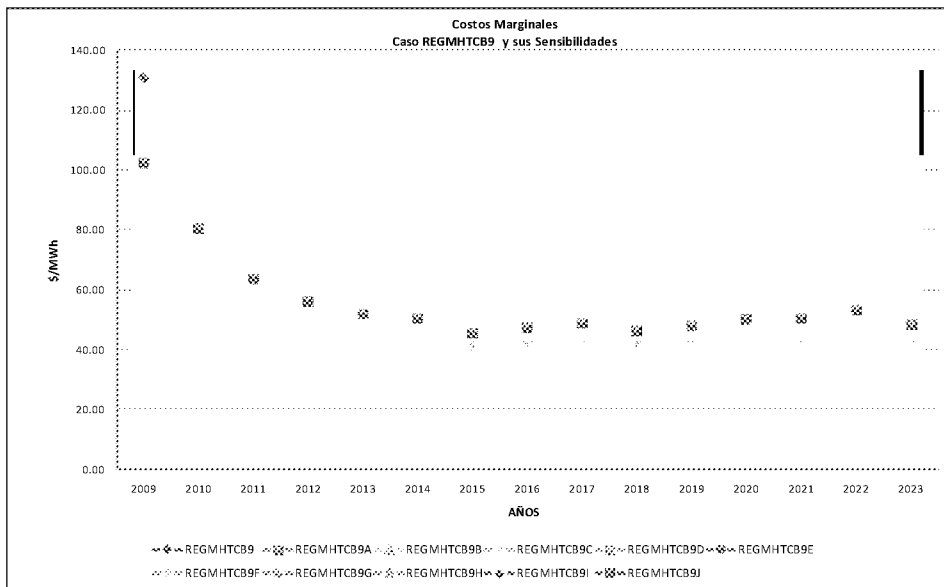
El Gráfico N° 1.6 permite realizar una comparación entre los costos marginales obtenidos para el caso REGMHTCB9 y cada una de las sensibilidades propuestas. Los costos marginales más altos se derivan de la sensibilidad que utiliza la proyección de los costos de combustibles alta (REGMHTCB9I). Los valores más bajos ocurren al sumar una planta de carbón de 250 MW al plan de expansión (REGMHTCB9F). Las otras sensibilidades generan pocas variaciones para los costos marginales en general. Estas pequeñas variaciones se experimentan en los años en que se desplazan los proyectos de generación y el proyecto SIEPAC, principalmente.

GRÁFICA 1.

En vista de los estudios que se realizan para desarrollar el proyecto de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia, se consideró un caso que involucra dicho proyecto, con la finalidad de evaluar su impacto en el comportamiento del sistema nacional. Para tal efecto, se incluyó en el caso REGMHTCB9 el inicio de operaciones del proyecto de interconexión con Colombia en el año 2013. A este nuevo caso se le denominó REGCOLMHTCB9.

El Gráfico N° 1.7 presenta una comparación entre los costos marginales del caso REGMHTCB9 y el caso REGCOLMHTCB9. Se observa una disminución de los costos marginales desde 2013. La mayor diferencia entre los costos marginales con y sin la interconexión con Colombia se experimenta en el año de entrada del proyecto de interconexión.

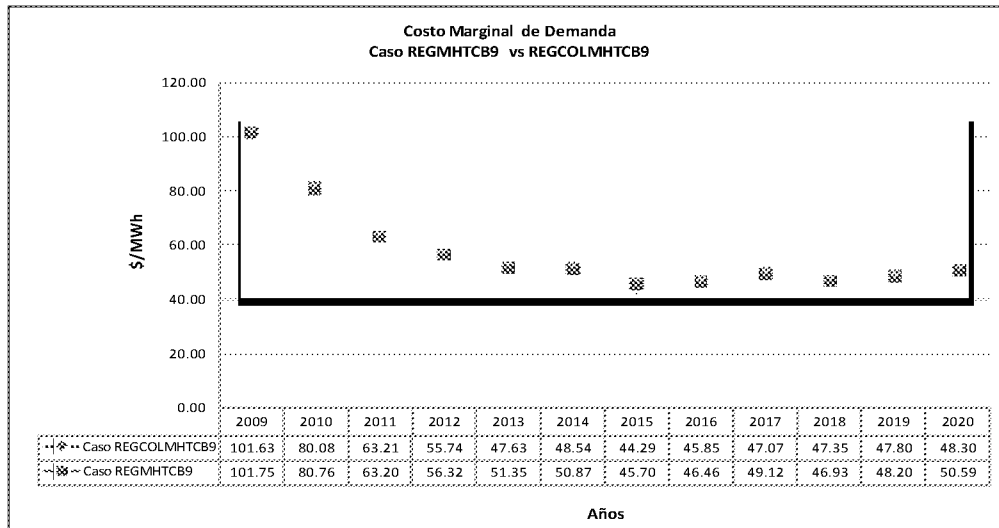
GRÁFICO N° 1.6. Costos Marginales del Caso REGMHTCB8 y sus Sensibilidades



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de



GRÁFICO N° 1.7: Costos marginales de los casos REGMHTCB9 y REGCOLMHTCB9.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.

Los análisis correspondientes a los planes obtenidos al considerar el escenario de demanda alta u optimista se presentan en el Capítulo 10 denominado Planes de Expansión de Demanda Alta. Para la construcción de los tres casos de demanda alta se utilizaron las mismas premisas de los casos de demanda moderada.

1.9 Conclusiones Finales:

- Básicamente para todos los escenarios considerados se mantiene el mismo plan de expansión hasta el año 2013, con la excepción del Caso REGMHTTLA9, que introduce una nueva central eólica en el año 2013. Esta inflexibilidad en la optimización del plantel de expansión es forzada por la realidad del sistema, de la incorporación masiva de proyectos hidroeléctricos en construcción en el corto plazo y de las recientes expectativas con respecto a las licitaciones y de los propios contratos de suministro de potencia y energía.
- 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.

- El análisis de los tres de planes de expansión, sugeridos por la Secretaría de Energía (SEN) se destaca la similitud de los planes en todo el periodo entre el REGMHTCB9 y el REGMHTGDC9, los cuales incorporan los mismos proyectos. Por lo tanto la expansión de la capacidad para ambos planes presenta una relación hidro-térmica de 72-28%.³¹ La diferencia entre un plan y otro reside específicamente en que el REGMHTGDC9 incorpora Gas Natural a partir del año 2021 con una central de CCGN 250MW, suplantando en el plan con carbón una central de la misma capacidad, por lo cual se espera que a partir de ese año la expansión de la capacidad térmica sea con base a este combustible, en consecuencia de la ventaja comparativa del GN vs. Carbón.
- Con respecto a los costos totales de los planes el que menor costo total presentó fue el caso REGMHTTLA9, el cuál incorpora todas las alternativas. Es de destacar que es el plan de menor costo operativo, debido al que incluye insumos como el gas natural en conjunto con la fuerza del viento, un recurso renovable los cuales sustituyen completamente a las plantas térmicas convencionales con base en los combustibles líquidos más costosos, cuyas eficiencias o costos no resultan competitivas.
- Los planes basados en la introducción del gas en el sistema presentan costos marginales bajos a lo largo del horizonte de estudio. Cuando el carbón compite con el gas natural, en cualquiera de los casos, las opciones de generación en base al carbón no tienen cabida, 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 éste. 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 REGMHTTLA9. 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.

³¹ Se le suma al Potencial Hidro la nueva capacidad de potencia eólica, recurso renovable.



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 Secretaría de Energía en cumplimiento a lo establecido en la ley N° 52 de 30 de julio de 2008 mediante la cual se crea la Secretaría de Energía, que asume las funciones y atribuciones de la Comisión de Política Energética, a la que hace referencia el artículo 19 de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997

Las empresas de distribución y de generación deben suministrar a la Empresa de Transmisión Eléctrica, la información necesaria para preparar anualmente este Plan de Expansión.

En el presente documento se exponen los resultados correspondientes a la revisión y actualización del plan para el periodo 2009 – 2023, con especial énfasis en el establecimiento de los requerimientos de suministro de potencia y energía del sistema. Para tal efecto, se consideraron los siguientes antecedentes vigentes a saber:

- Resolución AN N°. 2296-Elec de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, del 30 de diciembre de 2008, mediante la cual se aprueba el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, correspondiente al año 2008.
- Solicitud de información para la elaboración del Plan de Expansión, hecha a los agentes en diciembre de 2008.
- Definición de política y criterios para la expansión del Sistema Interconectado Nacional 2009, emitidos por la Secretaría Nacional de Energía.

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



Capítulo 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 La Secretaria Nacional de Energía 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 2009.



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 1,850 \$/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 febrero del 2009, en el Compendio de Estudios Básicos.
- Un horizonte de planeamiento de 15 años a partir de 2009, 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 un escenario base de precios en torno a los **65 US\$/Barril** y un escenario de precios altos del orden de **85 US\$/Barril** para el crudo WTI. Para ambos escenarios se tomara como punto de partida en el año 2009 la tendencia de la proyección de combustible estimado por el Annual Energy Outlook de junio de 2008. de la EIA/DOE. Para el carbón se utiliza un único escenario de precios de 93 US\$/Ton.
- 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, 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.

Las premisas básicas de estas proyecciones se fundamentan en las recientes perspectivas económicas, relativamente de índole positivas para Panamá, en el ámbito de una crisis mundial económica - financiera y del comercio internacional para los próximos dos años, de acuerdo al optimismo de algunos especialistas y de mayor duración para los mas pesimistas.

Las proyecciones positivas para Panamá contemplan los efectos de crecimiento de los últimos cinco años, superiores a los promedios históricos, al igual que a las perspectivas futuras para el país liderizados a lo interno por los trabajos de ampliación del Canal, a las actividades de construcción, a las telecomunicaciones, al comercio al por mayor y en menor medida a la intermediación financiera. En contraste, se contemplan para el futuro inmediato los efectos del débil entorno económico internacional, con efectos directos en el crédito interno, con lo cual se ha sostenido en estos últimos años el alto nivel consumo interno, importante fuerza dinamizante que ha impulsado el reciente y sostenido salto de la economía nacional.

La conjunción de la situación internacional y de las fuerzas dinamizantes del entorno nacional, prevén una desaceleración económica importante para el país, de por lo menos tres a cuatro puntos porcentuales con respecto al crecimiento promedio alcanzado en los últimos tres años, aunque se mantiene la economía nacional en la senda del crecimiento.

Estas proyecciones de demanda, indican que el consumo de energía eléctrica de Panamá podría presentar tasas de crecimiento, por el orden de 4.0 a 4.4% promedio anual, para todo el periodo de análisis, mientras que la potencia máxima exigida al sistema podría crecer entre 3.7 a 4.2%, de darse situaciones



socioeconómicas pesimistas u optimistas, respectivamente. Es necesario mencionar que estas proyecciones incluyen el efecto de la iniciada Campaña de Disminución de la Demanda Eléctrica Nacional.(Plan Bombillo)

El Gráfico N° 4.1 presenta las proyecciones de producción de energía para el período 2009 - 2023, 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 4.26%, mientras que para la demanda alta se tiene 4.56%.

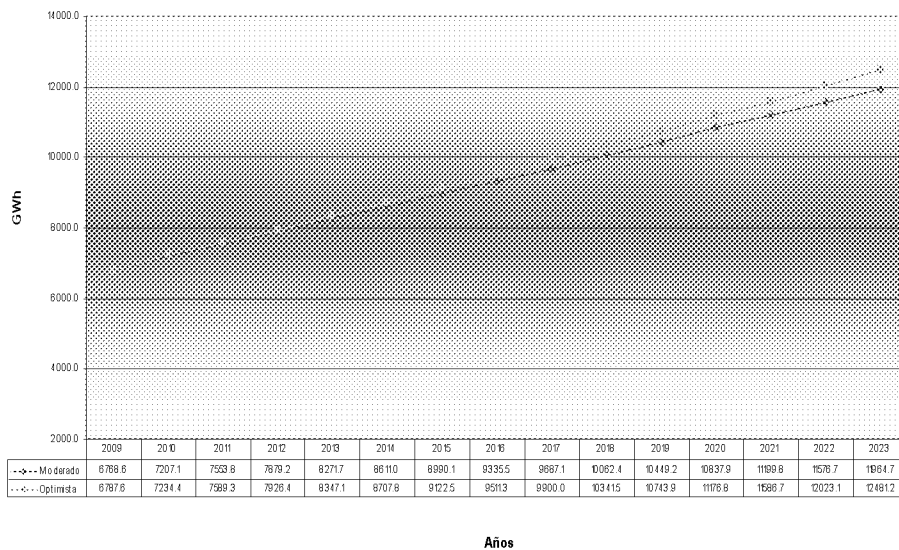
El Gráfico N° 4.2 presenta las proyecciones de demanda máxima de potencia del período 2009 – 2023, para ambos escenarios de crecimiento: medio y alto. Para la demanda media tenemos un porcentaje de crecimiento anual sostenido de 4.12%, mientras que para demanda alta obtenemos 4.41%.

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 febrero 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.

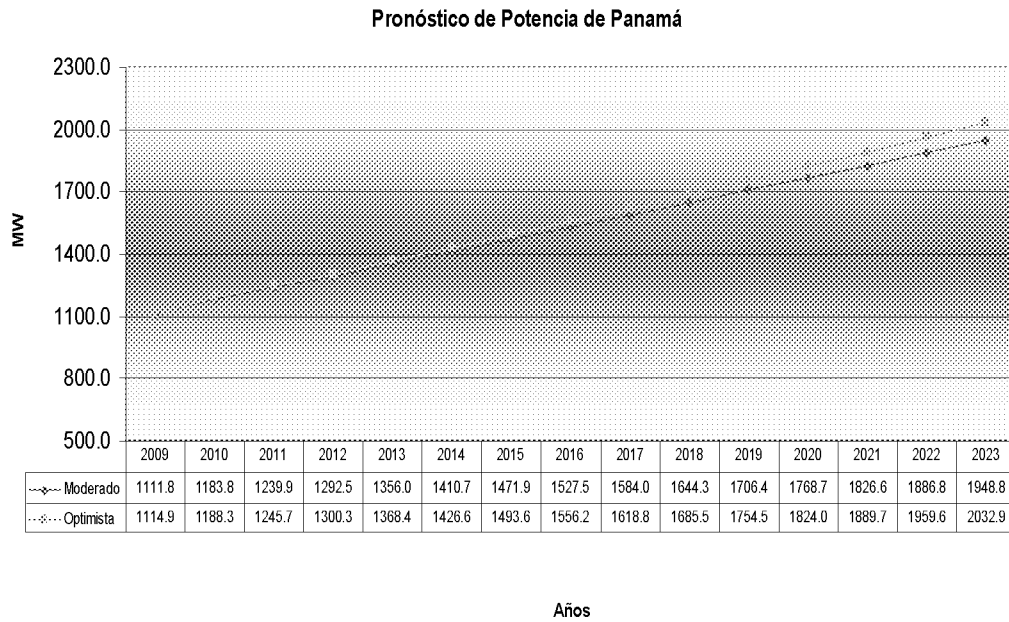
Pronóstico de Energía de Panamá



Años



GRÁFICO N°. 4.2: Pronóstico de Potencia.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2009.



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.

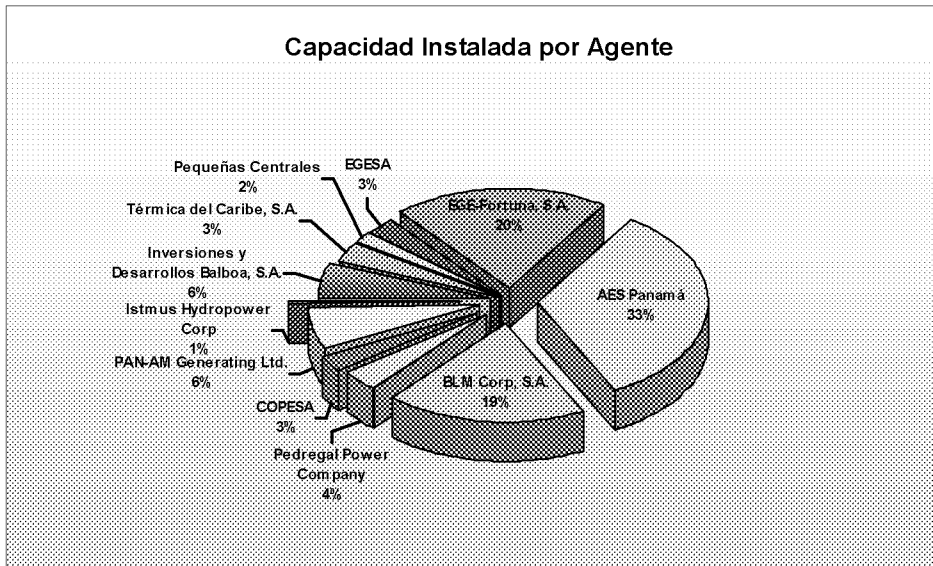
CUADRO N° 5.1: Capacidad Instalada Sistema Interconectado Nacional.

AGENTE GENERADOR	CAPACIDAD INSTALADA	
	MW	%
EGE-Fortuna, S.A.	300.00	20.3
AES Panamá	491.95	33.2
BLM Corp, S.A.	280.00	18.9
Pedregal Power Company	53.53	3.6
COPESA	44.00	3.0
PAN-AM Generating Ltd.	96.00	6.5
Isthmus Hydropower Corp	10.00	0.7
Inversiones y Desarrollos Balboa, S.A.	87.00	5.9
Térmica del Caribe, S.A.	49.18	3.3
Pequeñas Centrales	26.54	1.8
EGESA	42.80	2.9
TOTAL (MW)	1481.00	100.0

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2009.



GRÁFICO N° 5.1 Porcentaje de Participación de los Agentes.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2009.

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.



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 la cual a aumentado su capacidad en 87 MW adicionales con la incorporación de Térmica Cativá a mediados del año 2008. En este mismo año también entro en operación el plantel térmico El Giral el cual esta ubicado en el corregimiento de Buena Vista, distrito de Colon. 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)	POTENCIA FIRME (MW)	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	ENERGIA ANUAL PROMEDIO (GWh)
EGE-Fortuna, S.A.	Fortuna	Hidroeléctrica	-	-	284.00	300.00	1600.00
AES Panamá	Bayano	Hidroeléctrica	-	-	160.00	260.00	577.00
AES Panamá	La Estrella	Hidroeléctrica	-	-	16.30	47.20	249.00
AES Panamá	Los Valles	Hidroeléctrica	-	-	17.63	54.75	304.00
AES Panamá	Esti	Hidroeléctrica	-	-	111.50	120.00	620.00
Istmus Hydropower Corp	Concepción	Hidroeléctrica	-	-	2.49	10.00	59.00
BLM Corp. S.A.	BLM-2	Termoeléctrica	Búnker	86.07	26.31	40.00	-
BLM Corp. S.A.	BLM-3	Termoeléctrica	Búnker	80.58	22.55	40.00	-
BLM Corp. S.A.	BLM-4	Termoeléctrica	Búnker	81.62	21.59	40.00	-
BLM Corp. S.A.	Ciclo Comb.BLM	Termoeléctrica	Diesel Marino	64.83	134.85	160.00	-
Pedral Power Company	Pacora	Termoeléctrica	Búnker	57.6	53.53	53.53	-
COPESA	Copesa	Termoeléctrica	Diesel Liviano	72.22	41.80	44.00	-
PAN-AM Generating Ltd.	Pan_Am	Termoeléctrica	Búnker	59.66	96.00	96.00	-
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Turbinas de Gas EGESA	Termoeléctrica	Diesel Liviano	109.14	34.00	42.80	-
Inversiones y Desarrollos Balboa, S.A.	Térmica Cativá	Termoeléctrica	Búnker	59.55	83	87.00	-
Térmica del Caribe, S.A.	El Giral	Termoeléctrica	Búnker	58.73	49	49.18	-
Total (MW)					1133	1444	
Total Hidro					792	55%	
Total Térmico					653	45%	

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2009.



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
Arkapol	Arkapol	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

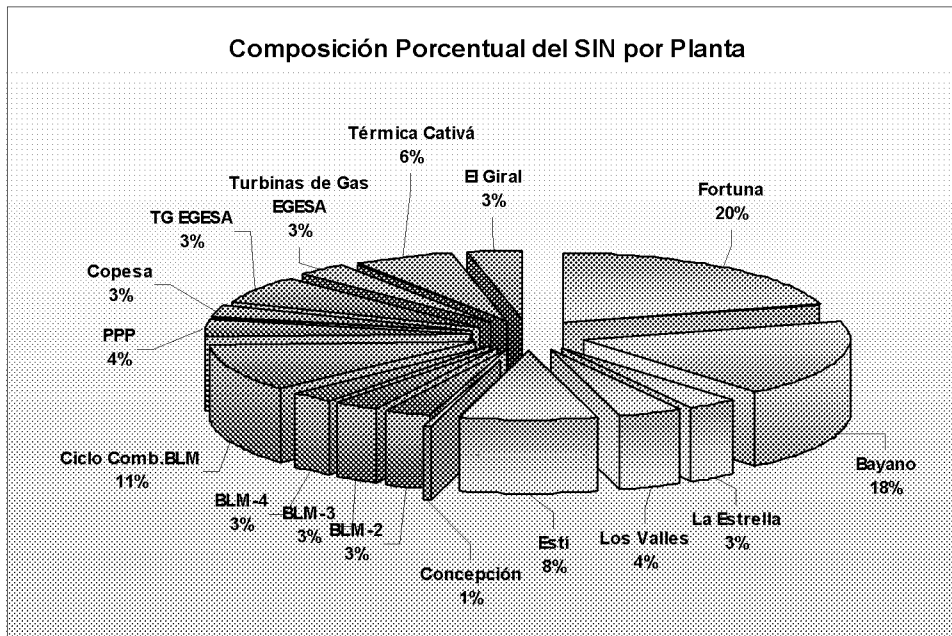
Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2009.

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 2009.

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.



Plan de Expansión del SIN 2009

Plan Indicativo de Generación

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
Tipo	Total	Porcentaje
Total Hidroeléctrica	58.5	27.92%
Total Termoeléctrica	151	72.08%

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2009.

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)	FECHA DE RETIRO
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Turbinas de Gas EGESA	Termoeléctrica	Diesel Liviano	42.8	12/31/2009

Fuente: Información entregada a ETESA por los Agentes. Revisión del Plan de Expansión del 2009.



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.³²

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.

³² FMAM, es conocido en el ámbito mundial como Global Environment Fund (GEF)



- 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)³³.

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.³⁴

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.

³³ 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

³⁴ 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 sobrecosto 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 veintinueve 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 dos cuenta con viabilidad por ETESA.

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 4,415 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.



Plan de Expansión del SIN 2009

Plan Indicativo de Generación

CUADRO N°.6.1: Licencias de Proyectos Eólicos.

N°	Proyecto	Provincia	Río / Lugar	Capacidad MW	Fecha de entrada Comercial	Empresa Promotora	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.	-	Licencia Provisional
2	El Barrancón	Veraguas	El Barrancón	19.5	-	El Barrancón / PROYECTO EOLICO CERRO TUTE, S.A.	-	Licencia Provisional
3	La Laguna	Panamá	La Laguna	20.45	-	La Laguna / AEROGENERADORES IBEROAMERICANOS, S.A.	-	Licencia Provisional
4	Gnoble Buglé	Multi provincial	Piedra Roja, Münini, Cascabel y Jádeberi	150	-	Gnoble Buglé / AEROGENERADORES EÓLICOS, S.A.	-	Licencia Provisional
5	Las Cumbres	Panamá	Las Cumbres	20.4	-	Las Cumbres / AEROGENERADORES IBEROAMERICANOS, S.A.	-	Licencia Provisional
6	Limoneros	Panamá	La Laguna	20	-	Limoneros / PARQUE EOLICO LIMONEROS, S.A.	-	Licencia Provisional
7	El Coclá	Veraguas	El Coclá	400	-	El Coclá / ENRILEWS, S.A.	-	Licencia Provisional
8	Guaca - San Carlos Guabal	Chiriquí	Guaca - San Carlos	400	-	Guaca - San Carlos - Guabal / ENRILEWS, S.A.	-	Licencia Provisional
9	Puerto Pilón	Colón	Puerto Pilón	400	-	Puerto Pilón / ENRILEWS, S.A.	-	Licencia Provisional
10	Caldera	Chiriquí	Caldera	400	-	Caldera / ENRILEWS, S.A.	-	Licencia Provisional
11	San José del General	Colón	San José del General	600	-	San José del General / ENRILEWS, S.A.	-	Licencia Provisional
12	Toabré	Coclé	Toabré	225	-	Toabré / ENRILEWS, S.A.	Aprobado	Licencia Definitiva
13	Mendoza	Panamá	Mendoza	372	-	Mendoza / ENRILEWS, S.A.	En Ajuste	Licencia Provisional
14	Don Fernando	Panamá	Cerro Campana	20	-	Don Fernando / PARQUE EOLICO DON FERNANDO, S.A.	-	Licencia Provisional
15	Hornitos	Chiriquí	Hornitos	34.5	-	Hornitos / Energía y Servicios de Panamá, S.A.	-	Licencia Provisional
16	EOLICO SANTA FE	Veraguas	Santa Fe y El Cuay	80	-	EOLICO SANTA FE / EOLICO PANAMA, S.A.	En Desarrollo	Licencia Provisional
17	Veraguas I	Veraguas	Los Valles	52	-	Veraguas I / CENTROAMERICANA DE RENOVABLES, S.A.	En Desarrollo	Licencia Provisional
18	Veraguas II	Veraguas	Chitra	91	-	Veraguas II / CENTROAMERICANA DE RENOVABLES, S.A.	-	Licencia Provisional
19	Veraguas III	Veraguas	Gatú y El Alto	52	-	Veraguas III / CENTROAMERICANA DE RENOVABLES, S.A.	-	Licencia Provisional
20	RIQUITO III	Multi provincial	Los Santos	78	-	RIQUITO III / VIENTOS DEL CARIBE, S.A.	En Ajuste	Licencia Provisional
21	RIQUITO II	Multi provincial	Pedasi	78	-	RIQUITO II / VIENTOS DEL CARIBE, S.A.	-	Licencia Provisional
22	RIQUITO I	Multi provincial	Cerro Largo	78	-	RIQUITO I / VIENTOS DEL CARIBE, S.A.	-	Licencia Provisional
23	VIENTO SUR	Multi provincial	Santa Fe, Cañazas y Nurum	150	-	VIENTO SUR / HELIUM ENERGY PANAMA, S.A.	En proceso	Licencia Provisional
24	Tesoro	Veraguas	El Cuay	105	-	Tesoro / HELIUM ENERGY PANAMA, S.A.	-	Licencia Provisional
25	Escudero	Veraguas	Gatucito, El Alto y Santa Fe Cabecera,	50	-	Escudero / HELIUM ENERGY PANAMA, S.A.	-	Licencia Provisional
26	Galeta Margarita	Colón	Nuevo Chagres y Piña, distrito de Chagres y el	200	-	Galeta Margarita / AERO GENERADORES DE CERRO AZUL, S.A.	-	Licencia Provisional
27	Chorcha I	Chiriquí	Besiko y Guariviara Comarca Ngobe Buglé	100	-	Chorcha I / RECURSOS RENOVABLES DE PANAMA, S.A.	0	Licencia Provisional
28	Boquete	Chiriquí	Los Naranjos, Jaramillo y Caldera de Boquete	100	-	Boquete / SOCIEDAD EOLICA DE PANAMA, S.A.	0	Licencia Provisional
29	Chorcha II	Chiriquí	Balsa y Soloy Comarca Ngobe Buglé	100	-	Chorcha II / RECURSOS RENOVABLES DE PANAMA, S.A.	-	Licencia Provisional

TOTAL EN TRÁMITE	4415.35
-------------------------	----------------

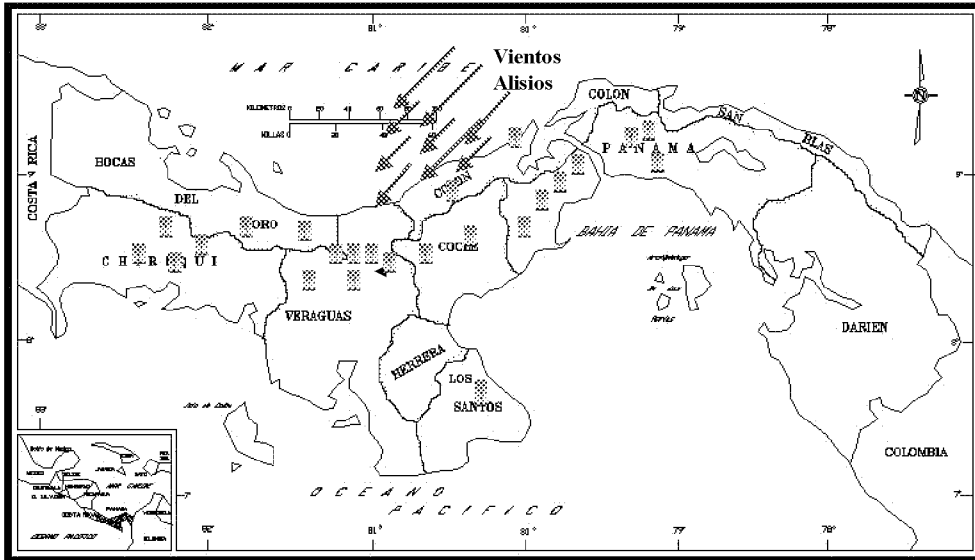
..... Licencias Provisionales modificadas de 400 MW a las indicadas

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2009.



GRÁFICO N°. 6.1: Proyectos Electro-Eólicos

SITIOS CON POTENCIAL EOLICOS CON LICENCIA EN TRAMITE EN EL AÑO 2009



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

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2009.

6.1.2 Potencial Hidroeléctrico

Con base a la última re-evaluación realizada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) del potencial resultante de los mejores esquemas de aprovechamientos en las cuencas de los Ríos Changuinola, Teribe, Santa María y San Pablo; la inclusión de los esquemas de proyectos micro, mini y medianos podemos indicar que el listado o catalogo de estudios hidroeléctricos cuenta con aproximadamente 180 proyectos que representan un potencial hídrico disponible inventariado de 3040.27 MW.

Es importante señalar que esta actualización permitió aumentar el catalogo de proyectos que conforman el potencial hídrico nacional en unos 651.17 MW.



El Cuadro N° 6.2 presenta la distribución provincial del potencial hídrico nacional inventariado.

Cuadro N° 6.2. Inventario del Potencial Hídrico

Inventario ETESA ₂₀₀₈	
Provincia	Inventario actualizado MW
Bocas del Toro	1169.00
Coclé	60.41
Colón	29.20
Chiriquí	878.66
Darién	1.03
Herrera	0.21
Los santos	0.28
Panamá	96.12
San Blas	0.14
Veraguas	805.22
-	3040.27

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2009.

Como datos relevantes de este inventario podemos mencionar que el mismo comprende estudios de proyectos hidroeléctricos a nivel de Reconocimiento con un potencial de 1030.06 MW, y unos 2010.21 MW en estudios de proyectos a nivel de Pre-factibilidad, Factibilidad y Diseño..

Las cuencas hidrográficas con mayores aprovechamiento hidroeléctrico son las siguientes:

- Cuenca del Río Changuinola con 1169 MW
- Cuenca del Río Santa María con 369.57 MW
- Cuenca del Río San Pablo con 243.52 MW.
- 1258.82 MW, lo integran diversas cuencas a nivel nacional, en la que destaca la cuenca del Río Chiriquí Viejo.

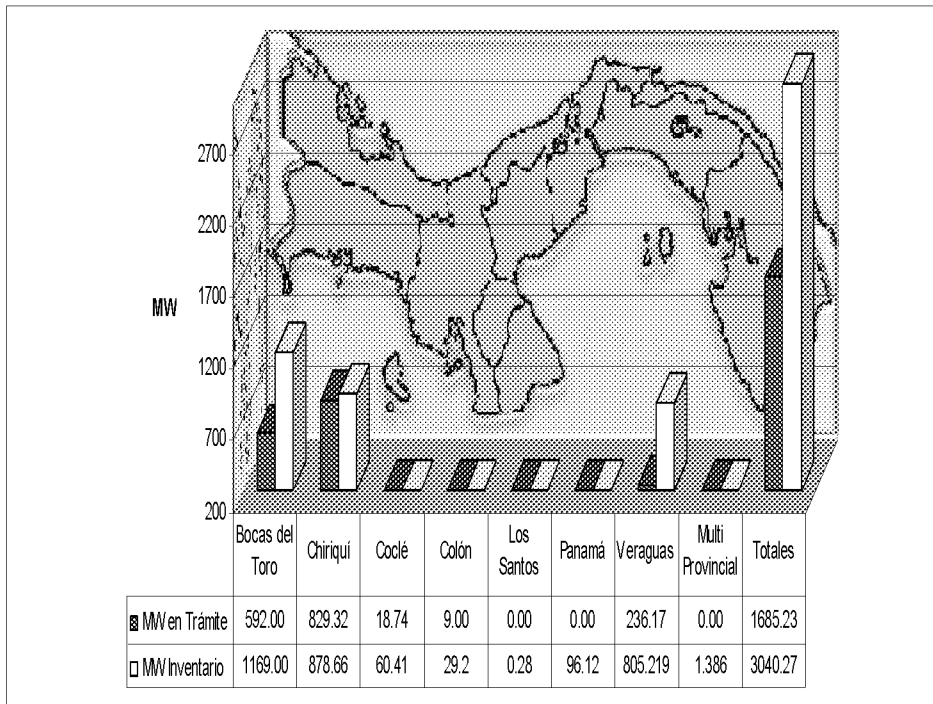
Un análisis que involucra el inventario actualizado de ETESA₂₀₀₈ con las solicitudes de concesión y Contratos de Concesiones otorgadas por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) indica que a marzo del 2009, se han



otorgados o están en proceso de solicitud un total de 1685.23 MW, de los cuales 1053.73 MW provienen del inventario actualizado de ETESA, es decir un 63% del potencial hidroeléctrico solicitado proceden del inventario y 631.50 MW que representan un 37% son de esquemas privados.

La figura o Gráfico N° 6.2. representa la distribución provincial del inventario y distribución provincial de lo otorgado o en trámite a la fecha en la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

Gráfico N° Distribución Provincial Hídrico



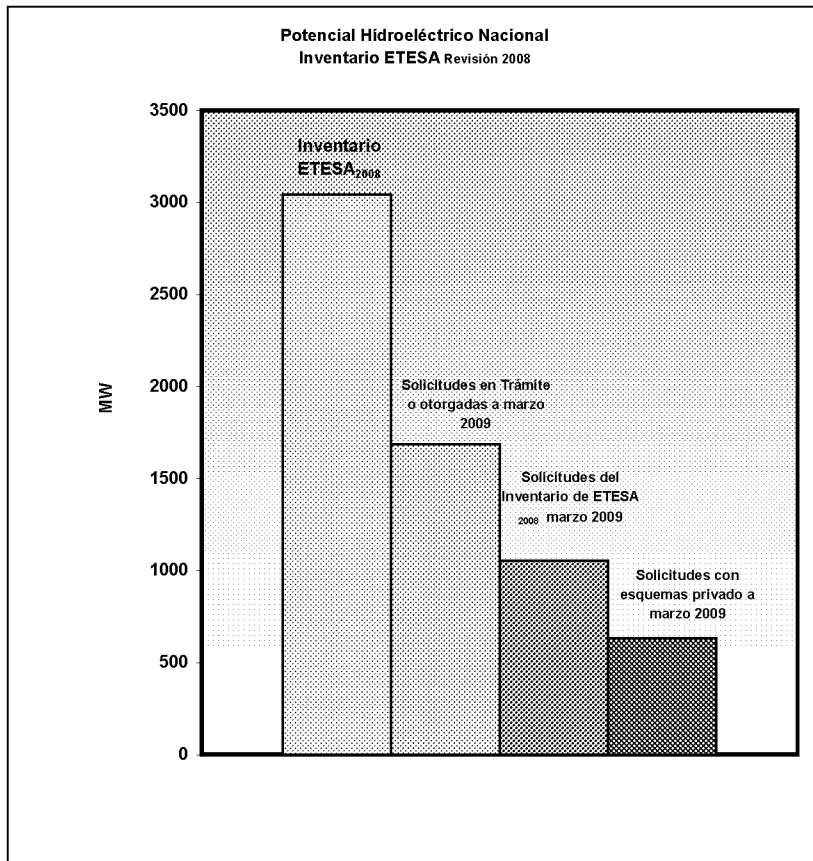
Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2009.

Actualmente el potencial hidroeléctrico nacional lo constituyen 868.85 MW instalados o existentes que incluye los instalados en la Autoridad del Canal de Panamá y la generación de la centrales menores de 10 MW.

El Gráfico N° 6.3 reproduce lo tratado en los párrafos anteriores .



Gráfico °6.3 Potencial Hídrico



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2009

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.

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 2009.



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 Secretaria nacional de Energía 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 Secretaria nacional de Energía 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 Secretaria de Energía sugiere utilizar los escenarios de proyección 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, veintinueve proyectos con licencias provisionales, para la caracterización y desarrollo de granjas eólicas, por la cantidad global de aproximadamente 4.4 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 S.A.) de 99 MW, que entregó información para la modelización de su campo para el PESIN 2009. Recientemente la Empresa promotora ENRILEWS S.A., solicitó viabilidad de acceso a la red de transmisión de ETESA para dos proyectos. El parque Eólico Toabré de 120 MW y el y la primera etapa del Parque Eólico Anton de 105 MW. Ambos proyectos cuenta con la aprobación del acceso de viabilidad por parte de ETESA.

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 MW³⁵, ETESA contempló para la realización del PEGEN 2009, sólo se contempla la incorporación de los proyectos Santa Fe de 99 MW y los dos proyectos de la empresa ENRIWELS S.A,

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 a partir del 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 Anton que actualmente cuentan con la autorización de viabilidad de acceso otorgado por ETESA, e igualmente cuentan con licencia provisional.

³⁵ En ausencia de un nuevo estudio sobre la operación y capacidad instalable de generación eólica.



CUADRO N° 7.1: Proyectos Eólicos en Desarrollo.

Proyecto	Provincia	Lugar	Capacidad Instalada en MW	Fecha de entrada en Operación Comercial	Empresa Promotora	Estado del EIA
Toabre	Cocle	Toabre	120	abril del 2011	Enrilews S.A. / Fersa	-
Anton	Cocle	Anton	*105	2012 (candidata)	Enrilews S.A. / Fersa	-
Mendoza	Panamá	Mendoza	150	-	Enrilews S.A. / Fersa	-
Santa Fe	Veraguas	Santa Fe y El Cuay	99	-	Green Panama Power S.A.	Aprobado

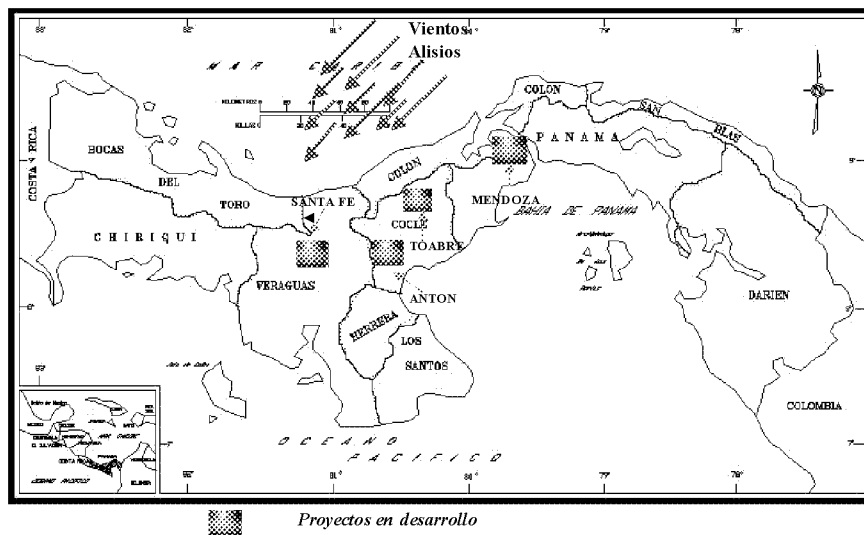
* Solo se considera para el estudio la primera etapa del proyecto Eólico Anton

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2009.

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

GRÁFICO N° 7.1: Proyectos Eólicos en Desarrollo.

PROYECTOS ELECTROEOLICOS EN DESARROLLO EN EL AÑO 2009



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2009.

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 Secretaria Nacional de Energía a través de la



Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2009, se omite la inserción de este recurso como fuente de generación eléctrica a considerar en el Plan de Expansión de Generación 2009.

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 Secretaria de Energía , 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.



Plan de Expansión del SIN 2009

Plan Indicativo de Generación

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 D&M \$/KW año	COSTO DE CONSTRUCCIÓN \$/KW	PUNTO DE CONEXIÓN AL SIN
Gualaca	Filo de Agua	Bontex, S.A.	25.2	23.04	124.0	5.0	2337.3	S/E Guasquilas
Lorena	Filo de Agua	Altermogy, S.A.	33.8	30.6	168.6	5.0	2473.3	S/E Guasquilas
Prudencia	Filo de Agua	Altermogy, S.A.	56.0	50.1	273.2	5.0	2373.2	S/E Guasquilas
Bonyic	Filo de Agua	Hidroecológica del Teribe, S.A.	31.3	22.2	160.0	5.0	2300.3	S/E Changuinola
Sindigo	Filo de Agua	Corporación de Energía del Istmo Ltda.	10.0	3.0	48.0	5.0	2200.0	NE
Chan I	Embalse	AES Changuinola	222.5	118.9	1046.5	5.0	1748.6	S/E Chan 75 secciona línea 230-20
Chan II	Filo de Agua	AES Changuinola	214.0	150.38	1053	5.0	2570.1	S/E Chan 75 secciona línea 230-20
El Alto	Filo de Agua	Hydro Caisán, S.A.	60.0	19.96	270.00	5.0	2350.0	S/E Progreso
Pando	Filo de Agua	Electron Investment	32.0	25.1	174.0	5.0	2400.0	NE
Monte Llito	Filo de Agua	Electron Investment	51.7	32.38	288.00	5.0	2400.0	NE
Mendre	Filo de Agua	Caldera Energy Corp.	19.8	4.0	101.10	5.0	1772.2	S/E Caldera
Barro Blanco	Embalse	Generadora del Istmo S.A.	19.8	10.9	106.70	5.0	3131.3	NE
Bajo de Mina	Filo de Agua	Ideal Panamá, S.A.	52.4	20.07	263.90	5.0	2100.0	S/E Concepción
Pedregalito	Filo de Agua	Generadora Pedregalito, S.A.	20.0	3.3	NE	5.0	2000.0	S/E Concepción
Potrerrillos	Filo de Agua	Fuerza Hidráulica del Caribe, S.A.	4.2	NE	27.21	5.0	2000.5	S/E Caldera
Cochea	Filo de Agua	Hidromáquinas de Panamá, S.A.	12.5	2.2	58.20	5.0	2880.0	S/E Caldera
Macano	Filo de Agua	Hidro Boquerón, S.A.	3.4	0.97	20.20	5.0	3208.9	S/E Concepción
Las Perlas Norte	Filo de Agua	Las Perlas Norte, S.A.	10.0	2.7	65.70	5.0	2000.0	S/E Concepción
Las Perlas Sur	Filo de Agua	Las Perlas Sur, S.A.	10.0	2.7	65.70	5.0	2000.0	S/E Concepción
El Porvenir Norte	Filo de Agua	El Porvenir Norte, S.A.	3.3	NE	NE	5.0	2000.0	S/E Concepción
Los Algarrobos	Filo de Agua	Unión Fenosa	9.9	2.41	49.10	5.0	2688.2	S/E Caldera
Baltún	Filo de Agua	Ideal Panamá, S.A.	86.0	31.09	408.20	5.0	2151.2	S/E Concepción
Tabasará II	Embalse	Consorcio Hidroeléctrico Tabasará	34.5	11.9	148.50	5.0	2316.8	NE

NE --> El promotor del proyecto no entregó esta información.

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2009.

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 termoeléctricos 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.



Plan de Expansión del SIN 2009

Plan Indicativo de Generación

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

(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.



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 considero un escenario base de precios en torno a los **65 US\$/Barril** y un escenario de precios altos del orden de **85 US\$/Barril** para el crudo WTI. Para ambos escenarios se tomara como punto de partida en el año 2009 la tendencia de la proyección de combustible estimado por el Annual Energy Outlook de junio de 2008. de la EIA/DOE. Para el carbón se utiliza un único escenario de precios de 93 US\$/Ton.

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 2009.

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 calórico 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	BTU/lb
Carbón	12,500.00

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2009.

A continuación, se presenta la proyección de precios 2009-2023 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 2009. Dichas proyecciones de precios de los combustibles se muestran en el Cuadro N° 8.2.



Plan de Expansión del SIN 2009

Plan Indicativo de Generación

CUADRO N° 8.2: Proyecciones de Precios de Combustibles.

AÑO	(US\$/BBt)			(US\$/m ³)	US\$/Ton-m
	Diesel Liviano	Diesel Marino	Bunker-C	Gas Natural Gasoducto	Carbón
2009	74.07	68.49	46.19	0.23	92.40
2010	70.82	65.41	43.77	0.22	93.50
2011	67.17	62.04	41.51	0.21	92.06
2012	63.36	58.57	39.43	0.20	89.98
2013	59.89	55.44	37.67	0.19	88.68
2014	58.51	54.10	36.46	0.19	87.97
2015	55.47	51.24	34.29	0.18	87.43
2016	53.32	49.16	32.54	0.18	86.82
2017	53.39	49.24	32.63	0.18	86.76
2018	54.14	49.97	33.31	0.19	86.03
2019	54.96	50.78	34.04	0.19	86.21
2020	55.59	51.42	34.75	0.19	86.41
2021	56.14	51.97	35.33	0.18	86.42
2022	56.81	52.61	35.79	0.19	86.59
2023	57.89	53.64	36.64	0.19	86.62

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 (2009-2023), más un periodo de extensión de un (1) año para estabilizar los efectos terminales de los embalses. La hidrología fue tratada de manera estocástica a partir de los registros históricos de caudales para un período de 42 años (1957-1998). Se utilizaron dos escenarios de demanda: el escenario de crecimiento de demanda medio, con tasas de crecimiento anual de 4.26% en energía y 4.12% en potencia; y el escenario de crecimiento de demanda alto, con tasas de crecimiento anual de 4.56% y 4.41%. A partir de éstos, se realizaron varias simulaciones con el fin de obtener un plan de expansión de mínimo costo que considera diversas tecnologías como alternativas de expansión del sistema de generación.

Para obtener el cronograma de expansión de mínimo costo se utilizó el modelo OptGen. Posteriormente, se simuló con el modelo Stochastic Dual Dynamic Programming (**SDDP**) la operación del sistema para cada uno de los planes derivados del OptGen. La simulación del despacho se utiliza para validar el criterio de confiabilidad, además de obtener los parámetros técnicos y económicos del despacho que se incluyen en la descripción y el análisis de los resultados obtenidos con cada plan.

Para realizar el análisis que abarca este capítulo, se utiliza el modelo SDDP en modo operativo *Coordinado*. 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 antes y después del inicio de operaciones del proyecto SIEPAC.

En este análisis operativo se contempló la utilización de los planes de expansión nacionales aprobados por cada uno de los países de la región. Estos cronogramas de expansión se presentan en el Cuadro N° 9.1. También se consideró el inicio de operaciones de todos los tramos que componen el primer circuito del proyecto SIEPAC en base al último cronograma del mismo.



CUADRO N°.9.1: Planes de expansión de todos los países que participan en el MER.

Año	COSTA RICA		NICARAGUA		HONDURAS		EL SALVADOR		GUATEMALA		
	Proyectos	MW	Proyectos	MW	Proyectos	MW	Proyectos	MW	Proyectos	MW	
2009	EL ENCANTO INGEN-BUN	8.3 37.7	ALBANISA 3 MANAGUA-U3	120 43	ALSTOM SULZER CECSA-MOTOR	27 30 50	TALNIQUE	100			
2010	INGEN-BAGAZ PIRRIS EOL-BOT	55 128 50	LARREYNAGA TIZATE-U1 ALBANISA 4	17.2 56 40			CASSA OZATLAN	50 50	DUKE ENERGY TECUAMBU LPA III XACBAL SANTA TEREZA CRISTOBAL	60 44 80 94 19.4 19	
2011	GEO-PAILAS MMV GARAB TORO 3	35 200 50	TIZATE-U2 TIZATE-U3 GEO CASITAS BRISA-U2	24 48 10 38	EÓLICO CECSA	100 150	CHAPARRAL 5 DE NOVIEMBRE CB 250-A	65.7 258.4 250	PALO VIEJO RHONDOZAC SANTA ROSA	80 32 90	
2012	EOL-PROY1	20	LARREYNAGA SALTO YY TUMARIN PANTASMA	17.2 24.8 160 15			CERRON GRANDE	258.4	CB250-A ANIMAS-IZABAL ARCO-HUEHUE	250 10 198	
2013	EOL-PROY 2 EOL-PROY 3 BOT PROY	100 100 100	GEO HOYO I BOBOKE GEO CHILTEP	40 70 40			CUTUCO	525	TRES RIOS CASCATA	50 114	
2014			T. GENÉRICA 1	30		CB250-A TABLÓN	250 20				
2015			T. GENÉRICA 2	60		TORNILLITOS LLANITOS PATUCA 3 CB250-2	160.2 98.2 100 250	CIMARRON	261	XALALA	181
2016						JICTUYO	172.9		DIST 4	30	
2017	GEO-PROY	35				CB 100	100				
2018	CB500-A	500				MMV 500	500		SAN MARCOS 4 SERCHIL CHULAC	26.7 140 340	
2019						CB 300	300				
2020						PATUCA 2	270		CB250-B	250	
2021						CB 200	200				
2022									CB250-C	250	
2023	CB500-B	500									

* Plantas en azul corresponden a proyectos hidroeléctricos y eólicos.



9.1 ALTERNATIVAS ANALIZADAS Y SUS SENSIBILIDADES

Los planes de expansión analizados en esta sección consideran el escenario de crecimiento de la demanda medio o moderado. Las propuestas de expansión consideradas incluyen proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos de similar tecnología a las existentes en el sistema, así como proyectos que utilizan carbón, proyectos eólicos y, en dos casos, gas natural vía gasoducto. Igualmente, se contempla la ampliación de la capacidad de intercambio con la región centroamericana producto del inicio de operaciones del proyecto SIEPAC. Con la finalidad de evaluar el impacto de la alteración de los planes de expansión presentados en la operación del sistema, se realizaron diversas sensibilidades. Los casos evaluados en este estudio, así como las sensibilidades realizadas se detallan a continuación.

Caso N° 1: Demanda media hidrotérmico considerando carbón dentro de un escenario regional (**REGMHTCB9**).

Las sensibilidades de este caso son:

- * **REGMHTCB9A:** Atraso de un año en el inicio de operaciones de los proyectos hidroeléctricos Chan I y Chan II
- * **REGMHTCB9B:** Atraso de un año en el inicio de operaciones de los proyectos hidroeléctricos Bonyic, Gualaca, Lorena y Prudencia
- * **REGMHTCB9C:** Atraso de un año en el inicio de operaciones de los proyectos hidroeléctricos Bajo de Mina, Baitún y El Alto
- * **REGMHTCB9D:** Atraso de un año en el inicio de operaciones de los proyectos hidroeléctricos Pando y Monte Lirio
- * **REGMHTCB9E:** Atraso de un año en el inicio de operaciones de los proyectos hidroeléctricos Tabasará II y Barro Blanco
- * **REGMHTCB9F:** Adición de una planta de carbón de 250 MW en el año 2013
- * **REGMHTCB9G:** Plan de expansión del caso REGMHTCB9, considerando un crecimiento de la demanda alto
- * **REGMHTCB9H:** Atraso de un año en el inicio de operaciones del proyecto SIEPAC



- * **REGMHTCB9I:** Plan de expansión del caso REGMHTCB9 considerando una proyección de costos de combustibles alta
- * **REGMHTCB9J:** Plan de expansión del caso REGMHTCB9, considerando un crecimiento de la demanda bajo.

Caso N° 2: Demanda media hidrotérmico considerando gas abastecido vía gasoducto a partir del 2015 y carbón dentro de un escenario regional (REGMHTGDC9).

Caso N° 3: Demanda media hidrotérmico considerando gas abastecido vía gasoducto a partir del 2015, carbón y proyectos eólicos dentro de un escenario regional (REGMHTTLA9).

CASO N° 1: REGMHTCB9

Descripción del Caso

En este caso se consideraron como proyectos hidroeléctricos y proyectos termoeléctricos de tecnologías similares a las que se emplean actualmente en nuestro país, así como aquellos proyectos que utilizan el carbón como combustible. Los costos resultantes son los siguientes:

Costo Total de Inversión: 1,465.62 M\$
Costo de Operación: 1,870.56 M\$
Costo de Déficit: 1.572 M\$
Costo Total: 3,337.20 M\$

En el Cuadro N° 9.2 se presenta el plan de expansión para este caso. El plan generado presenta la adición de 1023.4 MW correspondientes a proyectos hidroeléctricos, 450 MW a proyectos termoeléctricos y 150 MW a proyectos eólicos (P.E. Toabré), para totalizar 1473.4 MW de capacidad incorporada en el horizonte de este estudio. Después del año 2009, la única adición de capacidad proveniente de proyectos termoeléctricos es una planta de carbón de 250 MW (2021). Como resultado de esta adición al sistema de generación, el 69% de esta capacidad instalada al final del horizonte es de origen hidroeléctrico, mientras que el 31% y 10% es de origen termoeléctrico y eólico, respectivamente.

El Gráfico N° 9.1 permite apreciar la evolución de los costos marginales por bloque horario de este plan de expansión, mientras que el Gráfico N° 9.2 muestra el comportamiento de los intercambios para el periodo evaluado. Como puede observarse, el costo marginal en el bloque de punta de 2009 es de 125.67 \$/MWh y éste



Plan de Expansión del SIN 2009

Plan Indicativo de Generación

experimenta un descenso progresivo hasta el 2015, ocasionado principalmente por la incorporación de proyectos hidroeléctricos, incluyendo proyectos hidroeléctricos de gran tamaño como Chan I (en 2012) y Chan II (en 2015), así como el proyecto eólico Toabré (en 2011). Los costos marginales se estabilizan para el resto del horizonte, alcanzando un valor de 50.04 \$/MWh en el bloque de punta en el año 2023.

CUADRO N° 9.2: Plan de Expansión del Caso REGMHTCB9.

Fecha de Operación	Caso REGMHTCB9				
	Proyecto	Capacidad (MW)			
		Hidro	Termo	Eólica	Total
2009	El Giral		50.0		
	Termo Colón		150.0		200.0
2010	Gualaca	25.1			
	Mendre	19.8			
	Potrerillos	4.2			
	Cochea	12.5			
	Algarrobos	9.9			
	BLM-Carbón (1) Lorena	35.7			107.2
2011	Bonyic	30.0			
	Pedregalito	20			
	Bajo de Mina	52.4			
	Macano	3.4			
	Baitún	86			
	Toabré			150.0	
	Prudencia	56.2			
	Las Perlas Norte	10			
	Las Perlas Sur El Porvenir Norte	10.0 3.3			421.3
2012	Chan I	223.0			
	Pando	32.0			
	Monte Lirio	51.6			
	Tabasará II	34.5			
	El Alto	60.0			
	Barro Blanco	19.8			420.9
2013				0.0	
2014				0.0	
2015	Chan II	214.0			214.0
2016	Síndigo	10.0			10.0
2017					0.0
2018					0.0
2019					0.0
2020					0.0
2021	CB-250A		250.0		250.0
2022					0.0
2023					
Total del Plan		1023.4	450.0	150.0	1473.4

(1) Estas plantas no adicionan capacidad al sistema, sólo son una



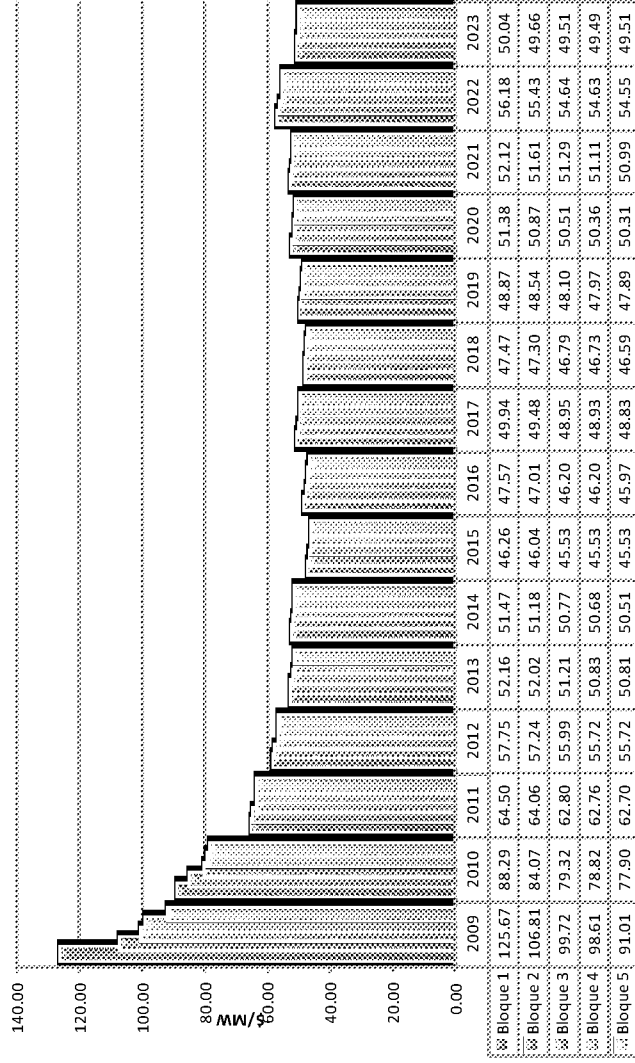
Esta adición a la capacidad instalada del sistema, principalmente de fuentes renovables, se refleja igualmente en los intercambios de Panamá, ya que para la mayor parte del horizonte las exportaciones del país superan las importaciones. De acuerdo al Gráfico N° 9.3, la potencia firme anual supera la demanda máxima anual prevista en todos los años analizados, permitiéndole al país la capacidad suficiente para cubrir su requerimiento de energía eléctrica. En el Gráfico N° 9.4 se observa que a lo largo del horizonte la demanda nacional es cubierta mayoritariamente por la generación hidroeléctrica. Los dos primeros años del horizonte se mantiene una proporción de 50% tanto de generación de origen hidroeléctrico, así como de origen termoeléctrico, ya que se adicionan al sistema proyectos tanto hidroeléctricos como termoeléctricos (además de la conversión de las unidades 2, 3 y 4 de Bahía Las Minas a carbón). Esta relación cambia a partir de 2011, ya que se incorporan quince proyectos hidroeléctricos y uno eólico, ocasionando una reducción importante en la generación térmica hasta 2021. En este año, debido a la adición de una planta de carbón de 250 MW, se aprecia un crecimiento en la generación termoeléctrica. Nótese que en el período 2011-2020 el aporte a la generación de electricidad anual de las plantas termoeléctricas es de entre 25% y 30%.

El Gráfico N° 9.5 nos permite una visión más detallada del comportamiento del factor de capacidad de las plantas termoeléctricas con este plan de expansión. En general, las plantas termoeléctricas experimentan un descenso progresivo en sus valores de factor de capacidad, sin embargo, BLM Carbón y Termo Colón mantienen valores superiores al 40% la mayor parte del período. La planta de carbón de 250 MW mantiene factores de planta del orden de 90%. Este desplazamiento del plantel térmico del sistema se refleja en la estabilización de los costos marginales en valores de entre 40 y 60 \$/MWh en los dos últimos tercios del horizonte.



GRÁFICO N° 9.1: Costo Marginal por Bloque del Caso REGMHTCB9.

Caso REGMHTCB9

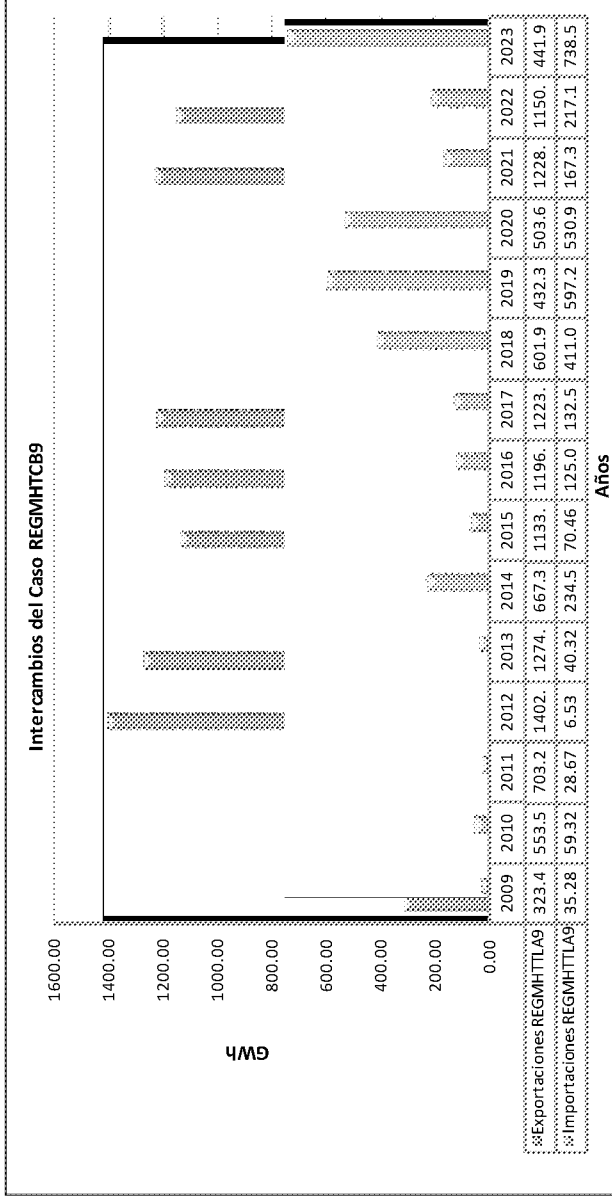


Años

Fuente: E.I.ESA, Revisión del Plan de Expansión de 2009.



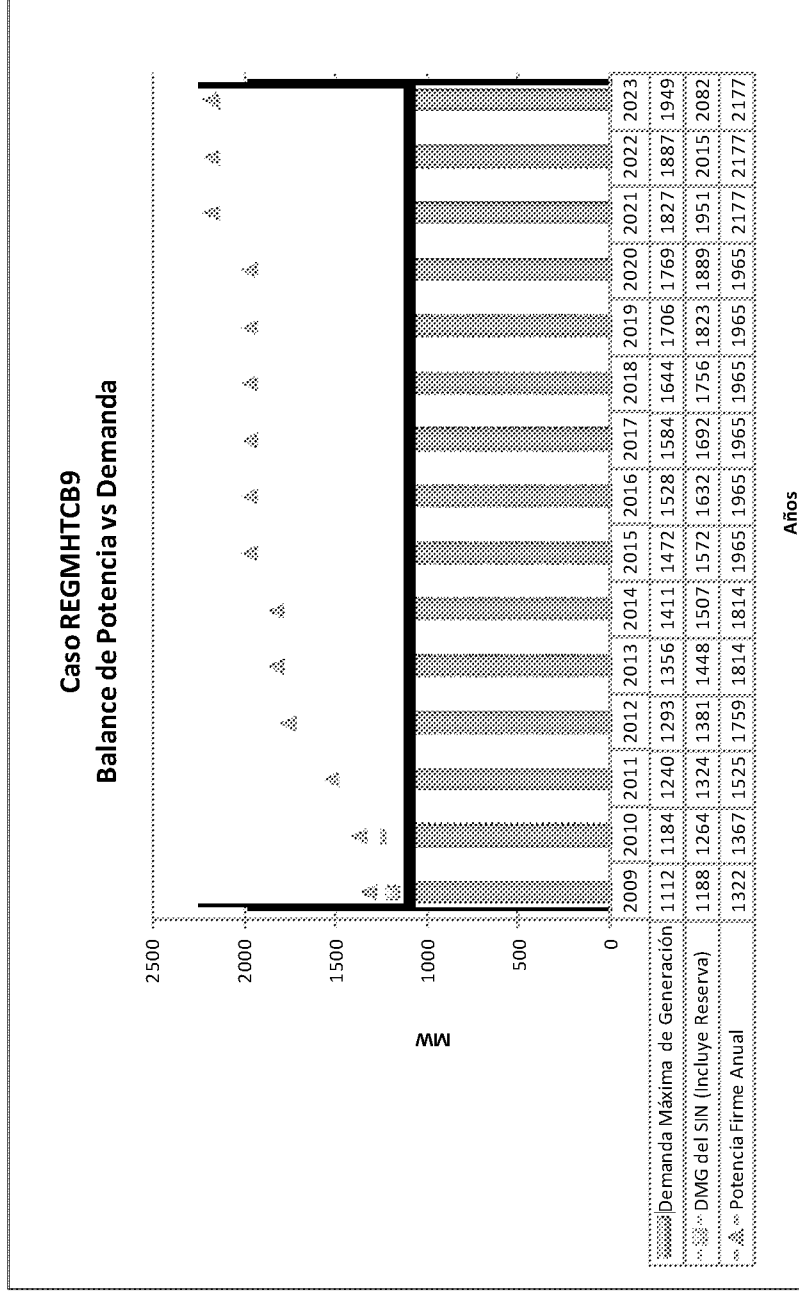
GRÁFICO N° 9.2: Intercambios entre Panamá y Costa Rica del Caso REGMHTCB9.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.



GRÁFICA N° 9.3: Balance de Potencia vs Demanda del Caso REGMHTCB9.

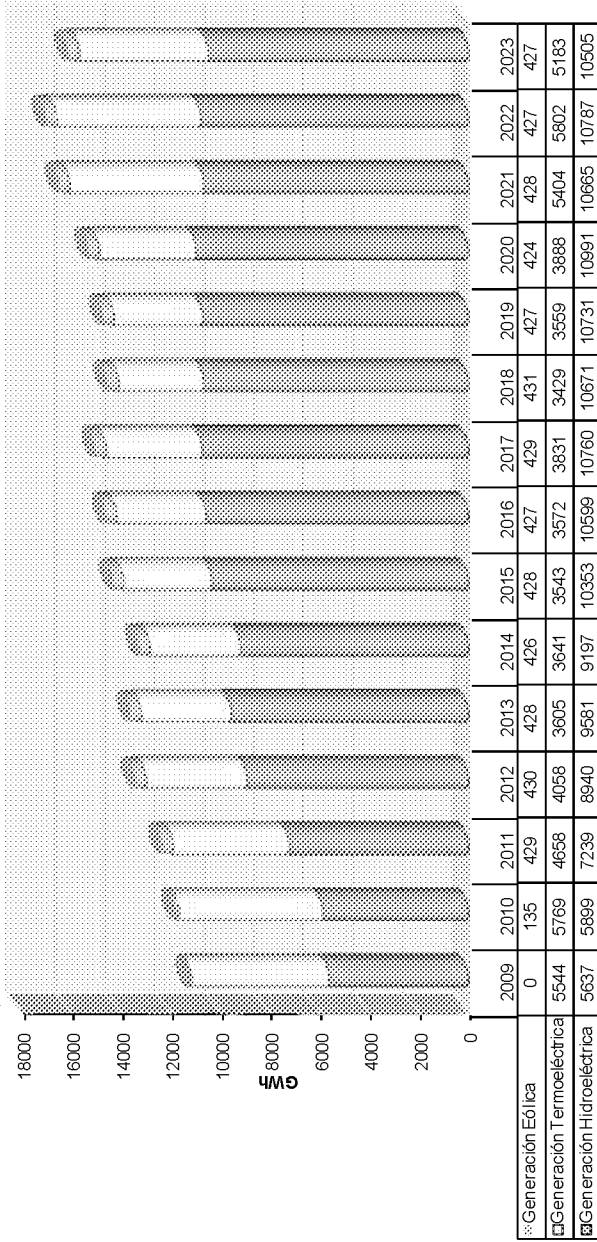


Fuente: ETESA, Revisión del Plan de Expansión de 2009.



GRÁFICO N° 9.4: Generación Termoeléctrica, Hidroeléctrica y Eólica del Caso REGMHTCB9.

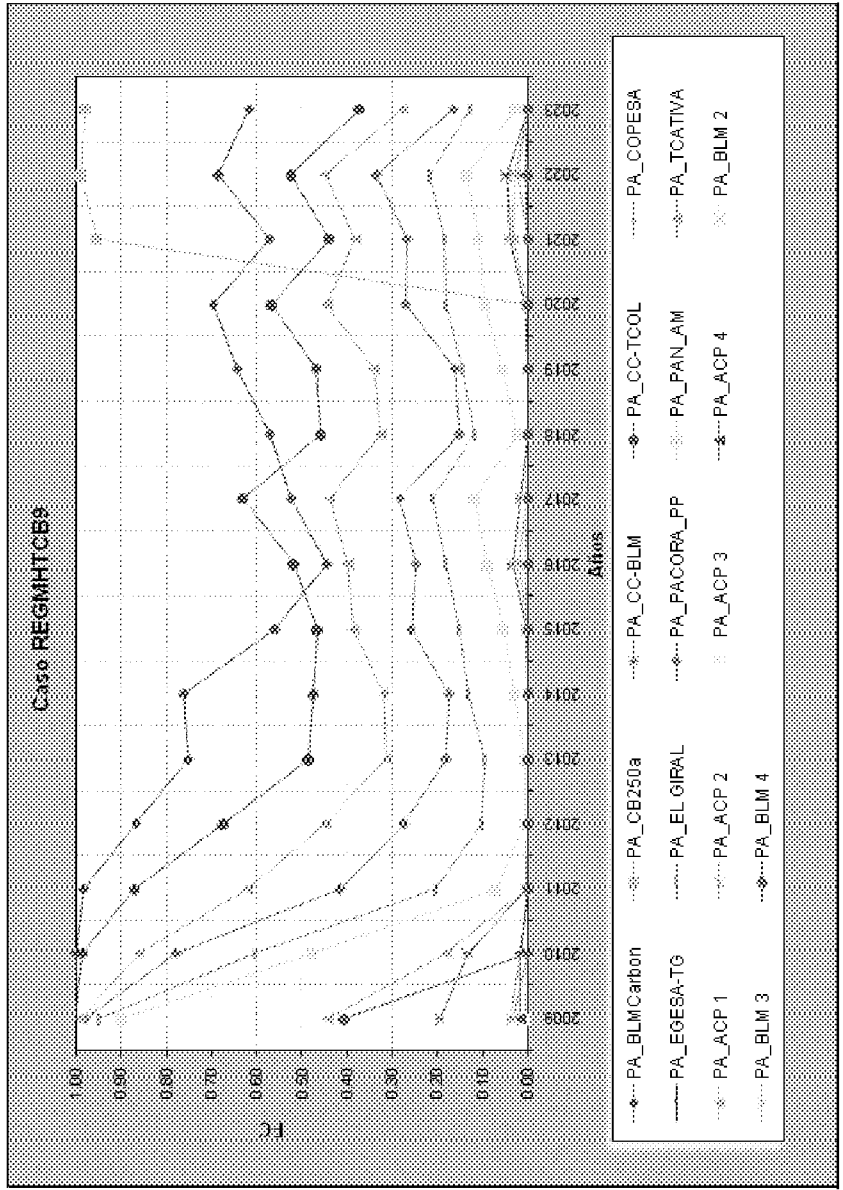
**Caso REGMHTCB9
Generación Térmica vs Hidráulica**



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.



GRÁFICA N° 9.5: Factor de Planta de las Plantas Térmicas del Caso REGMHTCB9.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.



Sensibilidades del Caso REGMHTCB9

REGMHTCB9A

Dado el impacto que representan los proyectos hidroeléctricos Chan I y Chan II, ya que constituyen un incremento de 437 MW en la capacidad instalada del sistema, se considera en esta sensibilidad la valoración del efecto que tendría un retraso en el inicio de operaciones de ambos proyectos. El Cuadro N° 9.3 presenta el cronograma de expansión original del caso REGMHTCB9 y el afectado la sensibilidad antes descrita. Esta sensibilidad incide en el costo total de inversión, el costo de operación y el costo de déficit. Los costos ocasionados por esta sensibilidad al plan de expansión del caso REGMHTCB9 son los siguientes:

Costo Total de Inversión: 1,400.44 M \$
Costo de Operación: 1,930.74 M\$
Costo de Déficit: 1.564 M\$
Costo Total: 3,332.20 M\$

Como muestra el Gráfico N° 9.6, se perciben variaciones en los costos marginales afectados por la sensibilidad principalmente en los años 2012 y 2015. Estos son los años en los que deberían ingresar ambos proyectos, de acuerdo al cronograma original. En 2012 se registra un incremento en el costo marginal de 3.9% con respecto al plan original, mientras que en 2015 el incremento es de 4.4%. En el Gráfico N° 9.7, también se aprecia en estos dos años una reducción de 473.33 GWh (en 2012) y 389.55 GWh (en 2015) en la energía exportada por Panamá y, por ende, un incremento en la cantidad de energía importada, con respecto al plan original. No obstante, Panamá mantiene una condición de exportador neto en ambos años.



Plan de Expansión del SIN 2009

Sistema de Generación

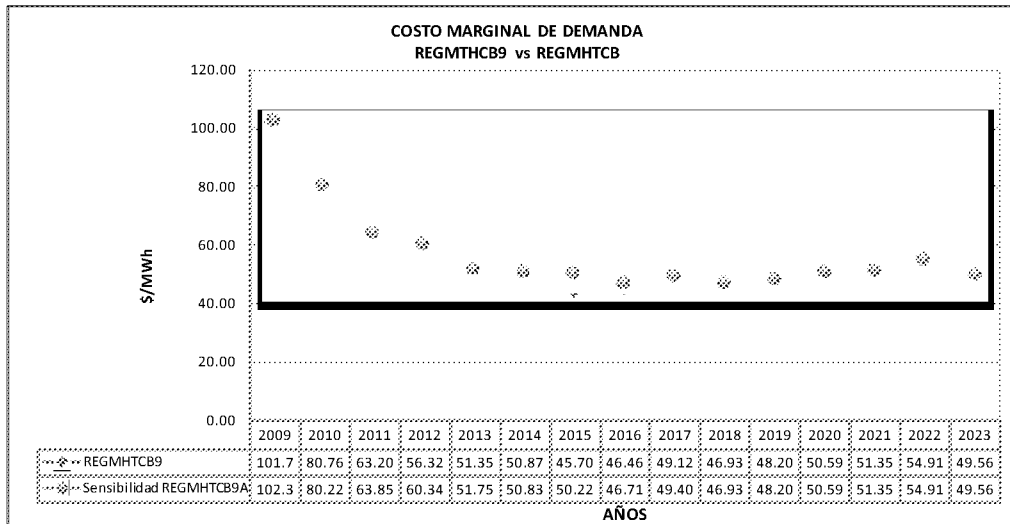
CUADRO N° 9.3: Planes de expansión del caso REGMHTCB9 y la sensibilidad REGMHTCB9A.

Fecha de Operación	Caso REGMHTCB8				Caso REGMHTCB9A					
	Proyecto	Capacidad (MW)			Proyecto	Capacidad (MW)				
		Hidro	Termo	Eólica	Total	Hidro	Termo	Eólica	Total	
2009	El Giral		50.0			El Giral		50.0		
	Termo Colón		150.0		200.0	Termo Colón		150.0	200.0	
2010	Gualaca	25.1				Gualaca	25.1			
	Mendre	19.8				Mendre	19.8			
	Potrerillos	4.2				Potrerillos	4.2			
	Cochea	12.5				Cochea	12.5			
	Algarrobos	9.9				Algarrobos	9.9			
	BLM-Carbón (1)					BLM-Carbón (1)				
	Lorena	35.7			107.2	Lorena	35.7		107.2	
2011	Bonyic	30.0				Bonyic	30.0			
	Pedregalito	20				Pedregalito	20			
	Bajo de Mina	52.4				Bajo de Mina	52.4			
	Macano	3.4				Macano	3.4			
	Baitún	86				Baitún	86			
	Toabré			150.0		Toabré		150.0		
	Prudencia	56.2				Prudencia	56.2			
	Las Perlas Norte	10				Las Perlas Norte	10			
Las Perlas Sur	10.0				Las Perlas Sur	10.0				
	El Porvenir Norte	3.3			421.3	El Porvenir Norte	3.3		421.3	
2012	Chan I	223.0				Pando	32.0			
	Pando	32.0				Monte Lirio	51.6			
	Monte Lirio	51.6				Tabasará II	34.5			
	Tabasará II	34.5				El Alto	60.0			
	El Alto	60.0				Barro Blanco	19.8			
	Barro Blanco	19.8			420.9				197.9	
2013					0.0	Chan I	223.0		223.0	
2014					0.0				0.0	
2015	Chan II	214.0			214.0				0.0	
2016	Síndigo	10.0			10.0	Síndigo	10.0		224.0	
					0.0	Chan II	214.0		0.0	
2017					0.0				0.0	
2018					0.0				0.0	
2019					0.0				0.0	
2020					0.0				0.0	
2021	CB-250A		250.0		250.0	CB-250A	250.0		250.0	
2022					0.0				0.0	
2023										
	Total del Plan	1023.4	450.0	150.0	1623.4	Total del Plan	1023.4	450.0	150.0	1623.4

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.



GRÁFICA 2. GRÁFICO N° 9.6: Costos marginales del caso REGMHTCB9 y la sensibilidad REGMHTCB9A



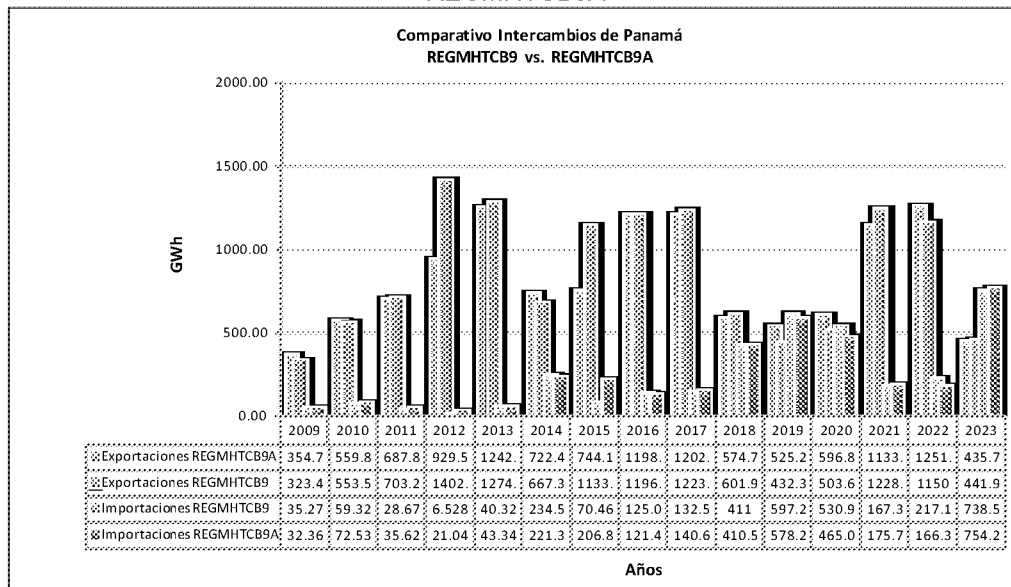
Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de



Plan de Expansión del SIN 2009

Sistema de Generación

GRÁFICO N° 9.7: Intercambios de Panamá del caso REGMHTCB9 y la sensibilidad REGMHTCB9A



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de

REGMHTCB9B

Esta sensibilidad considera los efectos ocasionados en el sistema, al atrasarse un año el inicio de operaciones de los proyectos hidroeléctricos Gualaca (25.1 MW), Lorena (35.7 MW), Prudencia (56.2 MW) y Bonyic (30 MW). El Cuadro N° 9.4 presenta el cronograma de expansión original del caso REGMHTCB9 y el afectado la sensibilidad antes descrita. Esta sensibilidad impacta a los costos de inversión, de operación y de déficit. Los costos ocasionados por esta sensibilidad al plan de expansión del caso REGMHTCB9 son los siguientes:

- Costo Total de Inversión: 1,439.28M \$**
- Costo de Operación: 1,902.71M\$**
- Costo de Déficit: 1.571 M\$**
- Costo Total: 3,343.01M\$**

Como se muestra en el Gráfico N° 9.8, la diferencia entre los costos marginales del plan original y el afectado por esta sensibilidad no es significativa a lo largo del horizonte, puesto que el costo marginal ocasionado es 1.70% y 1.47% mayor en 2011 y 2016 respectivamente, y para los demás años analizados la diferencia no supera el 1%. De acuerdo al Gráfico N° 9.9, se aprecian reducciones de 152.69 GWh (2011) y 110.15



Plan de Expansión del SIN 2009

Sistema de Generación

GWh (2016) en las exportaciones de Panamá, al comparar los intercambios del país con respecto a los del plan original.

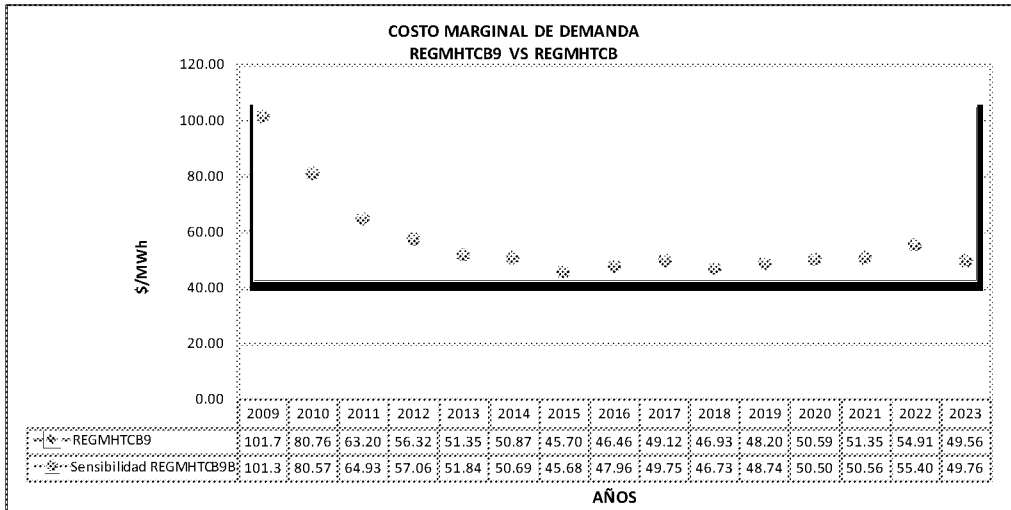
CUADRO N°.9.4: Planes de Expansión del caso REGMHTCB9 y la sensibilidad REGMHTCB9B.

Fecha de Operación	Caso REGMHTCB9					Caso REGMHTCB9B					
	Proyecto	Capacidad (MW)				Proyecto	Capacidad (MW)				
		Hidro	Termo	Eólica	Total		Hidro	Termo	Eólica	Total	
2009	El Giral Termo Colón		50.0 150.0			200.0					
2010	Gualaca	25.1									
	Mendre	19.8									
	Potrerillos	4.2									
	Cochea	12.5									
	Algarrobos	9.9									
	BLM-Carbón (1) Lorena	35.7								46.4	
2011	Bonyic	30.0									
	Pedregalito	20									
	Bajo de Mina	52.4									
	Macano	3.4									
	Baitún	86									
	Toabré			150.0							
	Gualaca	25.1						150.0			
	Lorena	35.7									
	Las Perlas Norte	10									
Las Perlas Sur	10.0										
El Porvenir Norte	3.3										
										421.3	
2012	Chan I	223.0									
	Pando	32.0									
	Monte Lirio	51.6									
	Tabasará II	34.5									
	El Alto	60.0									
	Barro Blanco	19.8									
											420.9
2013											0.0
											0.0
2014											0.0
2015	Chan II	214.0									214.0
2016	Sindigo	10.0									10.0
2017											0.0
2018											0.0
2019											0.0
2020											0.0
2021	CB-250A		250.0								250.0
2022											0.0
2023											0.0
	Total del Plan	1023.4	450.0	150.0							1623.4
	Total del Plan	1023.4	450.0	150.0							1623.4

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2009.

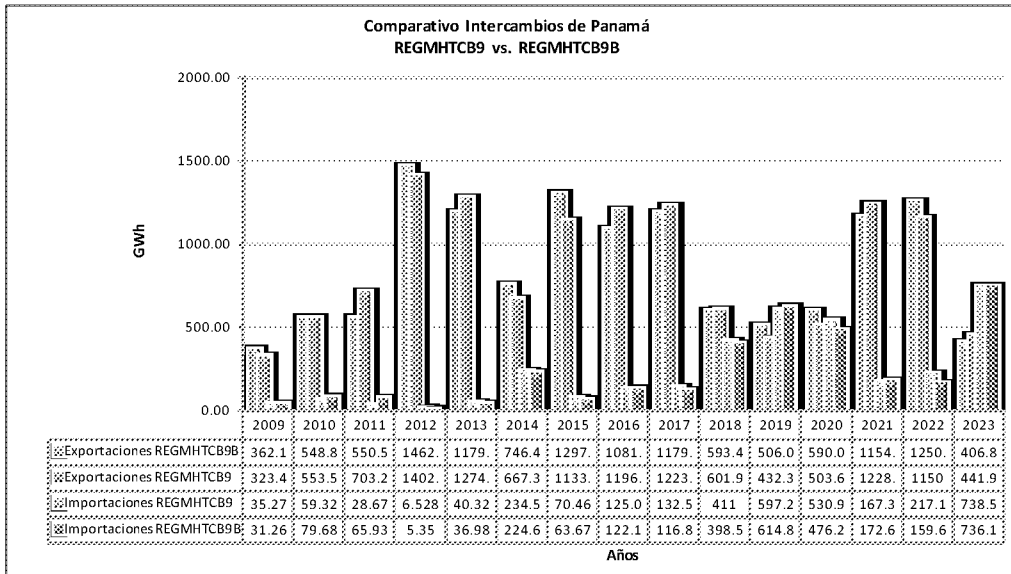


GRÁFICA 12. GRÁFICO N° 9.8: Costos marginales del caso REGMHTCB9 y la sensibilidad REGMHTCB9B



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de

GRÁFICA 13. GRÁFICA 14. GRÁFICO N° 9.9: Intercambios de Panamá del caso REGMHTCB9 y la sensibilidad REGMHTCB9B



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de



REGMHTCB9C

Esta sensibilidad considera el atraso de un año en el inicio de operaciones de los proyectos hidroeléctricos Bajo de Mina (52.4 MW), Baitún (86 MW) y El Alto (60 MW). En el Cuadro N° 9.5 se presentan los cronogramas del caso REGMHTCB9 y esta sensibilidad. Esta última afecta los costos de inversión, operación y déficit del cronograma. Los costos del plan de expansión que surgen con esta sensibilidad se desagregan como sigue:

Costo Total de Inversión: 1,431.98 MM \$

Costo de Operación: 1,910.36 M\$

Costo de Déficit: 1.570 M\$

Costo Total: 3,343.36 M\$

El Gráfico N° 9.10 muestra un gráfico comparativo de los costos marginales del cronograma de expansión original y el afectado por esta sensibilidad. En 2011, con la ausencia de Bajo de Mina y Baitún, se experimenta un costo marginal 1.88% superior; mientras que en 2012, debido al retraso de El Alto, el costo marginal resultante es 1.37% superior al del caso con el cronograma de expansión original. En 2016, se presenta un costo marginal 1.47% mayor. En los otros años del horizonte las diferencias en los costos marginales ocasionados no supera el 1%.

El Gráfico N° 9.11 representa los intercambios de Panamá tanto para el plan de expansión original como para el sensibilizado. En lo que respecta a los intercambios entre Panamá y Centroamérica, a través del enlace con Costa Rica, las exportaciones de Panamá disminuyen en 134.33 GWh en 2011 y 10.50 GWh en 2012. Por otra parte, en 2014 y 2015 se registran mayores exportaciones con los atrasos considerados (11% y 15% más en 2014 y 2015, respectivamente). En 2019 y 2020, se registran nuevamente mayores exportaciones en el caso sensibilizado (17% más en ambos años).



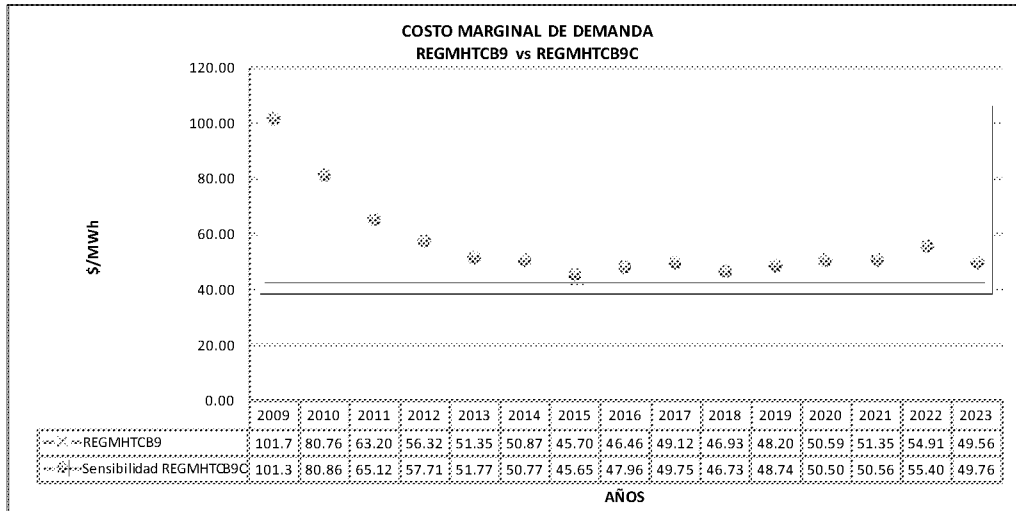
GRÁFICA 15. CUADRO N° 9.5: Planes de expansión del caso REGMHTCB9 y la sensibilidad REGMHTCB9C.

Fecha de Operación	Caso REGMHTCB9					Caso REGMHTCB9C				
	Proyecto	Capacidad (MW)				Proyecto	Capacidad (MW)			
		Hidro	Termo	Eólica	Total		Hidro	Termo	Eólica	Total
2009	El Giral Termo Colón		50.0 150.0		200.0	El Giral Termo Colón		50.0 150.0		200.0
2010	Gualaca	25.1				Gualaca	25.1			
	Mendre	19.8				Mendre	19.8			
	Potrerillos	4.2				Potrerillos	4.2			
	Cochea	12.5				Cochea	12.5			
	Algarrobos	9.9				Algarrobos	9.9			
	BLM-Carbón (1) Lorena	35.7			107.2	BLM-Carbón (1) Lorena	35.7			107.2
2011	Bonyic	30.0				Bonyic	30.0			
	Pedregalito	20				Pedregalito	20			
	Bajo de Mina	52.4				Macano	3.4	150.0		
	Macano	3.4				Toabré				
	Baitún	86		150.0		Prudencia	56.2			
	Toabré					Las Perlas Norte	10			
	Prudencia	56.2				Las Perlas Sur	10.0			
	Las Perlas Norte	10				El Porvenir Norte	3.3			
	Las Perlas Sur	10.0								
El Porvenir Norte	3.3			421.3					282.9	
2012	Chan I	223.0				Chan I	223.0			
	Pando	32.0				Pando	32.0			
	Monte Lirio	51.6				Monte Lirio	51.6			
	Tabasará II	34.5				Tabasará II	34.5			
	El Alto	60.0				Baitún	86			
	Barro Blanco	19.8			420.9	Barro Blanco	19.8			
					Bajo de Mina	52.4			499.3	
2013				0.0	El Alto	60.0			60.0	
2014				0.0					0.0	
2015	Chan II	214.0			214.0	Chan II	214.0			214.0
2016	Síndigo	10.0			10.0	Síndigo	10.0			10.0
2017				0.0						0.0
2018				0.0						0.0
2019				0.0						0.0
2020				0.0						0.0
2021	CB-250A		250.0		250.0	CB-250A		250.0		250.0
2022				0.0						0.0
2023										
	Total del Plan	1023.4	450.0	150.0	1623.4	Total del Plan	1023.4	450.0	150.0	1623.4

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.

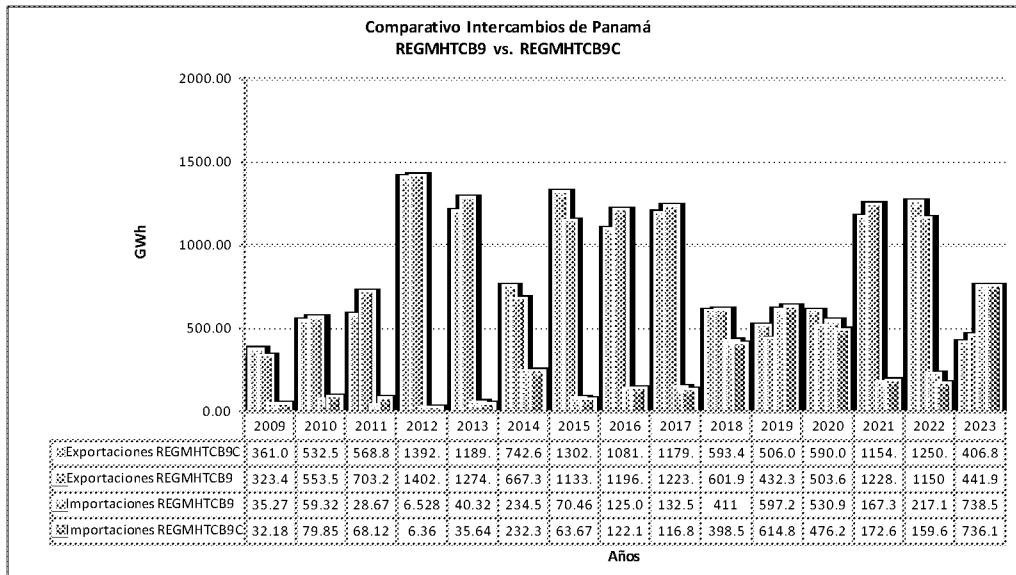


GRÁFICO N° 9.10: Costos marginales del caso REGMHTCB9 y la sensibilidad REGMHTCB9C



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.

Gráfico N° 9.11: Intercambios de Panamá del caso REGMHTCB9 y la sensibilidad REGMHTCB9C



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.



REGMHTCB9D

El atraso de un año en el inicio de operaciones de los proyectos Pando (32 MW) y Monte Lirio (51.6 MW) es considerado en esta sensibilidad del caso REGMHTCB9. El Cuadro N° 9.6 presenta los planes de expansión original y el afectado por esta sensibilidad, la cual afecta los costos de inversión, operación y déficit del cronograma de expansión. Los costos del plan de expansión originados por esta sensibilidad son los siguientes:

Costo Total de Inversión: 1,452.46M\$

Costo de Operación: 1,880.57 M\$

Costo de Déficit: 1.563 M\$

Costo Total: 3,334.04 M\$

En el Gráfico N° 9.12, los costos marginales son muy similares a los obtenidos con el plan de expansión original. En 2013, el costo marginal sensibilizado es 1.15% mayor. Esta diferencia es ocasionada por el retraso de ambos proyectos, los cuales debían entrar en la segunda mitad de 2012.

En lo que respecta a los intercambios representados en el Gráfico N° 9.13, se aprecian menores exportaciones con el plan de expansión sensibilizado durante los años 2011, 2013, 2016, 2017, 2021 y 2023. Por otra parte, en 2014, 2015, 2019, 2020 y 2022 las exportaciones del plan sensibilizado son mayores a las del cronograma original. A pesar de estas diferencias, Panamá se mantiene como un país exportador en la mayor parte de los años evaluados.



Plan de Expansión del SIN 2009

Sistema de Generación

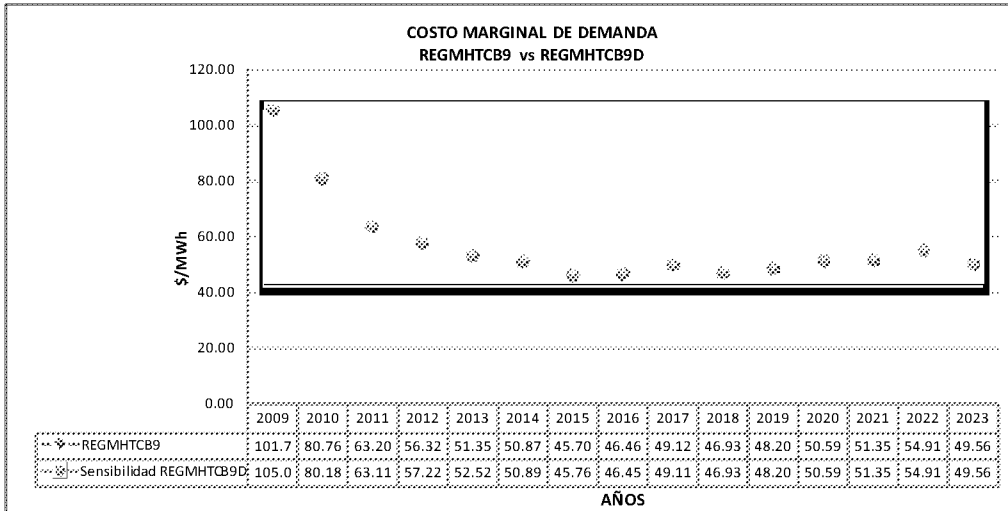
GRÁFICA 16. CUADRO N° 9.6: Planes de expansión del caso REGMHTCB9 y la sensibilidad REGMHTCB9D.

Fecha de Operación	Caso REGMHTCB9					Caso REGMHTCB9D				
	Proyecto	Capacidad (MW)				Proyecto	Capacidad (MW)			
		Hidro	Termo	Eólica	Total		Hidro	Termo	Eólica	Total
2009	El Giral		50.0			El Giral		50.0		
	Termo Colón		150.0		200.0	Termo Colón		150.0		200.0
2010	Gualaca	25.1				Gualaca	25.1			
	Mendre	19.8				Mendre	19.8			
	Potrerillos	4.2				Potrerillos	4.2			
	Cochea	12.5				Cochea	12.5			
	Algarrobos	9.9				Algarrobos	9.9			
	BLM-Carbón (1) Lorena	35.7			107.2	BLM-Carbón (1) Lorena	35.7			107.2
2011	Bonyic	30.0				Bonyic	30.0			
	Pedregalito	20				Pedregalito	20			
	Bajo de Mina	52.4				Bajo de Mina	52.4			
	Macano	3.4				Macano	3.4			
	Baitún	86				Baitún	86			
	Toabré			150.0		Toabré			150.0	
	Prudencia	56.2				Prudencia	56.2			
	Las Perlas Norte	10				Las Perlas Norte	10			
	Las Perlas Sur El Porvenir Norte	10.0 3.3			421.3	Las Perlas Sur El Porvenir Norte	10.0 3.3			421.3
2012	Chan I	223.0				Chan I	223.0			
	Pando	32.0				Tabasará II	34.5			
	Monte Lirio	51.6				El Alto	60.0			
	Tabasará II	34.5				Barro Blanco	19.8			
	El Alto	60.0								337.3
	Barro Blanco	19.8			420.9					
2013					0.0	Pando	32.0			
					0.0	Monte Lirio	51.6			83.6
2014					0.0					0.0
2015	Chan II	214.0			214.0	Chan II	214.0			214.0
2016	Sindigo	10.0			10.0	Sindigo	10.0			10.0
2017					0.0					0.0
2018					0.0					0.0
2019					0.0					0.0
2020					0.0					0.0
2021	CB-250A		250.0		250.0	CB-250A	250.0			250.0
2022					0.0					0.0
2023										
	Total del Plan	1023.4	450.0	150.0	1623.4	Total del Plan	1023.4	450.0	150.0	1623.4

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.

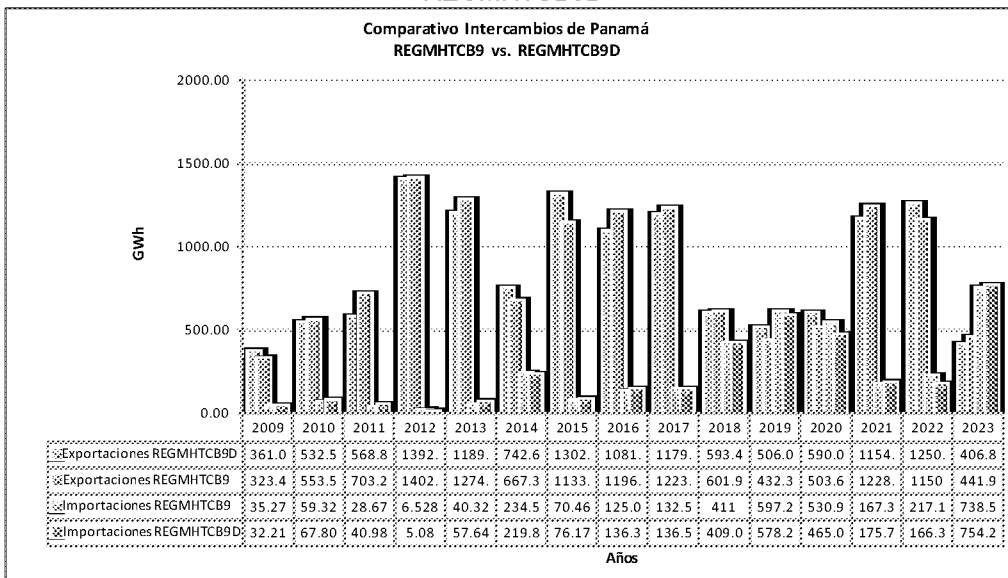


GRÁFICO N° 9.12: Costos marginales del caso REGMHTCB9 y la sensibilidad REGMHTCB9D



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de

GRÁFICO N° 9.13: Intercambios de Panamá del caso REGMHTCB9 y la sensibilidad REGMHTCB9D



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de



REGMHTCB9E

Esta sensibilidad considera la entrada de los proyectos hidroeléctricos Tabasará II (34.5 MW) y Barro Blanco (19.8 MW) un año más tarde al programado en el plan de expansión del caso REGMHTCB9, por lo que ambos proyectos entran en el segundo semestre de 2013 para efectos de esta sensibilidad. Tanto el plan de expansión original como el sensibilizado se presentan en el Cuadro N° 9.7. La sensibilidad planteada modifica los costos de inversión, operación y déficit del cronograma de expansión. Los costos del plan de expansión sensibilizado se presentan a continuación:

Costo Total de Inversión: 1, 456.72 M\$

Costo de Operación: 1,879.12 M\$

Costo de Déficit: 1.566M\$

Costo Total: 3,336.86 M\$

Los costos marginales presentados en el Gráfico N° 9.14 indican que no hay variaciones significativas entre ambos planes, ya que en 2013 hay una variación de sólo 1.14%. Esto indica el atraso de ambos proyectos tiene un bajo impacto en los costos marginales del sistema. En relación a los intercambios presentados en el Gráfico N° 9.15, en 2013 se exportan 175.7 GWh menos, a pesar de lo cual Panamá se mantiene como exportador neto.



Plan de Expansión del SIN 2009

Sistema de Generación

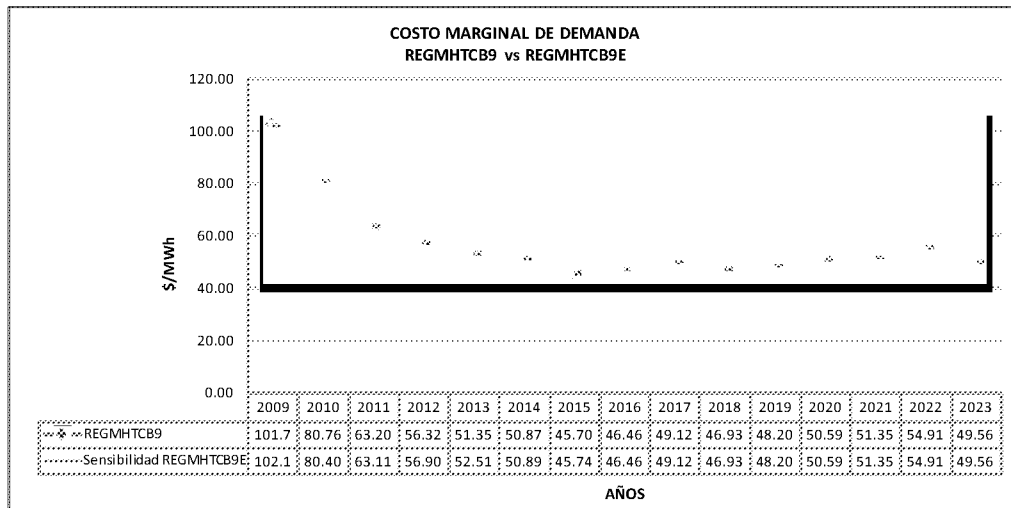
CUADRO N° 9.7: Planes de expansión del caso REGMHTCB9 y la sensibilidad REGMHTCB9E.

Fecha de Operación	Caso REGMHTCB9					Caso REGMHTCB9E						
	Proyecto	Capacidad (MW)				Proyecto	Capacidad (MW)					
		Hidro	Termo	Eólica	Total		Hidro	Termo	Eólica	Total		
2005	El Giral Termo Colón		50.0 150.0			200.0	El Giral Termo Colón		50.0 150.0			200.0
2010	Gualaca	25.1					Gualaca	25.1				
	Mendre	19.8					Mendre	19.8				
	Potrerrillos	4.2					Potrerrillos	4.2				
	Cochea	12.5					Cochea	12.5				
	Algarrobos	9.9					Algarrobos	9.9				
2011	BLM-Carbón (1) Lorena	35.7			107.2		BLM-Carbón (1) Lorena	35.7			107.2	
	Bonyic	30.0					Bonyic	30.0				
	Pedregalito	20					Pedregalito	20				
	Bajo de Mina	52.4					Bajo de Mina	52.4				
	Macano	3.4					Macano	3.4				
	Baitún	86					Baitún	86				
	Toabré			150.0			Toabré			150.0		
	Prudencia	56.2					Prudencia	56.2				
	Las Perlas Norte	10					Las Perlas Norte	10				
	Las Perlas Sur	10.0					Las Perlas Sur	10.0				
El Porvenir Norte	3.3				421.3	El Porvenir Norte	3.3				421.3	
2012	Chan I	223.0					Chan I	223.0				
	Pando	32.0					Pando	32.0				
	Monte Lirio	51.6					Monte Lirio	51.6				
	Tabasará II	34.5					Tabasará II	34.5				
	El Alto	60.0					El Alto	60.0				
2013	Barro Blanco	19.8			420.9		Barro Blanco	19.8			366.6	
					0.0		Tabasará II	34.5			54.3	
2014					0.0						0.0	
2015	Chan II	214.0			214.0		Chan II	214.0			214.0	
2016	Síndigo	10.0			10.0		Síndigo	10.0			10.0	
2017					0.0						0.0	
2018					0.0						0.0	
2019					0.0						0.0	
2020					0.0						0.0	
2021	CB-250A		250.0		250.0		CB-250A		250.0		250.0	
2022					0.0						0.0	
2023												
	Total del Plan	1023.4	450.0	150.0	1623.4		Total del Plan	1023.4	450.0	150.0	1623.4	

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de

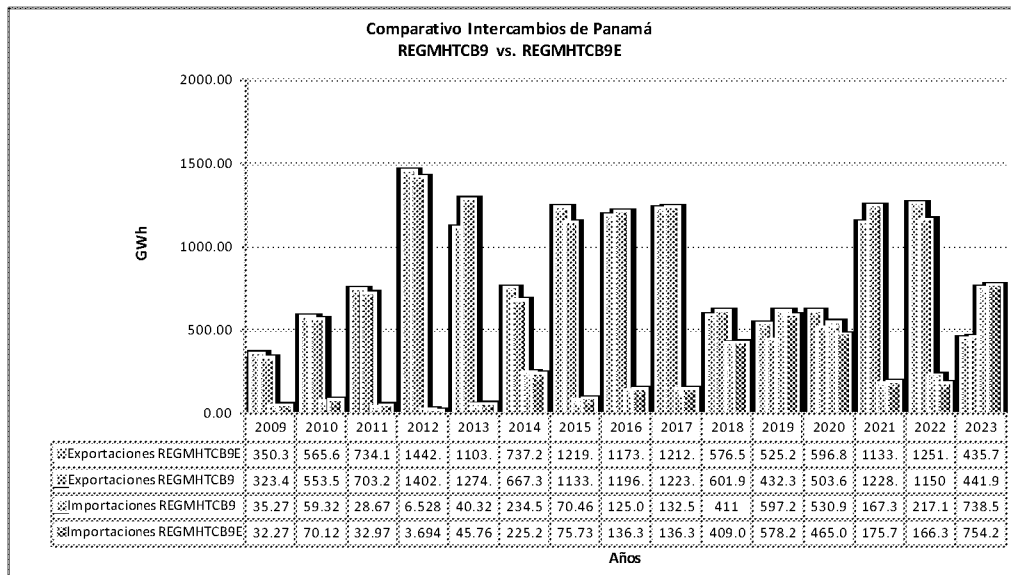


GRÁFICO N° 9.14: Costos marginales del caso REGMHTCB9 y la sensibilidad REGMHTCB9E



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de

GRÁFICO N° 9.15: Intercambios de Panamá del caso REGMHTCB9 y la sensibilidad



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de



REGMHTCB9F

En esta sensibilidad se incluye una planta de carbón de 250 MW adicional en el año 2013. El cronograma de expansión resultante se presenta en el Cuadro N° 9.8. Producto de esta sensibilidad, se modifican los costos de inversión, operación y déficit del cronograma propuesto. Los costos del plan de expansión causados por esta sensibilidad son los siguientes:

Costo Total de Inversión: 1,704.95 M\$

Costo de Operación: 2,092.30 M\$

Costo de Déficit: 1.572M\$

Costo Total: 3,798.27 M\$

Como se observa en el Gráfico N° 9.16, a partir de la entrada de la planta de carbón en 2013, los costos marginales resultan inferiores (5% en promedio) a los obtenidos con el plan de expansión original. Esto se debe a la capacidad instalada que es agregada al sistema, además del costo operativo de este tipo de tecnología. Asimismo, esto impacta en los intercambios entre Panamá y los países Centroamericanos como se presenta en el Gráfico N° 9.17. En el mismo se observa mayor exportación anual, a partir de 2012, al incluir la planta de carbón.



Plan de Expansión del SIN 2009

Sistema de Generación

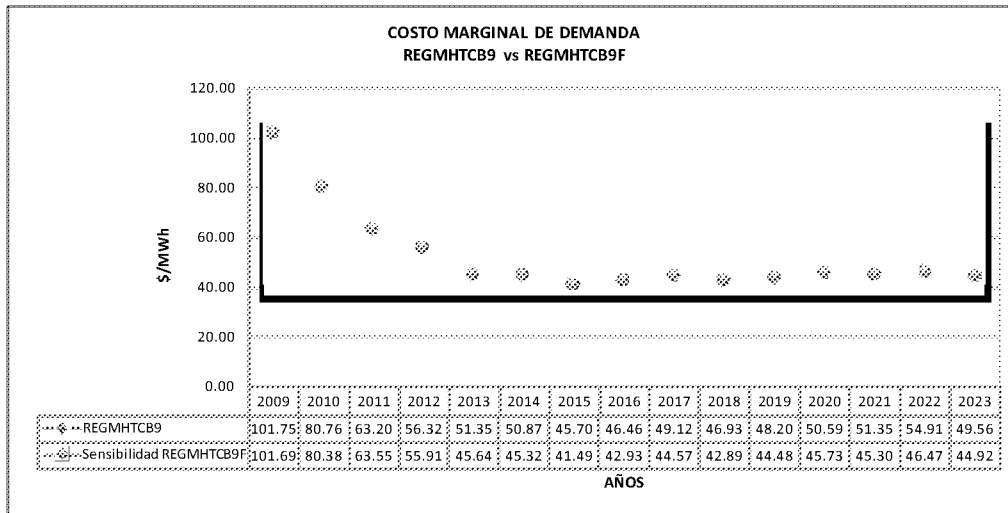
CUADRO N° 9.8: Planes de expansión del caso REGMHTCB9 y la sensibilidad REGMHTCB9F.

Fecha de Operación	Caso REGMHTCB9					Caso REGMHTCB9F				
	Proyecto	Capacidad (MW)			Total	Proyecto	Capacidad (MW)			Total
	Hidro	Termo	Eólica			Hidro	Termo	Eólica		
2009	El Giral		50.0		200.0	El Giral		50.0		200.0
	Termino Colón		150.0			Termino Colón		150.0		
2010	Gualaca	25.1			107.2	Gualaca	25.1			107.2
	Mendre	19.8				Mendre	19.8			
	Potrerillos	4.2				Potrerillos	4.2			
	Cochea	12.5				Cochea	12.5			
	Algarrobos	9.9				Algarrobos	9.9			
	BLM-Carbón (1) Lorena	35.7				BLM-Carbón (1) Lorena	35.7			
2011	Bonyic	30.0			150.0	Bonyic	30.0			150.0
	Pedregalito	20				Pedregalito	20			
	Bajo de Mina	52.4				Bajo de Mina	52.4			
	Macano	3.4				Macano	3.4			
	Baitún	86				Baitún	86			
	Toabré					Toabré				
	Prudencia	56.2				Prudencia	56.2			
	Las Perlas Norte	10				Las Perlas Norte	10			
	Las Perlas Sur	10.0				Las Perlas Sur	10.0			
El Porvenir Norte	3.3			El Porvenir Norte	3.3					
				421.3				421.3		
2012	Chan I	223.0			420.9	Chan I	223.0			420.9
	Pando	32.0				Pando	32.0			
	Monte Lirio	51.6				Monte Lirio	51.6			
	Tabasará II	34.5				Tabasará II	34.5			
	El Alto	60.0				El Alto	60.0			
	Barro Blanco	19.8				Barro Blanco	19.8			
2013				0.0	CB-250B	250			250.0	
2014				0.0					0.0	
2015	Chan II	214.0			214.0	Chan II	214.0			214.0
2016	Síndigo	10.0			10.0	Síndigo	10.0			10.0
2017					0.0					0.0
2018					0.0					0.0
2019					0.0					0.0
2020					0.0					0.0
2021	CB-250A		250.0		250.0	CB-250A		250.0		250.0
2022					0.0					0.0
2023										
	Total del Plan	1023.4	450.0	150.0	1623.4	Total del Plan	1273.4	450.0	150.0	1873.4

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.

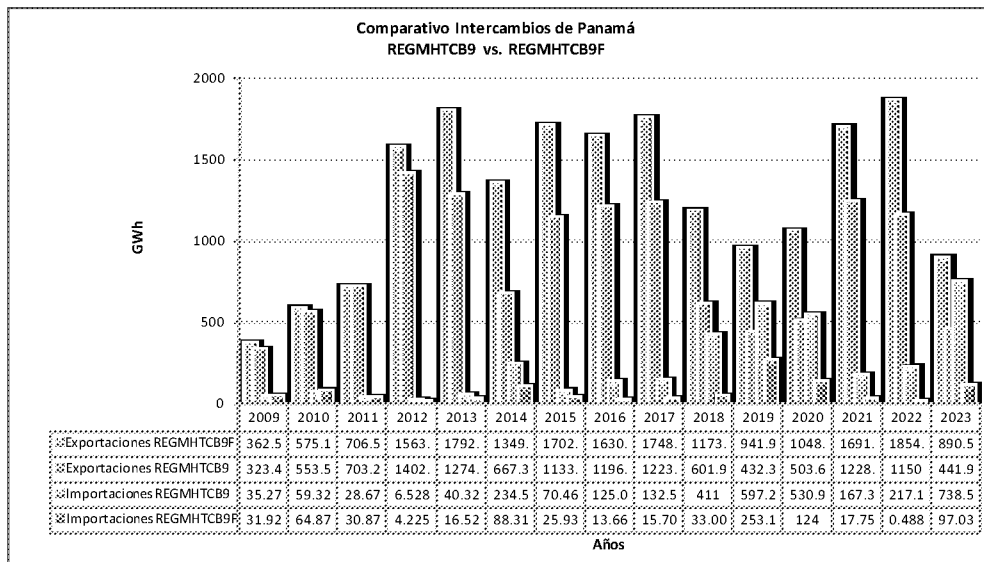


GRÁFICO N° 9.16: Costos marginales del caso REGMHTCB9 y la sensibilidad REGMHTCB9F



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.

GRÁFICO N° 9.17: Intercambios de Panamá del caso REGMHTCB9 y la sensibilidad REGMHTCB9F.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.



REGMHTCB9G

En esta sensibilidad se evalúan los efectos de un escenario de crecimiento de la demanda alto, manteniendo el cronograma de expansión del caso REGMHTCB9. Es decir se evaluó la capacidad de respuesta del cronograma de expansión obtenido con un crecimiento de demanda medio ante el incremento que pudiese darse en la demanda. Para esta evaluación se utilizó la proyección de demanda optimista presentada en los Estudios Básicos correspondientes al Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2009. La sensibilidad propuesta incide en los costos de operación y déficit del plan, ya que se mantiene el mismo cronograma del caso REGMHTCB9. Los costos del plan de expansión originados por esta sensibilidad se desagregan como sigue:

Costo Total de Inversión: 1,465.62 M\$

Costo de Operación: 1,953.90 M\$

Costo de Déficit: 6.242 M\$

Costo Total: 3,423.57 M\$

En el Gráfico N° 9.18 se presentan los costos marginales con el plan de expansión original y el afectado por esta sensibilidad. La diferencia entre los costos marginales en ambas situaciones no es significativa, salvo por el año 2009, cuando el costo marginal con la proyección de demanda alta es 12.21 \$/MWh mayor.

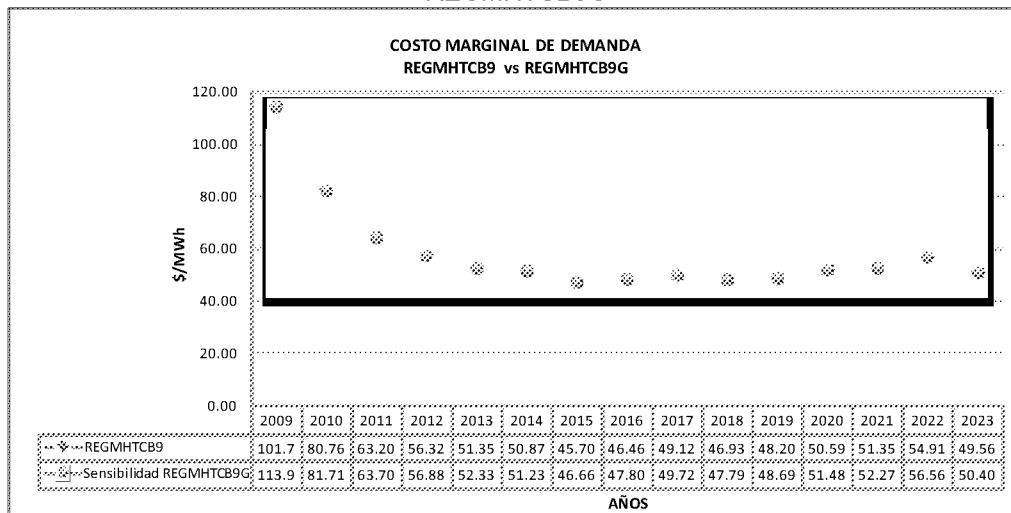
El Gráfico N° 9.19 presenta los intercambios del caso REGMHTCB9 y de la sensibilidad considerada en este apartado. Los intercambios de los cuatro primeros años son similares en ambas situaciones. Luego, se experimenta una disminución en la energía anual exportada y un incremento en la energía importada, originado por el incremento de la demanda nacional que debe suplir el sistema de generación. A pesar de esto, el país se mantiene como exportador neto la mayor parte del horizonte. En 2019, 2020 y 2023, las importaciones superan las exportaciones principalmente por el ingreso de dos plantas de carbón de 500 MW (2018 y 2023) en Costa Rica.



Plan de Expansión del SIN 2009

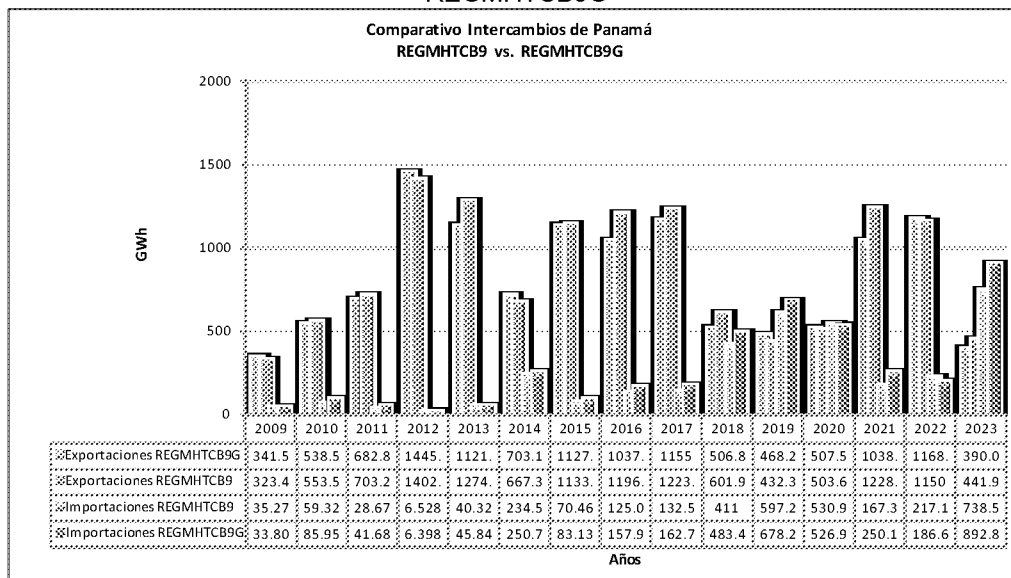
Sistema de Generación

GRÁFICO N° 9.18: Costos marginales del caso REGMHTCB9 y la sensibilidad REGMHTCB9G



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de

GRÁFICO N° 9.19: Intercambios de Panamá del caso REGMHTCB9 y la sensibilidad REGMHTCB9G



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de



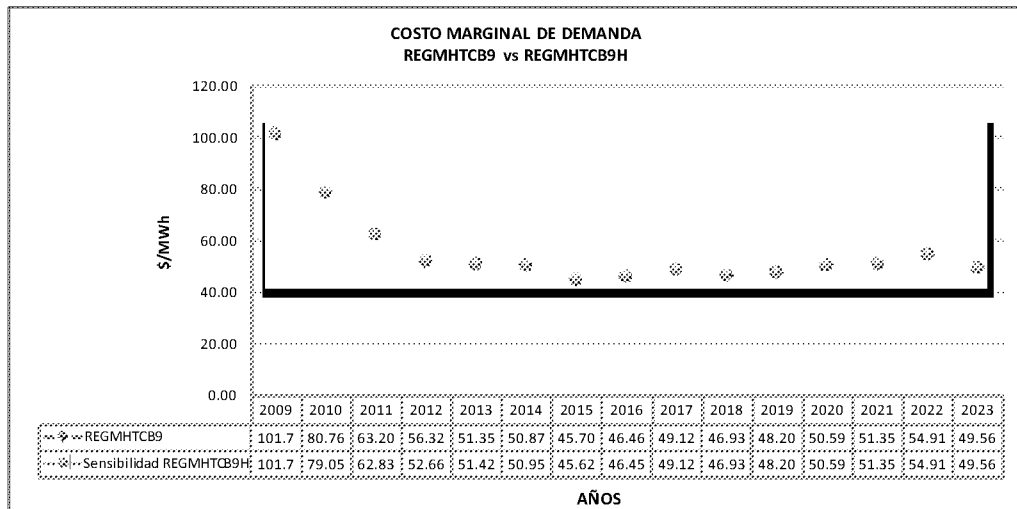
REGMHTCB9H

Esta sensibilidad considera el inicio de operaciones del proyecto SIEPAC con un atraso de un año, ya que este proyecto de interconexión regional incide en los niveles de intercambio entre los distintos países y, por ende, en el la operación de cada sistema. Por tanto, se ven afectados los costos de operación y déficit del plan de expansión. Los costos asociados a esta sensibilidad son los siguientes:

Costo Total de Inversión: 1,465.62 M\$
Costo de Operación: 1,848.80 M\$
Costo de Déficit: 1.572 M\$
Costo Total: 3,315.44 M\$

El Gráfico N° 9.20 muestra los costos marginales del caso REGMHTCB9 y esta sensibilidad. Se registran costos marginales similares en ambas situaciones a lo largo de periodo analizado. En 2012, se aprecia una diferencia de 3.66 \$/MWh debido al desplazamiento en el inicio de operaciones del primer circuito de SIEPAC. Esto ocasiona una disminución en la energía exportada ese año, sin que esto cambie la condición de Panamá como exportador neto. Los intercambios generados tanto en el cronograma de expansión original como con esta sensibilidad se presentan en el Gráfico N° 9.21.

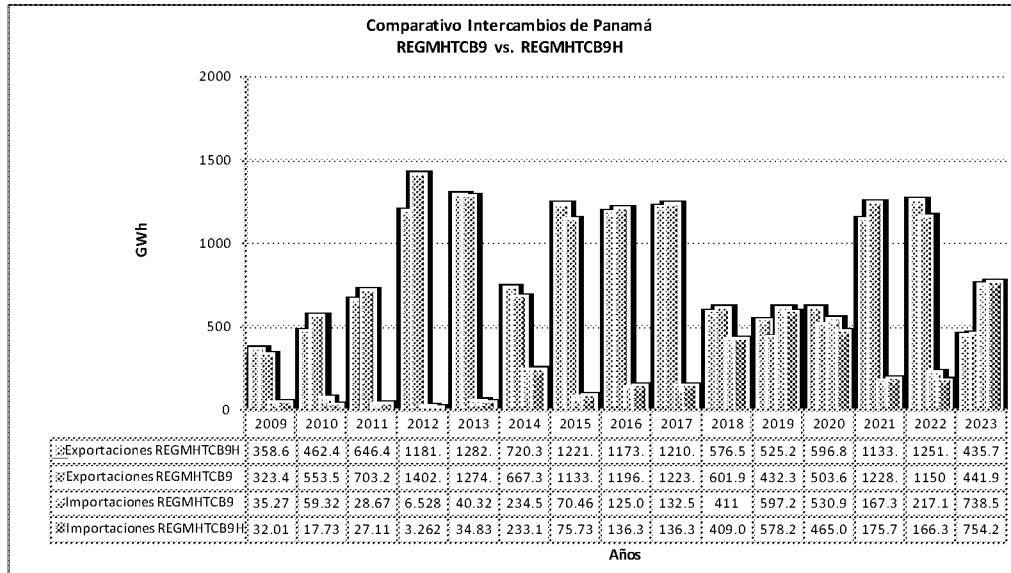
GRÁFICO N° 9.20: Costos marginales del caso REGMHTCB9 y la sensibilidad REGMHTCB9H



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de



GRÁFICO N° 9.21: Intercambios de Panamá del caso REGMHTCB9 y la sensibilidad REGMHTCB9H



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de

REGMHTCB9I

En esta sensibilidad se analizan los efectos de una proyección optimista (alta) de los precios de combustibles fósiles en la operación del sistema implementando el cronograma de expansión del caso REGMHTCB9. Para la construcción de esta sensibilidad se utilizó la misma proyección de costos de los combustibles (carbón, bunker y diesel) en todos los países. La sensibilidad propuesta ocasiona variaciones en los costos de operación y déficit. Los costos del plan de expansión que surgen con esta sensibilidad se desagregan como sigue:

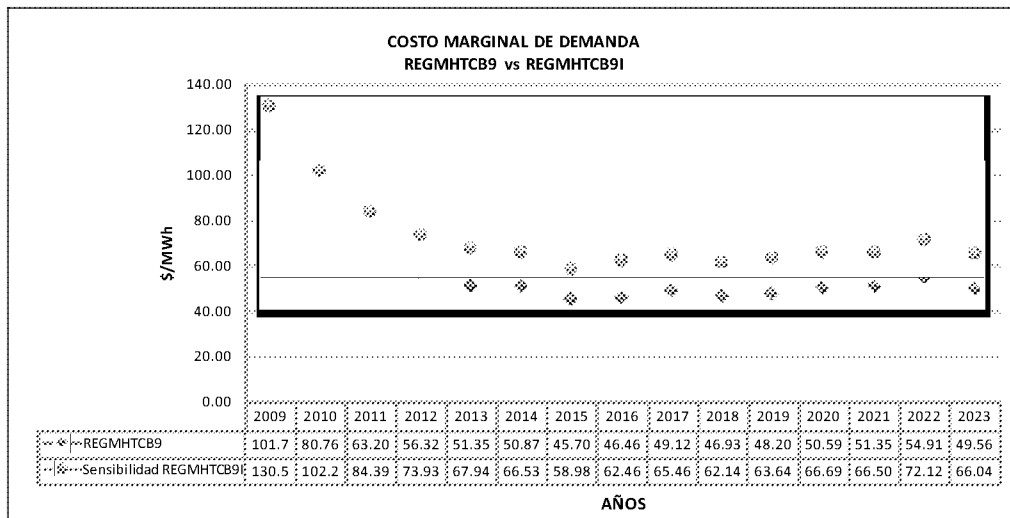
- Costo Total de Inversión: 1,465.62 M\$**
- Costo de Operación: 2,439.72 M\$**
- Costo de Déficit: 2.469 M\$**
- Costo Total: 3,906.95 M\$**

Los costos marginales obtenidos para esta sensibilidad se presentan en el Gráfico N° 9.22. Estos costos marginales resultan superiores a los del caso original. La diferencia



entre ambos es mayor del 14% para todos los años del estudio. En cuanto a los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, como indica el Gráfico N° 9.23, se presentan exportaciones de energía similares o inferiores en la mayoría de los años evaluados, producto de mayores costos ocasionados por el incremento de combustibles fósiles. Es necesario resaltar el hecho de que al considerar una variación en los precios de los combustibles fósiles solamente y debido a que la matriz energética de los otros países incluye la generación con centrales geotérmicas, biomasa y eólica, se producen variaciones en el comportamiento de las exportaciones e importaciones de energía con respecto al caso original en algunos años.

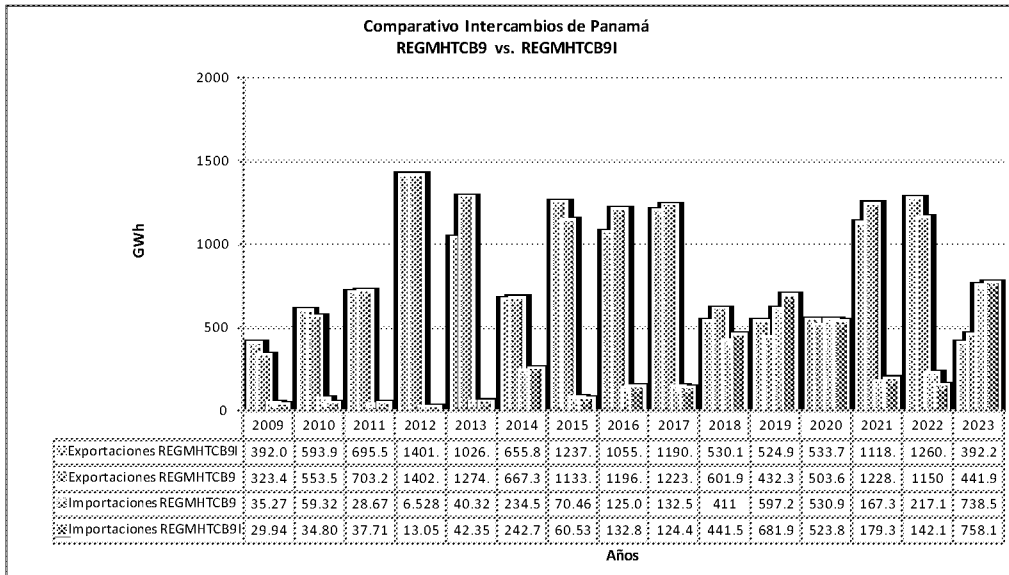
GRÁFICO N° 9.22: Costos marginales del caso REGMHTCB9 y la sensibilidad REGMHTCB9I



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de



GRÁFICO N° 9.23: Intercambios de Panamá del caso REGMHTCB9 y la sensibilidad REGMHTCB9I



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de

REGMHTCB9J

En esta sensibilidad se analiza el impacto en la operación del sistema de ocurrir un crecimiento de la demanda bajo, si se implementa el plan d expansión del caso REGMHTCB9. Para tal fin, se utilizó la proyección del crecimiento de la demanda pesimista presentada en los Estudios Básicos correspondientes al PESIN 2009. Al igual que en la sensibilidad anterior, se ven impactados los costos de operación y déficit del plan de expansión del caso REGMHTCB9. Los costos generados por esta sensibilidad son los siguientes:

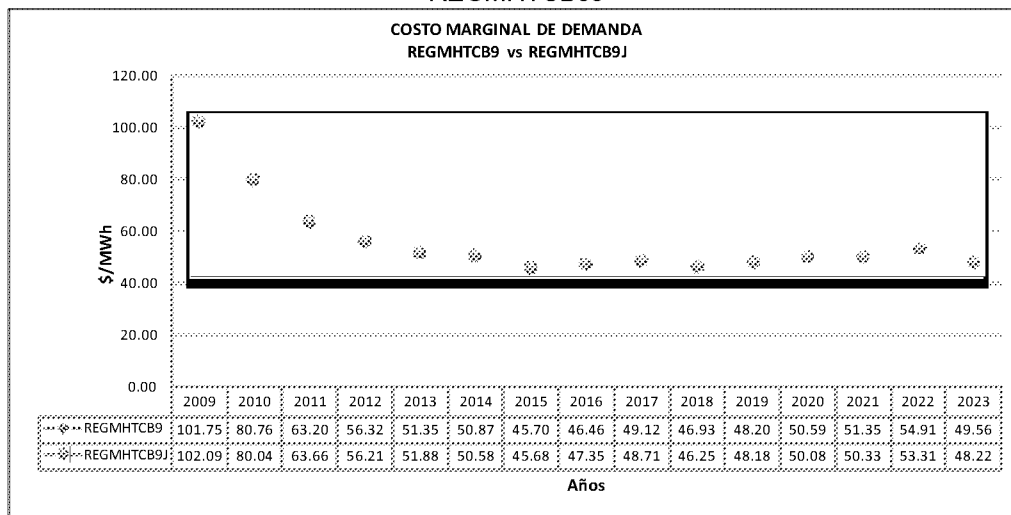
- Costo Total de Inversión: 1,465.62 M\$**
- Costo de Operación: 1,838.73 M\$**
- Costo de Déficit: 1.593M\$**
- Costo Total: 3,305.38 M\$**

De acuerdo al Gráfico N° 9.24, los costos marginales no varían significativamente con respecto al caso original (REGMHTCB9). En el Gráfico N° 9.25 se comparan los niveles de intercambio anual entre Panamá y la región Centroamericana para el caso original y



el sensibilizado. Como la demanda nacional es menor en la sensibilidad y la capacidad adicional incorporada al sistema es la misma, se dan mayores exportaciones de energía en el periodo analizado.

GRÁFICO N° 9.24: Costos marginales del caso REGMHTCB9 y la sensibilidad REGMHTCB9J



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de

GRÁFICO N° 9.25: Intercambios de Panamá del caso REGMHTCB9 y la sensibilidad REGMHTCB9J

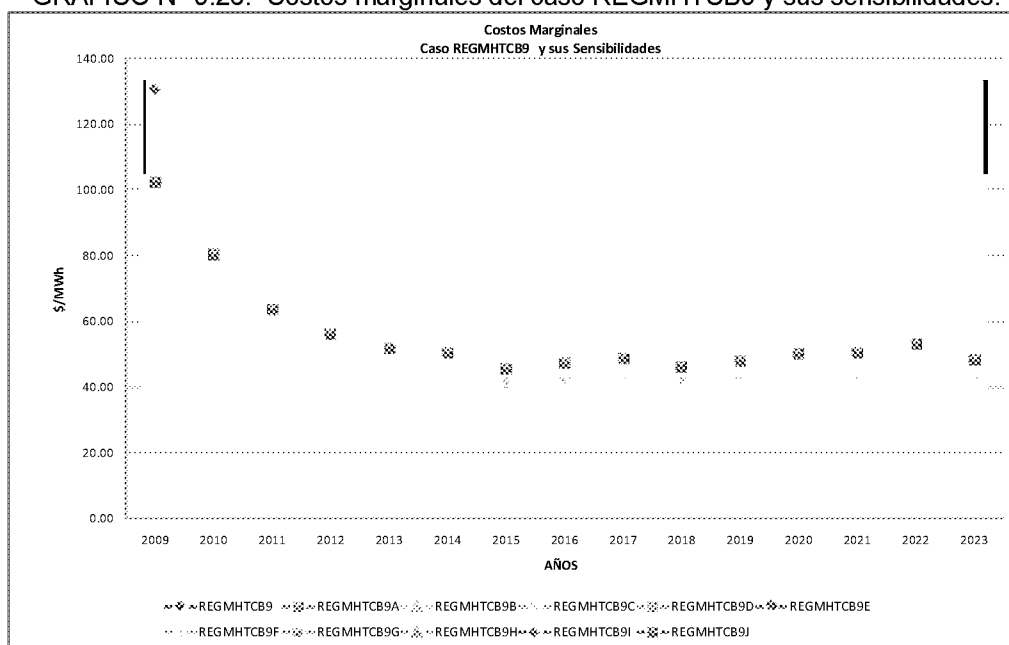
El Gráfico N° 9.26 permite realizar una comparación entre los costos marginales obtenidos para el caso REGMHTCB9 y cada una de las sensibilidades propuestas. Los costos marginales más altos se derivan de la sensibilidad que utiliza la proyección de los costos de combustibles alta (REGMHTCB9I). Los valores más bajos ocurren al sumar una planta de carbón de 250 MW al plan de expansión (REGMHTCB9F). Las otras sensibilidades generan pocas variaciones para los costos marginales en general. Estas pequeñas variaciones se experimentan en los años en que se desplazan los proyectos de generación y el proyecto SIEPAC, principalmente.

GRÁFICA 17. El Cuadro N° 9.9 presenta un resumen de los costos del plan de expansión REGMHTCB9 y cada una de las sensibilidades examinadas. El mayor costo de inversión lo presenta la sensibilidad REGMHTCB9F, ya que se adiciona al cronograma de expansión un proyecto de carbón de 250 MW. Los menores costos de operación los presentan el caso REGMHTCB9 y la sensibilidad REGMHTCB9J. Esto se debe a que la sensibilidad considera una demanda baja, por lo que se reduce la



necesidad energética del país. El mayor costo de déficit corresponde a la sensibilidad REGMHTCB9G, ya que se contempla un crecimiento de la demanda mayor y, por ende, la necesidad energética del país aumenta.

GRÁFICO N° 9.26: Costos marginales del caso REGMHTCB9 y sus sensibilidades.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.

CUADRO N° 9.9: Costos del Plan de Expansión del caso REGMHTCB9 y sus sensibilidades.

CASOS	COSTO DE INVERSIÓN (Mill.\$)	COSTO DE OPERACIÓN (Mill.\$)	COSTO DE DEFICIT (Mill.\$)	TOTAL
REGMHTCB9	1,465.62	1,870.56	1.572	3,337.76
REGMHTCB9A	1,400.44	1,930.74	1.564	3,332.75
REGMHTCB9B	1,439.28	1,902.71	1.571	3,343.56
REGMHTCB9C	1,431.98	1,910.36	1.570	3,343.91
REGMHTCB9D	1,452.46	1,880.57	1.563	3,334.59
REGMHTCB9E	1,456.72	1,879.12	1.566	3,337.41
REGMHTCB9F	1,704.95	2,092.30	1.572	3,798.82
REGMHTCB9G	1,465.62	1,953.90	6.242	3,425.76
REGMHTCB9H	1,465.62	1,848.80	1.572	3,315.99
REGMHTCB9I	1,465.62	2,439.72	2.469	3,907.81
REGMHTCB9J	1,465.62	1,838.73	1.593	3,305.94

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.

**CASO N° 2: REGMHTGDC9****Descripción del Caso**

El plan de expansión generado para este caso es similar al caso REGMHTCB9. Considera la entrada de proyectos hidroeléctricos, la conversión de BLM a carbón y el proyecto eólico Toabré. A diferencia del caso previo, se contempla la alternativa de gas natural transportado por gasoducto a partir de 2015, resultando en la incorporación de un ciclo combinado de gas natural de 250 MW en 2021.

Costo Total de Inversión: 1,464.26 M\$

Costo de Operación: 1,878.95 M\$

Costo de Déficit: 1.572 M\$

Costo Total: 3,344.23 M\$

El cronograma de expansión obtenido para este caso se presenta en el Cuadro N° 9.10. Éste se compone de los mismos proyectos hidroeléctricos y el proyecto eólico planteados en el plan de expansión obtenido para el caso REMHTCB9 hasta el año 2016. La planta de carbón de 250 MW que aparece en este último es reemplazada por un ciclo combinado de gas natural de la misma capacidad en 2021, dado el mayor atractivo comparativo de esta tecnología de generación y la mayor capacidad de intercambio con la región producto del proyecto SIEPAC.

El Gráfico N° 9.27 presenta el comportamiento de los costos marginales por bloque horario de este plan de expansión. El costo marginal en el bloque de punta al inicio del horizonte es de 125.68 \$/MWh y éste experimenta un descenso progresivo los cuatro años siguientes, como resultado de una mayor incorporación de plantas de fuentes renovables (63% de la capacidad adicionada al sistema es hidráulica y 9% es eólica). El resto del horizonte se aprecian costos marginales que oscilan entre 40 y 60 \$/MWh. Como muestra el Gráfico N° 9.28, los niveles de los costos marginales en Panamá ocasionan que las exportaciones superen las importaciones en la mayor parte del horizonte, en especial en la primera mitad de éste, que es en donde se incorpora mayor capacidad adicional al sistema. Al incorporarse una planta de carbón de 250 MW en Costa Rica en 2018 y no haber adiciones en nuestro país para este año, se reduce la diferencia entre las exportaciones e importaciones de Panamá y al año siguiente las importaciones superan las exportaciones. Este mismo fenómeno se repite en el último año del horizonte al adicionarse 250 MW correspondientes a otra planta de carbón en Costa Rica.

De acuerdo al Gráfico N° 9.29, la potencia firme anual supera la demanda máxima anual prevista en todos los años analizados, permitiéndole al país la capacidad suficiente para cubrir su requerimiento de energía eléctrica. En el Gráfico N° 9.30 se observa que a lo largo del horizonte la demanda nacional es cubierta mayoritariamente por la generación hidroeléctrica. Al inicio del horizonte, la demanda y las exportaciones del país son cubiertas por la generación hidroeléctrica y termoeléctrica en igual



Plan de Expansión del SIN 2009

Sistema de Generación

proporción. En los años siguientes el aporte del plantel termoelectrico se reduce a 25% y supera apenas el 30% en los tres años finales del horizonte. Esto se traduce en una disminución de los factores de planta de las centrales termoelectricas después de los dos primeros años, como se observa en el Gráfico N° 9.31. En el caso de Pan Am, Pacora y El Giral se aprecian reducciones significativas en su factor de planta, mientras que BLM Carbón, Termo Colón y el Ciclo Combinado de gas natural de 250 MW son las plantas que mantienen los mayores valores a lo largo del período.

CUADRO N° 9.10: Plan de Expansión del Caso REGMHTGDC9.

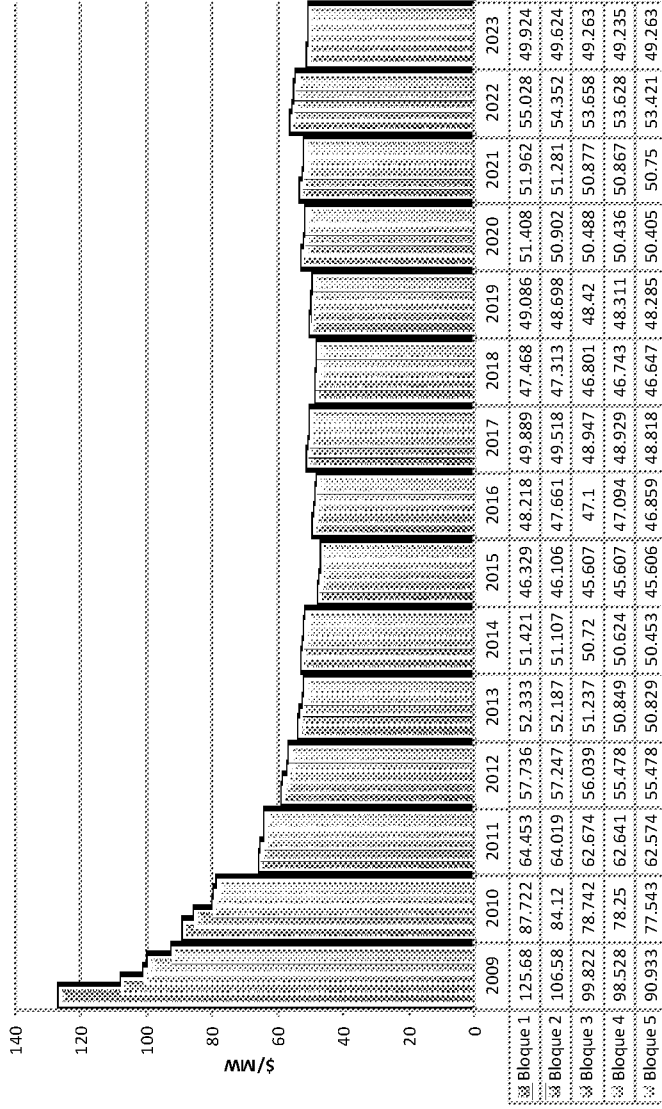
Fecha de Operación	Caso REGMHTGDC9				
	Proyecto	Capacidad (MW)			
		Hidro	Termo	Eólica	Total
2009	El Giral Termo Colón		50.0 150.0		200.0
2010	Gualaca	25.1			
	Mendre	19.8			
	Potrerillos	4.2			
	Cochea	12.5			
	Algarrobos	9.9			
	BLM-Carbón (1) Lorena	35.7			
2011	Bonyic	30.0			
	Pedregalito	20			
	Bajo de Mina	52.4			
	Macano	3.4			
	Baitún	86			
	Toabré			150.0	
	Prudencia	56.2			
	Las Perlas Norte Las Perlas Sur El Porvenir Norte	10 10.0 3.3			
2012	Chan I	223.0			
	Pando	32.0			
	Monte Lirio	51.6			
	Tabasará II	34.5			
	El Alto	60.0			
	Barro Blanco	19.8			
2013					0.0
2014					0.0
2015	Chan II	214.0			214.0
2016	Sindigo	10.0			10.0
2017					
2018					0.0
2019					0.0
2020					
2021	CCGN 250-A		250.0		250.0
2022					
2023					
Total del Plan		1023.4	450.0	150.0	1473.4

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.



GRÁFICO N° 9.27: Costo Marginal por Bloque del Caso REGMHTGDC9.

Caso REGMHTGDC9

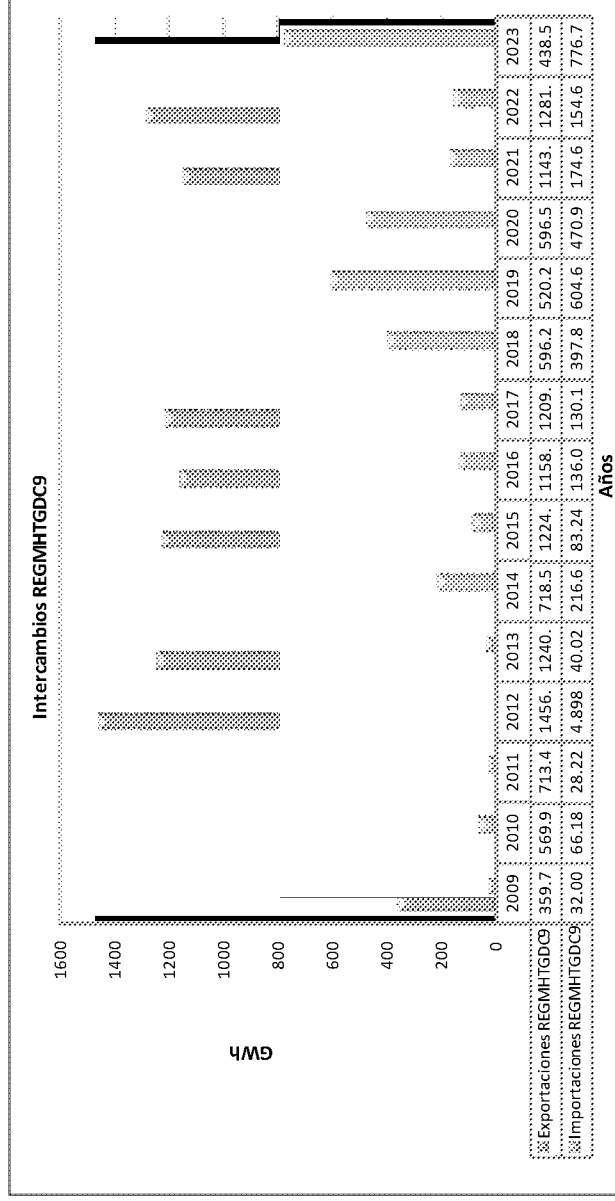


Años

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.



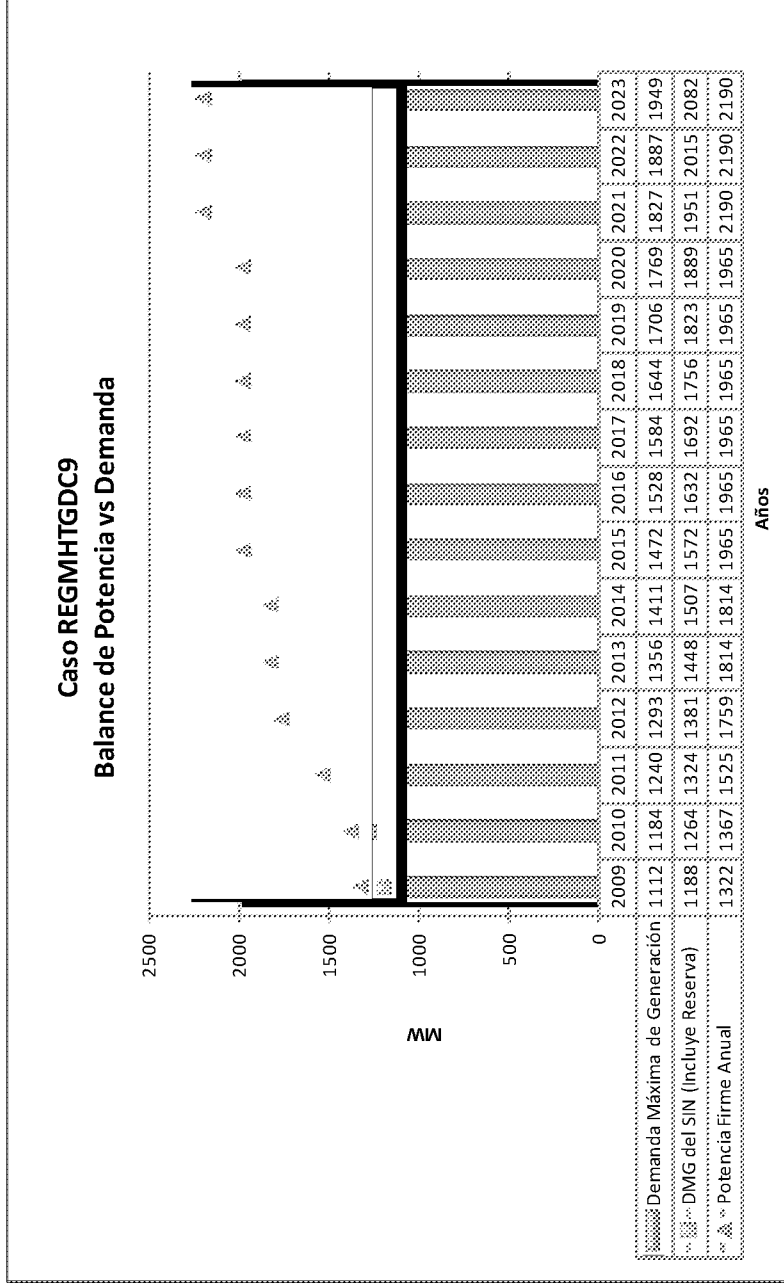
GRÁFICO N° 9.28: Intercambio de Panamá del Caso REGMHTGDC9.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.



GRÁFICO N° 9.29: Balance de Potencia vs Demanda del Caso REGMHTGDC9.

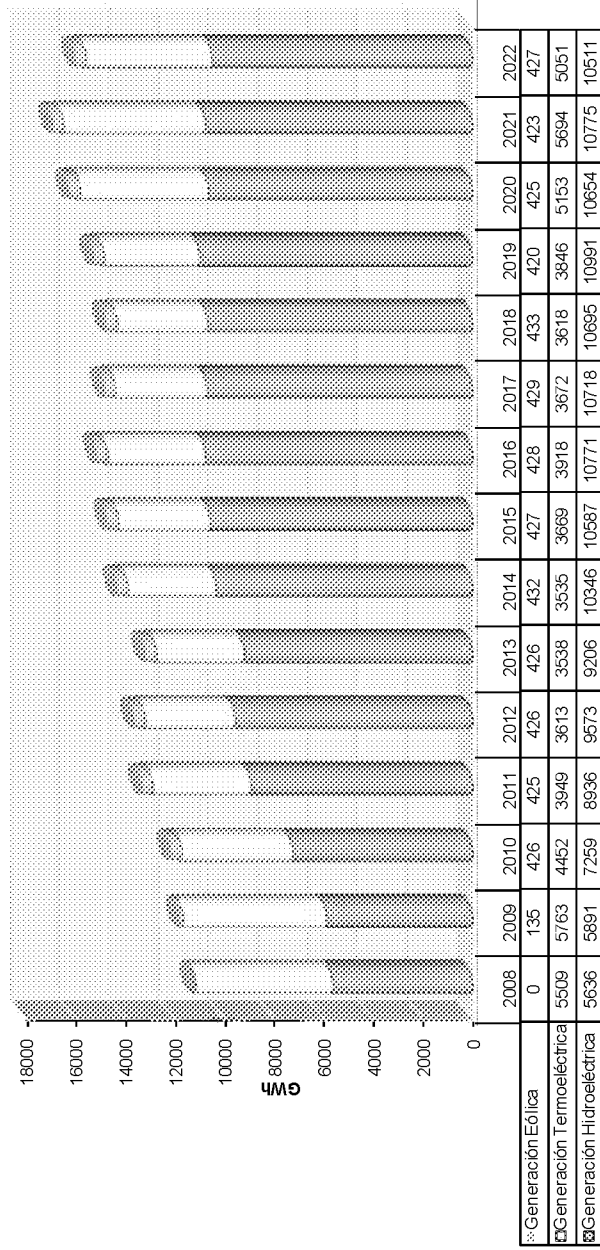


Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.



GRÁFICO N° 9.30: Generación Termoeléctrica, Hidroeléctrica y Eólica del Caso REGMHTGDC9.

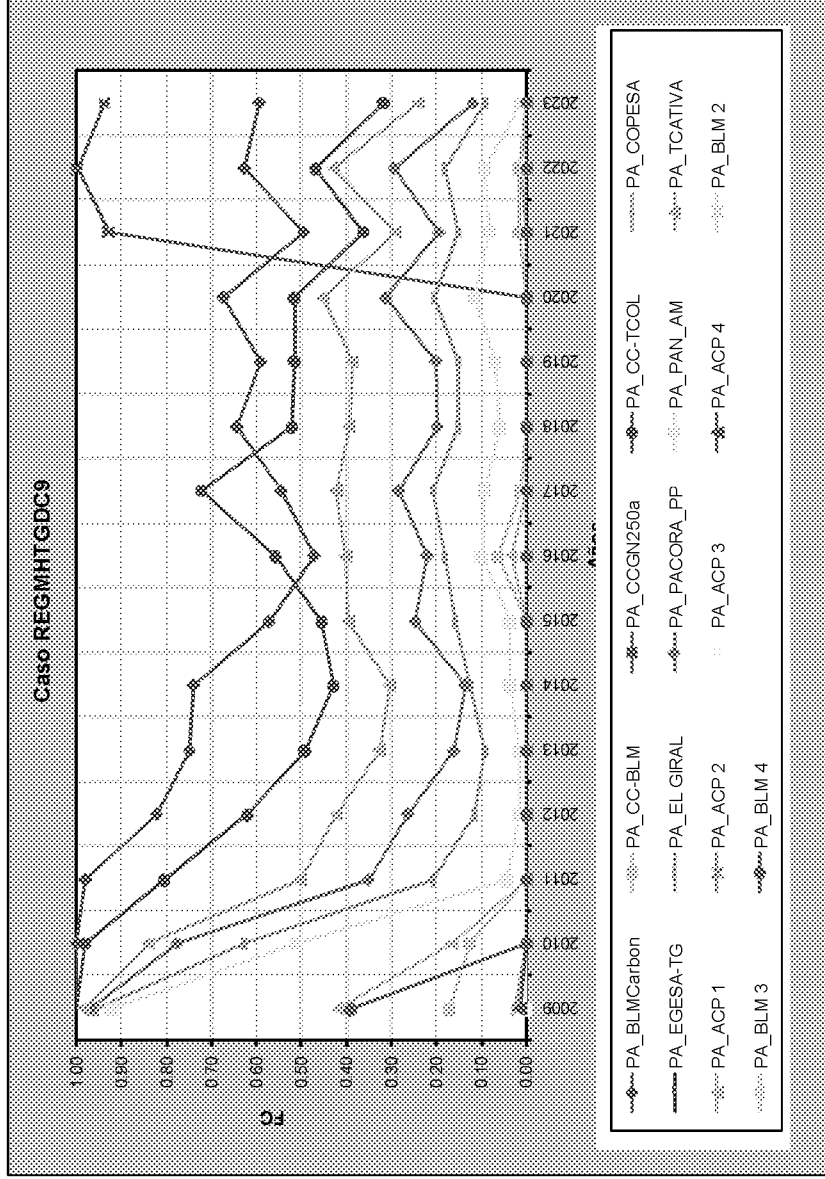
Caso REGMHT GDC9
Generación Térmica vs Hidráulica



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.



GRÁFICO N° 9.31: Factor de Planta de las Centrales Termoeléctricas del Caso REGMHTGDC9



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.



CASO N° 3: REGMHTTLA9

Descripción del Caso

Este caso contempla proyectos de expansión hidroeléctricos y termoeléctricos, así como proyectos eólicos. Las tecnologías de generación termoeléctrica incluyen la utilización de los combustibles convencionales en nuestro país (bunker y diesel), al igual que el carbón y el gas vía gasoducto a partir de 2015. De acuerdo a la "Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2009", este caso debe considerar la utilización de la turba, pero, dada la ausencia de información técnica de este tipo de tecnología, no se ha considerado dentro de las alternativas de expansión. Los costos de este plan se muestran a continuación:

Costo Total de Inversión: 1,539.39 M\$

Costo de Operación: 1,789.46 M\$

Costo de Déficit: 1.571 M\$

Costo Total: 3,329.87 M\$

El plan de expansión resultante se presenta en el Cuadro N° 9.11. En el mismo, se incorporan al sistema de generación los mismos proyectos hidroeléctricos de los dos casos anteriores y la conversión de BLM a carbón, además de los proyectos eólicos Toabré (150 MW) y la primera etapa de Antón (105 MW). También se incorpora un ciclo combinado de gas natural de 250 MW en 2021. El 59% de la capacidad a instalar en este cronograma de expansión está compuesto por proyectos hidroeléctricos, mientras que el 26% y el 15% lo constituyen proyectos termoeléctricos y eólicos, respectivamente.

El Gráfico N° 9.32 permite apreciar el comportamiento del costo marginal por bloque horario que deriva de este plan de expansión. Al inicio del horizonte del estudio, el costo marginal es de 123.85 \$/MWh y en el primer tercio de periodo experimenta un descenso progresivo hasta alcanzar un valor de 50.53 \$/MWh en 2013. Al igual que en los dos casos anteriores, esto ocurre por la adición de 1254.4 MW de capacidad hasta el año 2012. Durante el segundo y tercer tercio se mantiene estable, el costo marginal.

El Gráfico N° 9.33, presenta los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, a través de la interconexión con Costa Rica. Las exportaciones de Panamá superan las importaciones en todos los años de horizonte, especialmente al inicio del mismo, exceptuando el último año debido a la incorporación de 250 MW de una planta térmica de carbón en Costa Rica ese mismo año.



De acuerdo al Gráfico N° 9.34, la potencia firme anual supera la demanda máxima anual prevista en todos los años analizados, permitiéndole al país la capacidad suficiente para cubrir su requerimiento de energía eléctrica. En el Gráfico N° 9.35 se observa que a lo largo del horizonte la demanda nacional es cubierta mayoritariamente por la generación hidroeléctrica. Al inicio del horizonte, la demanda y las exportaciones del país son cubiertas por la generación hidroeléctrica y termoeléctrica en igual proporción. En los años siguientes, el aporte del plantel termoeléctrico se reduce a 25% y supera apenas el 30% en los tres años finales del horizonte. Producto de la incorporación de los proyectos eólicos Toabré (2011) y Antón (2012), la generación anual eólica aporta aproximadamente el 5% de la generación total después de 2012 y la generación hidroeléctrica entre 64% y 72% a lo largo de los 15 años estudiados. Lo anterior se traduce en una disminución de los factores de planta de las centrales termoeléctricas después de los dos primeros años, como se observa en el Gráfico N° 9.36. En el caso de Pan Am, Pacora, El Giral y Cativá se aprecian reducciones significativas en su factor de planta, mientras que BLM Carbón, Termo Colón y la planta de gas natural de 250 MW son las plantas que mantienen los mayores valores a lo largo del período.



Plan de Expansión del SIN 2009

Sistema de Generación

CUADRO N° 9.11: Plan de Expansión del Caso REGMHTTLA9.

Fecha de Operación	Caso REGMHTTLA9				
	Proyecto	Capacidad (MW)			
		Hidro	Térmo	Eólica	Total
2009	El Giral		50.0		
	Termo Colón		150.0		200.0
2010	Gualaca	25.1			
	Mendre	19.8			
	Potrerillos	4.2			
	Cochea	12.5			
	Algarrobos	9.9			
	BLM-Carbón (1) Lorena	35.7			107.2
2011	Bonyic	30.0			
	Pedregalito	20			
	Bajo de Mina	52.4			
	Macano	3.4			
	Baitún	86			
	Toabré			150.0	
	Prudencia	56.2			
	Las Perlas Norte	10			
	Las Perlas Sur El Porvenir Norte	10.0 3.3			421.3
2012	Chan I	223.0			
	Pando	32.0			
	Monte Lirio	51.6			
	Tabasará II	34.5			
	Antón			105.0	
	El Alto	60.0			
	Barro Blanco	19.8			525.9
2013				0.0	
2014				0.0	
2015	Chan II	214.0			214.0
2016	Síndigo	10.0			10.0
2017					
2018					
2019					
2020					0.0
2021	CCGN 250-A		250.0		250.0
2022					
2023					
Total del Plan		1023.4	450.0	255.0	1728.4

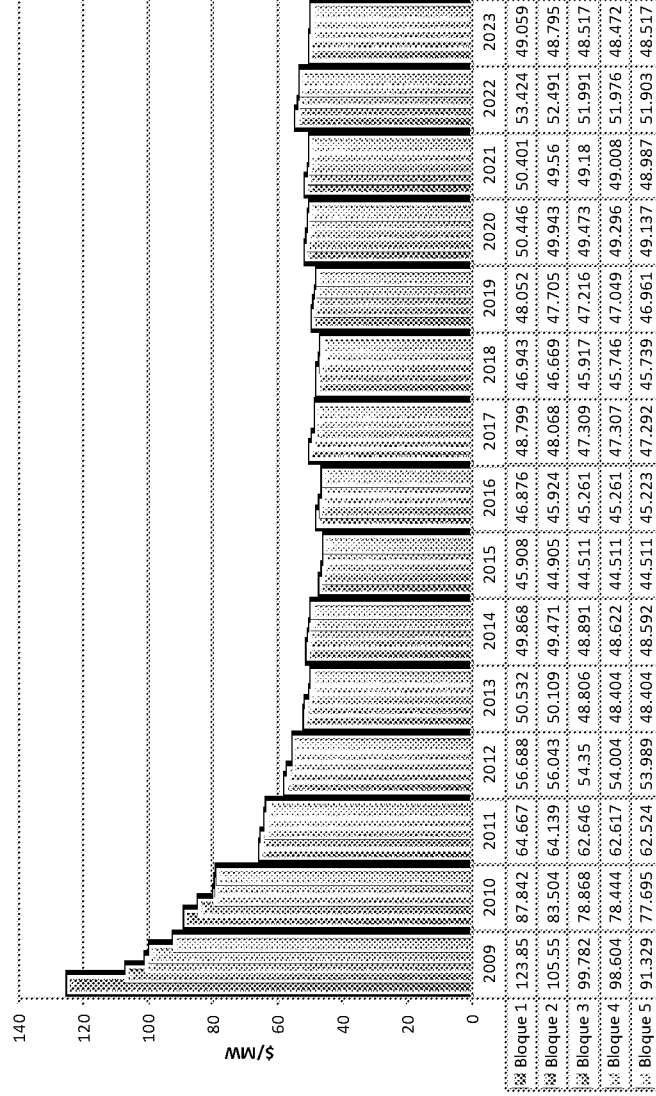
(1) Estas plantas no adicionan capacidad al sistema, sólo son

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.



GRÁFICO N° 9.32: Costo Marginal del Caso REGMHTTLA9.

Caso REGMHTTLA9

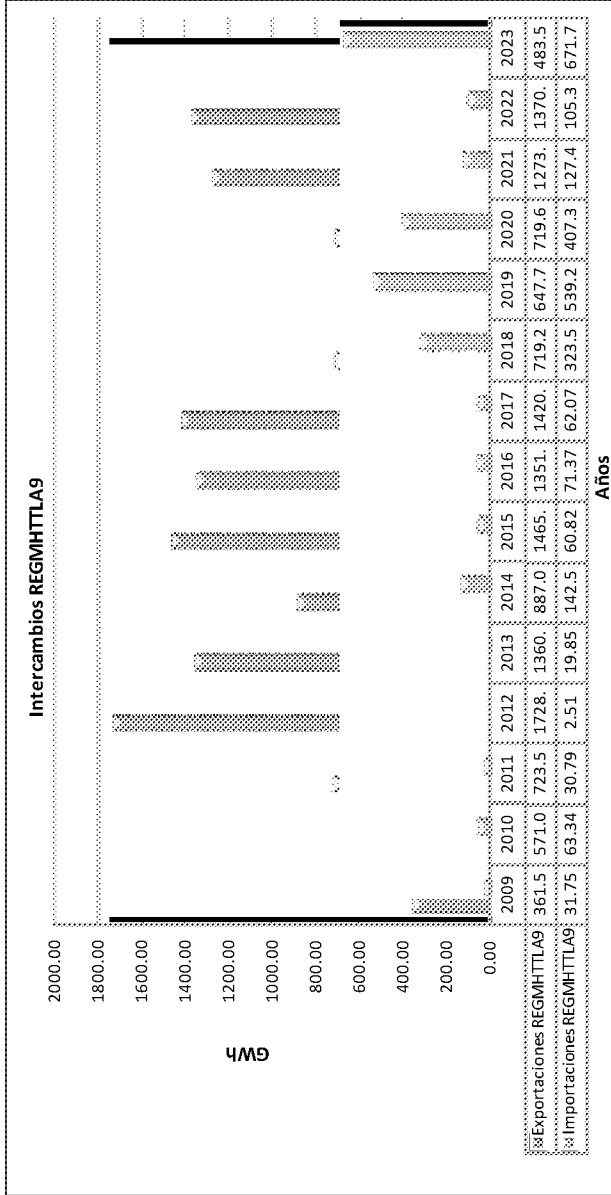


Años

Huente: E-LESA. Revisión del Plan de Expansión de



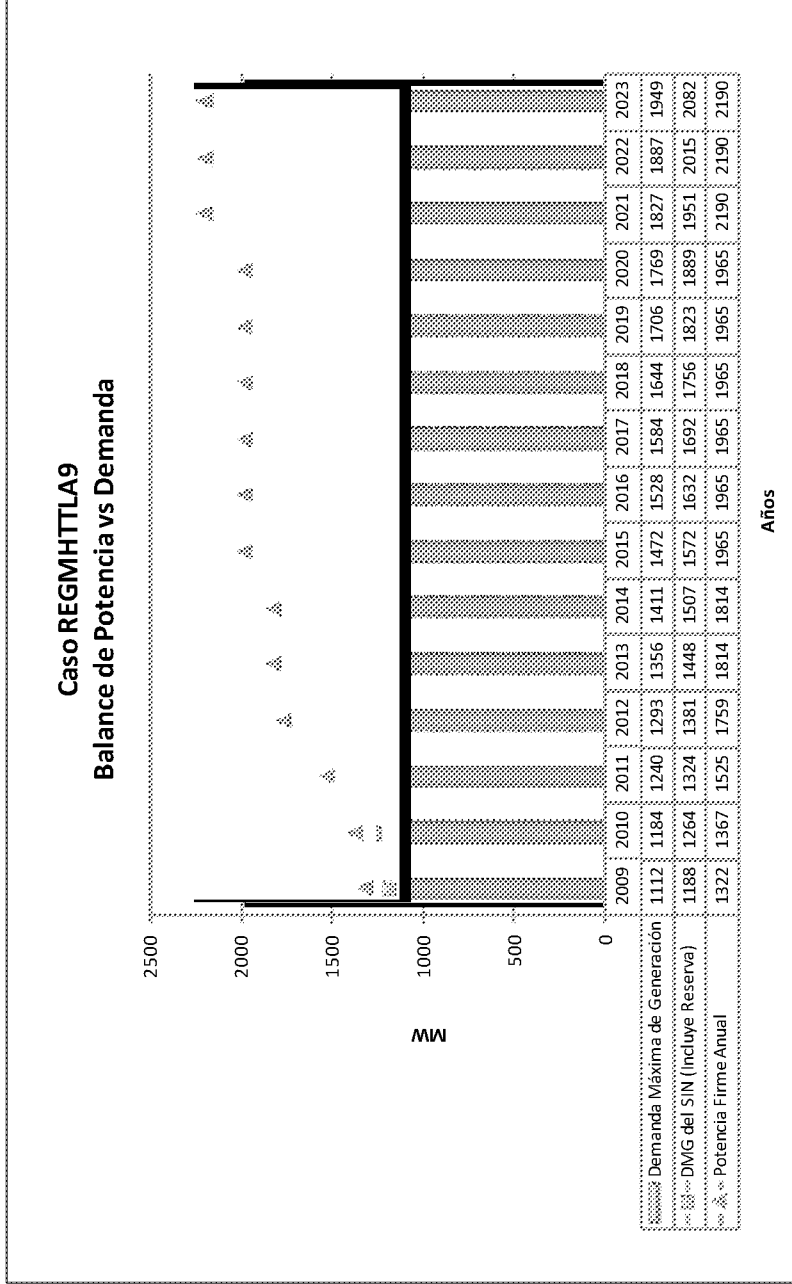
GRÁFICO N° 9.33: Intercambios entre Panamá y Costa Rica del Caso REGMHTTLA9.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de



GRÁFICO N° 9.34: Balance de Potencia vs. Demanda del Caso REGMHTTLA9.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de

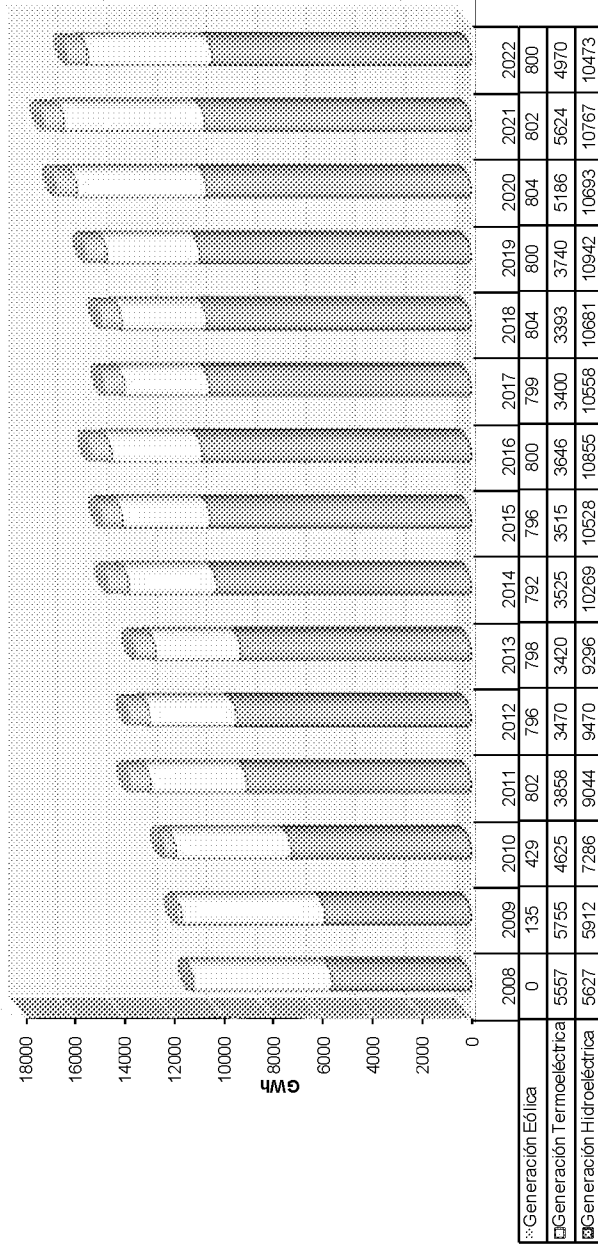


Plan de Expansión del SIN 2009

Sistema de Generación

GRÁFICO N° 9.35: Generación Termoeléctrica, Hidroeléctrica y Eólica del Caso REGMHTTLA9.

Caso REGMHTTLA9
Generación Termoeléctrica, Hidroeléctrica y Eólica



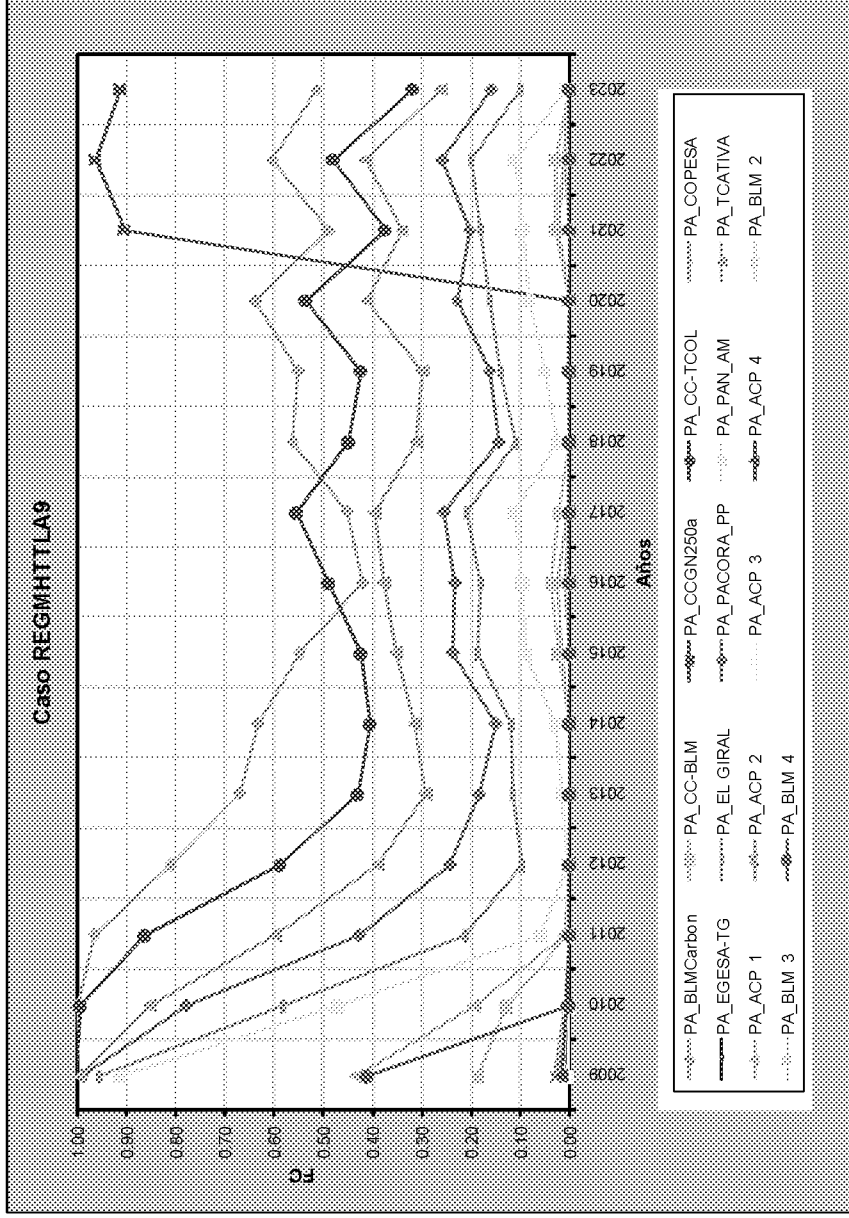
Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009



ETESA
CORPORACIÓN VENEZOLANA DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.
Plan de Expansión del SIN 2009

Sistema de Generación

GRÁFICA 18. GRÁFICO N° 9.36: Factor de Planta de las Centrales Termoeléctricas del Caso REGMHTTLA9.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de



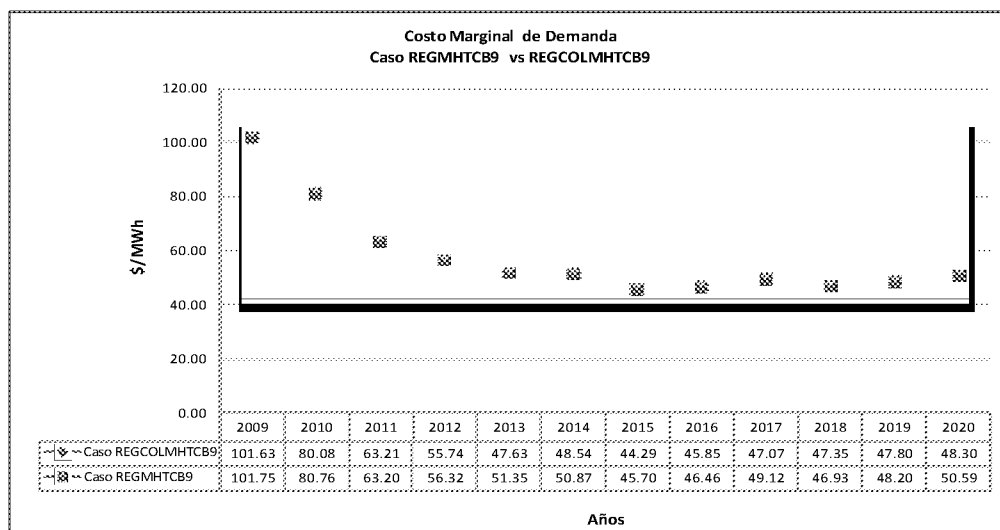
9.2 INTEGRACIÓN ENERGÉTICA PANAMÁ- COLOMBIA

En vista de los estudios que se realizan para desarrollar el proyecto de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia, se consideró un caso que involucrara dicho proyecto en esta sección del presente estudio, con la finalidad de evaluar su impacto en el comportamiento del sistema nacional. Para tal efecto, se incluyó en el caso REGMHTCB9 el inicio de operaciones del proyecto de interconexión con Colombia en el año 2013. A este nuevo caso se le denomina en esta en adelante REGCOLMHTCB9 y los costos que genera son los siguientes:

Costo Total de Inversión: 1,465.62 M\$
Costo de Operación: 1,684.79 M\$
Costo de Déficit: 1.0193 M\$
Costo Total: 3,151.43 M\$

El Gráfico N° 9.37 presenta una comparación entre los costos marginales del caso REGMHTCB9 y el caso REGCOLMHTCB9. Se observa una disminución de los costos marginales desde 2013. La mayor diferencia entre los costos marginales con y sin la interconexión con Colombia se experimenta en el año de entrada del proyecto de interconexión. En este mismo año, Panamá importa energía desde Colombia y se incrementa la exportación de energía hacia Centroamérica vía el enlace entre Panamá y Costa Rica. Como lo muestra el Gráfico N° 9.38, en 2019 Panamá importa energía tanto de Centroamérica como de Colombia, lo cual surge por la diferencia de los costos marginales de Colombia y la adición de una planta de carbón de 500 MW en Costa Rica (2018).

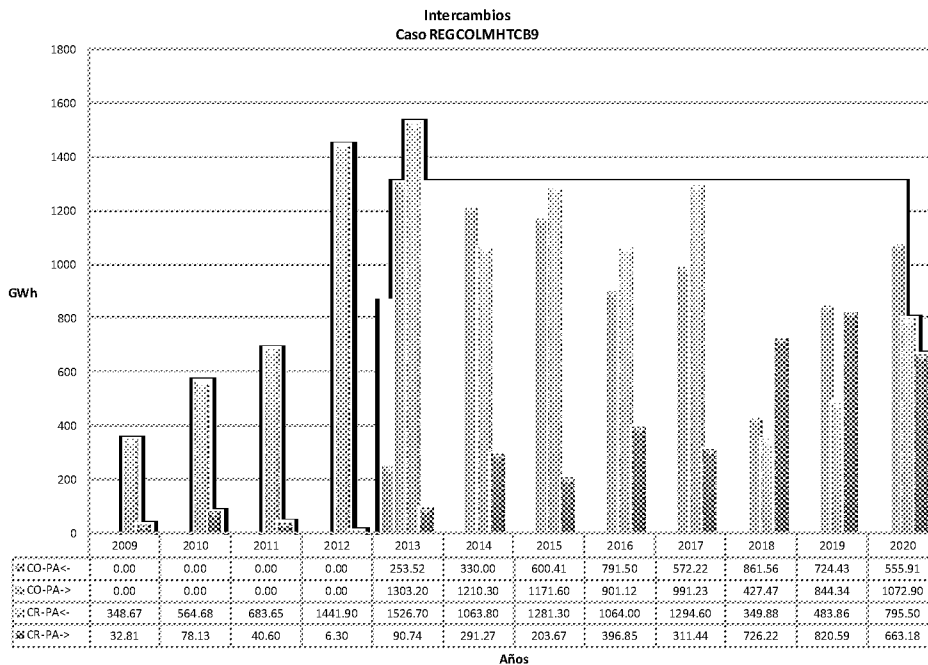
GRÁFICO N° 9.37: Costos marginales de los casos REGMHTCB9 y REGCOLMHTCB9.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.



GRÁFICO N° 9.38: Intercambios del caso REGCOLMHTCB9.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.

9.3 RESUMEN

En el Cuadro N° 9.12 se presentan los planes de expansión obtenidos, así como la capacidad total a instalar por año y por tipo de tecnología para cada uno de los tres casos analizados. En los tres planes de expansión se presenta la mayor adición de capacidad en 2011, ya que se suman 420.9 MW en los casos REGMHTCB9 y REGMHTGDC9; y 525.9 MW en el caso REGMHTTLA9.

El Cuadro N° 9.13 permite realizar una comparación de los costos de los tres planes de expansión generados para el escenario de demanda medio. El costo de inversión del caso REGMHTTLA9 es el mayor debido a que se incorpora mayor capacidad que en los otros dos planes. La diferencia en el costo de inversión de los casos REGMHTCB9 y REGMHTGDC9 se debe a que en el primer caso se adiciona al sistema una planta de carbón de 250 MW y en el segundo caso se adiciona un ciclo combinado de gas natural de igual capacidad. El menor costo de operación lo presenta el caso REGMHTCB9,



mientras que el mayor le pertenece al caso REGMHTTLA9. El costo de déficit resulta igual para las tres alternativas. El menor costo total lo presenta el plan del caso REGMHTTLA9, seguido del plan del caso REGMHTCB9 y el mayor costo total es el plan del caso REGMHTGDC9.

El Gráfico N° 9.39 nos permite comparar los costos marginales para los tres planes estudiados. En general, los costos marginales descienden durante los primeros años del horizonte y luego mantienen valores entre 40 y 60 \$/MWh el resto del periodo. Como puede apreciarse, los costos marginales de los casos REGMHTCB9 y REGMHTGDC9 son similares, a causa de la semejanza de ambos planes hasta 2016. El caso REGMHTTLA9 presenta costos marginales inferiores a los otros dos casos, a partir de 2012. Esto es ocasionado por la adición de 105 MW de capacidad eólica (proyecto eólico Antón) que aporta a la generación total del sistema desde ese año.

El Gráfico N° 9.40 permite apreciar los aportes de la generación térmica para los tres planes con demanda media. En todos los casos, la generación termoeléctrica se mantiene en los dos años iniciales, para luego descender los dos años siguientes. En el periodo 2013-2019 se mantienen similares los aportes de origen termoeléctrico. Durante el periodo 2020-2023 crece la generación termoeléctrica, como consecuencia del crecimiento natural de la demanda, además de la incorporación de nueva capacidad termoeléctrica hacia el final del horizonte.

El Gráfico N° 9.41 muestra un gráfico comparativo de la generación hidroeléctrica total para los tres planes con demanda media. El comportamiento general durante los dos años iniciales del horizonte es que se mantienen los aportes hidroeléctricos. En el periodo 2011-2013, crece la generación hidroeléctrica como consecuencia de la instalación de una gran cantidad de proyectos hidroeléctricos en el primer tercio del horizonte. Luego, los aportes disminuyen en 2014 y se mantienen el resto del horizonte. Nótese que, a pesar de la adición de mayor capacidad eólica en el caso REGMHTTLA9, los aportes hidroeléctricos de este caso no distan mucho de los obtenidos en los otros dos casos.

En el Cuadro N° 9.14 se presenta la potencia firme y el porcentaje de reserva anual para cada uno de los planes y las sensibilidades evaluadas. Se puede observar que en todos ellos se supera el 10.32% de requerimiento de reserva para la confiabilidad de suministro de 2009 determinado en el Informe de Confiabilidad 2009 presentado por el Centro Nacional de Despacho.

El Cuadro N° 9.15 muestra los déficits anuales obtenidos en los distintos casos y sensibilidades, así como el costo de déficit anual para cada uno de ellos. El costo de déficit se calcula a partir de la multiplicación del costo de la energía no servida por el déficit del año. El déficit anual más alto lo presenta la sensibilidad REGMHTCB9G, ya que considera un escenario de demanda alta con el mismo plan de expansión generado para una condición de demanda media.



Plan de Expansión del SIN 2009

Plan Indicativo de Generación

CUADRO N° 9.12: Planes de Expansión de los Casos con Escenario de Demanda Media.

Fecha de Operación	Caso REQUINTOS				Caso REGMHTSDES				Caso REGMHTLAS						
	Proyecto	Hidro	Termo	Eólica	Total	Proyecto	Hidro	Termo	Eólica	Total	Proyecto	Hidro	Termo	Eólica	Total
2009	El Girál		50.0		200.0	El Girál		50.0		200.0	El Girál		50.0		200.0
2010	Termo Colón		150.0			Termo Colón		150.0			Termo Colón		150.0		
	Guataca	25.1				Guataca	25.1				Guataca	25.1			
	Mendre	19.8				Mendre	19.8				Mendre	19.8			
	Potrerillos	4.2				Potrerillos	4.2				Potrerillos	4.2			
	Cochea	12.5				Cochea	12.5				Cochea	12.5			
2011	Algarrobos	9.9				Algarrobos	9.9				Algarrobos	9.9			
	BLM-Carbón (1)					BLM-Carbón (1)					BLM-Carbón (1)				
	Lorena	35.7			107.2	Lorena	35.7			107.2	Lorena	35.7			107.2
	Bonyic	30.0				Bonyic	30.0				Bonyic	30.0			
	Pedregalito	20				Pedregalito	20				Pedregalito	20			
2012	Bajo de Mina	52.4				Bajo de Mina	52.4				Bajo de Mina	52.4			
	Macano	3.4				Macano	3.4				Macano	3.4			
	Baitún	86				Baitún	86				Baitún	86			
	Toabré				150.0	Toabré				150.0	Toabré				150.0
	Prudencia	56.2				Prudencia	56.2				Prudencia	56.2			
	Las Perlas Norte	10				Las Perlas Norte	10				Las Perlas Norte	10			
	Las Perlas Sur	10.0				Las Perlas Sur	10.0				Las Perlas Sur	10.0			
	El Poventir Norte	3.3			421.3	El Poventir Norte	3.3			421.3	El Poventir Norte	3.3			421.3
	Chan I	223.0				Chan I	223.0				Chan I	223.0			
	Pando	32.0				Pando	32.0				Pando	32.0			
2013	Monte Lirio	51.6				Monte Lirio	51.6				Monte Lirio	51.6			
	Tabasará II	34.5				Tabasará II	34.5				Tabasará II	34.5			
	El Alto	60.0				El Alto	60.0				El Alto	60.0			
	Barro Blanco	19.8			420.9	Barro Blanco	19.8			420.9	Barro Blanco	19.8			525.9
					0.0					0.0					0.0
2014					0.0					0.0					0.0
					0.0					0.0					0.0
2015	Chan II	214.0			214.0	Chan II	214.0			214.0	Chan II	214.0			214.0
	Sindigo	10.0			10.0	Sindigo	10.0			10.0	Sindigo	10.0			10.0
2016					0.0					0.0					
					0.0					0.0					
2017					0.0					0.0					
					0.0					0.0					
2018					0.0					0.0					
					0.0					0.0					
2019					0.0					0.0					
					0.0					0.0					
2020					0.0					0.0					
					0.0					0.0					
2021	CB-250A		250.0		250.0	CCGN 250-A		250.0		250.0	CCGN 250-A		250.0		250.0
					0.0					0.0					
2022					0.0					0.0					
					0.0					0.0					
2023					0.0					0.0					
					0.0					0.0					
	Total del Plan	1023.4	450.0	150.0	1473.4	Total del Plan	1023.4	450.0	150.0	1473.4	Total del Plan	1023.4	450.0	150.0	1728.4

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.

ETESA- Gerencia de Planeamiento

Página 234 de 234

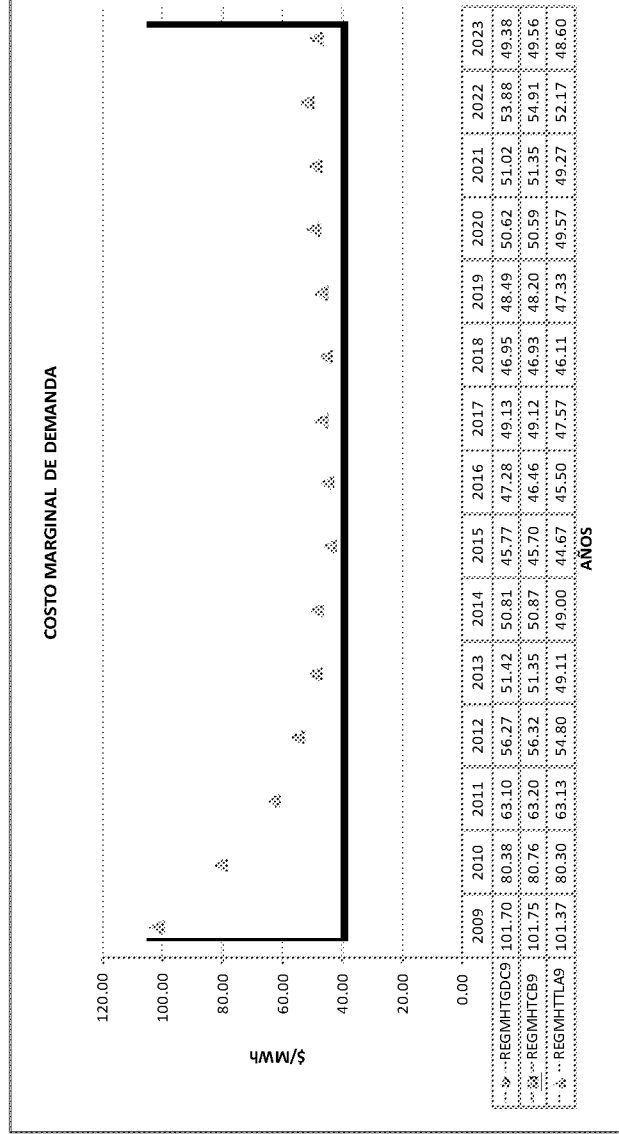


CUADRO N° 9.13: Resumen de los costos de los planes de expansión del escenario de demanda medio.

CASOS	COSTO DE INVERSIÓN (MILL.\$)	COSTO DE OPERACIÓN (MILL.\$)	COSTO DE DÉFICIT (MILL.\$)	TOTAL
REGMHTCB9	1,465.62	1,870.56	1,019	3,337.20
REGMHTGDC9	1,464.26	1,878.95	1,019	3,344.23
REGMHTLA9	1,539.39	1,789.46	1,019	3,329.87

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.

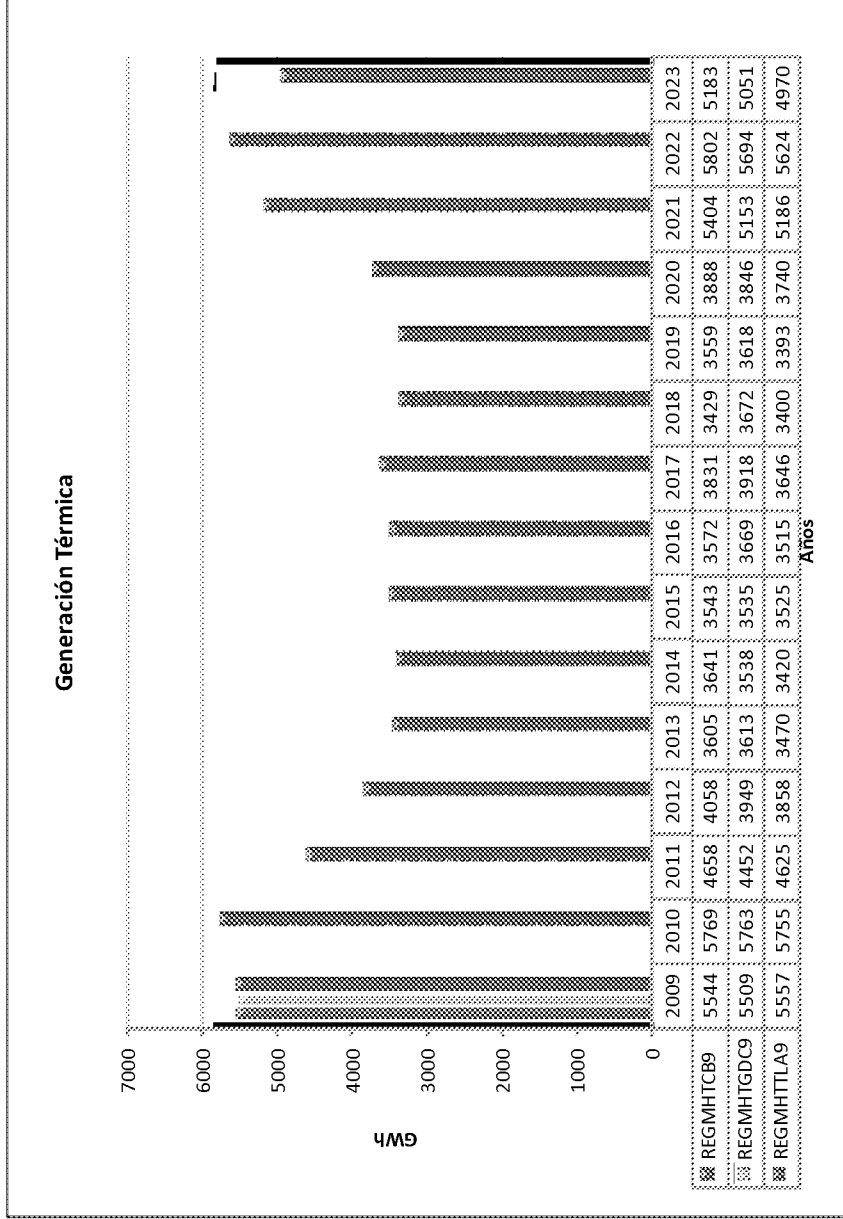
GRÁFICO N° 9.39: Resumen de costos marginales de los casos del escenario de demanda medio.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.



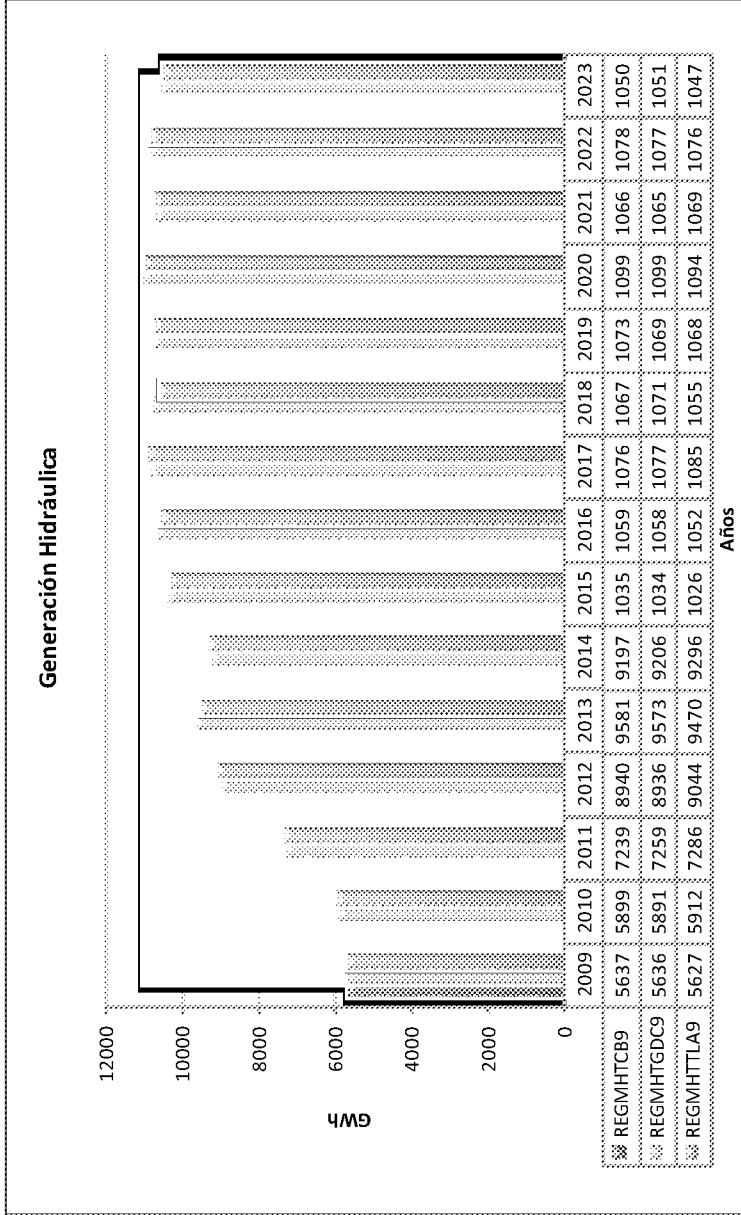
GRÁFICO Nº 9.40: Resumen de Generación Térmica Total de los Escenarios de Demanda Media.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.



GRÁFICO N° 9.41: Resumen de Generación Hidráulica Total de los Escenarios de Demanda Media.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.



CUADRO N° 9.14: Resumen de Balance de Potencia Caso REGMHTCB9 y sus Sensibilidades.

Año	REGMHTCB9		REGMHTCB9		REGMHTCB9		REGMHTCB9		REGMHTCB9		REGMHTCB9		REGMHTCB9	
	POTENCIA FIRME	POTENCIA RESERVA	POTENCIA FIRME	POTENCIA RESERVA	POTENCIA FIRME	POTENCIA RESERVA	POTENCIA FIRME	POTENCIA RESERVA	POTENCIA FIRME	POTENCIA RESERVA	POTENCIA FIRME	POTENCIA RESERVA	POTENCIA FIRME	POTENCIA RESERVA
2009	1111.80	1322.03	18.9%	1322.03	18.9%	1322.03	18.9%	1322.03	18.9%	1322.03	18.9%	1322.03	18.9%	1322.03
2010	1183.80	1367.03	15.5%	1367.03	15.5%	1367.03	15.5%	1367.03	15.5%	1367.03	15.5%	1367.03	15.5%	1367.03
2011	1239.90	1525.14	23.0%	1525.14	23.0%	1422.52	14.7%	1439.14	16.1%	1525.14	23.0%	1525.14	23.0%	1525.14
2012	1292.50	1759.14	466.64	36.1%	1593.47	1741.02	34.7%	1734.44	34.2%	1759.14	36.1%	1759.14	36.1%	1759.14
2013	1356.00	1814.44	458.44	33.8%	1814.77	33.8%	1815.32	33.9%	1814.74	33.8%	1815.32	33.9%	1814.74	33.8%
2014	1410.70	1814.44	403.74	28.6%	1814.44	28.6%	1815.32	28.7%	1814.44	28.6%	1815.32	28.7%	1814.44	28.6%
2015	1471.90	1964.82	492.92	33.5%	1814.44	23.3%	1965.70	33.5%	1965.12	33.5%	1964.31	33.5%	1964.90	33.5%
2016	1527.50	1964.82	437.32	28.6%	1964.44	20.6%	1965.70	28.7%	1965.12	28.6%	1964.31	28.6%	1964.90	28.6%
2017	1584.00	1964.82	380.82	24.0%	1964.44	24.0%	1965.70	24.1%	1965.12	24.1%	1964.31	24.0%	1964.90	24.0%
2018	1644.30	1964.82	320.52	19.5%	1964.44	19.5%	1965.70	19.5%	1965.12	19.5%	1964.31	19.5%	1964.90	19.5%
2019	1706.40	1964.82	258.42	15.1%	1964.44	15.1%	1965.70	15.2%	1965.12	15.2%	1964.31	15.1%	1964.90	15.1%
2020	1768.70	1964.82	196.12	11.1%	1964.44	11.1%	1965.70	11.1%	1965.12	11.1%	1964.31	11.1%	1964.90	11.1%
2021	1826.60	2177.32	350.72	19.2%	2176.94	19.2%	2178.20	19.2%	2177.62	19.2%	2176.81	19.2%	2177.40	19.2%
2022	1886.80	2177.32	290.52	15.4%	2176.94	15.4%	2178.20	15.4%	2177.62	15.4%	2176.81	15.4%	2177.40	15.4%
2023	1948.80	2177.32	228.52	11.7%	2176.94	11.7%	2178.20	11.8%	2177.62	11.7%	2176.81	11.7%	2177.40	11.7%

Año	REGMHTCB9		REGMHTCB9		REGMHTCB9		REGMHTCB9		REGMHTCB9		REGMHTCB9		REGMHTCB9	
	POTENCIA FIRME	POTENCIA RESERVA	POTENCIA FIRME	POTENCIA RESERVA	POTENCIA FIRME	POTENCIA RESERVA	POTENCIA FIRME	POTENCIA RESERVA	POTENCIA FIRME	POTENCIA RESERVA	POTENCIA FIRME	POTENCIA RESERVA	POTENCIA FIRME	POTENCIA RESERVA
2009	1111.80	1322.03	18.9%	1322.03	18.9%	1322.03	18.9%	1322.03	18.9%	1322.03	18.9%	1322.03	18.9%	1322.03
2010	1183.80	1367.03	15.5%	1367.03	15.5%	1367.03	15.5%	1367.03	15.5%	1367.03	15.5%	1367.03	15.5%	1367.03
2011	1239.90	1525.14	23.0%	1525.14	23.0%	1422.52	14.7%	1439.14	16.1%	1525.14	23.0%	1525.14	23.0%	1525.14
2012	1292.50	1759.14	466.64	36.1%	1593.47	1741.02	34.7%	1734.44	34.2%	1759.14	36.1%	1759.14	36.1%	1759.14
2013	1356.00	1814.44	458.44	33.8%	1814.77	33.8%	1815.32	33.9%	1814.74	33.8%	1815.32	33.9%	1814.74	33.8%
2014	1410.70	1814.44	403.74	28.6%	1814.44	28.6%	1815.32	28.7%	1814.44	28.6%	1815.32	28.7%	1814.44	28.6%
2015	1471.90	1964.82	492.92	33.5%	1814.44	23.3%	1965.70	33.5%	1965.12	33.5%	1964.31	33.5%	1964.90	33.5%
2016	1527.50	1964.82	437.32	28.6%	1964.44	20.6%	1965.70	28.7%	1965.12	28.6%	1964.31	28.6%	1964.90	28.6%
2017	1584.00	1964.82	380.82	24.0%	1964.44	24.0%	1965.70	24.1%	1965.12	24.1%	1964.31	24.0%	1964.90	24.0%
2018	1644.30	1964.82	320.52	19.5%	1964.44	19.5%	1965.70	19.5%	1965.12	19.5%	1964.31	19.5%	1964.90	19.5%
2019	1706.40	1964.82	258.42	15.1%	1964.44	15.1%	1965.70	15.2%	1965.12	15.2%	1964.31	15.1%	1964.90	15.1%
2020	1768.70	1964.82	196.12	11.1%	1964.44	11.1%	1965.70	11.1%	1965.12	11.1%	1964.31	11.1%	1964.90	11.1%
2021	1826.60	2177.32	350.72	19.2%	2176.94	19.2%	2178.20	19.2%	2177.62	19.2%	2176.81	19.2%	2177.40	19.2%
2022	1886.80	2177.32	290.52	15.4%	2176.94	15.4%	2178.20	15.4%	2177.62	15.4%	2176.81	15.4%	2177.40	15.4%
2023	1948.80	2177.32	228.52	11.7%	2176.94	11.7%	2178.20	11.8%	2177.62	11.7%	2176.81	11.7%	2177.40	11.7%

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.



CUADRO N° 9.15: Déficit y costo de déficit de los planes de demanda media y sus sensibilidades.

AÑOS	REGIMITCSB		REGIMITCSB		REGIMITCSB		REGIMITCSB		REGIMITCSB		REGIMITCSB		REGIMITCSB		REGIMITCSB		REGIMITCSB		REGIMITCSB		REGIMITCSB	
	REGIMITCSB	REGIMITCSB	REGIMITCSB	REGIMITCSB	REGIMITCSB	REGIMITCSB	REGIMITCSB	REGIMITCSB	REGIMITCSB	REGIMITCSB	REGIMITCSB	REGIMITCSB	REGIMITCSB	REGIMITCSB	REGIMITCSB	REGIMITCSB	REGIMITCSB	REGIMITCSB	REGIMITCSB	REGIMITCSB	REGIMITCSB	REGIMITCSB
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2009.



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 (REGAHTCB9).
- CASO N° 2: Demanda Alta Hidrotérmico considerando Gas Natural transportado por Gasoducto a partir del 2015 y Carbón dentro de un escenario regional (REGAHTGDC9).
- CASO N° 3: Demanda Alta Hidrotérmico considerando Todas las alternativas - hidrotérmico por gasoducto, carbón y eólica dentro de un escenario regional (REGAHTTLA9).

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.



Plan de Expansión del SIN 2009

Plan Indicativo de Generación

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

Fecha de Operación	Caso PEGARHIC69				Caso REGARHIC65				Caso REGARHIC66			
	Proyecto	Hidro	Termo	Total	Proyecto	Hidro	Termo	Total	Proyecto	Hidro	Termo	Total
		Capacidad (MW)				Capacidad (MW)				Capacidad (MW)		
2009	El Giral	50.0		50.0	El Giral	50.0		50.0	El Giral	50.0		50.0
	Termo Colón	150.0		150.0	Termo Colón	150.0		150.0	Termo Colón	150.0		150.0
2010	Gualaica	25.1		25.1	Gualaica	25.1		25.1	Gualaica	25.1		25.1
	Mendre	19.8		19.8	Mendre	19.8		19.8	Mendre	19.8		19.8
	Potrillitos	4.2		4.2	Potrillitos	4.2		4.2	Potrillitos	4.2		4.2
	Cochea	12.5		12.5	Cochea	12.5		12.5	Cochea	12.5		12.5
	Algarrobos	9.9		9.9	Algarrobos	9.9		9.9	Algarrobos	9.9		9.9
	BLM-Carbon (1)				BLM-Carbon (1)				BLM-Carbon (1)			
	Lorena	35.7		35.7	Lorena	35.7		35.7	Lorena	35.7		35.7
2011	Bonyc	30.0		30.0	Bonyc	30.0		30.0	Bonyc	30.0		30.0
	Pedregalito	20		20	Pedregalito	20		20	Pedregalito	20		20
	Bajo de Mina	52.4		52.4	Bajo de Mina	52.4		52.4	Bajo de Mina	52.4		52.4
	Macano	3.4		3.4	Macano	3.4		3.4	Macano	3.4		3.4
	Baitún	86		86	Baitún	86		86	Baitún	86		86
	Toabré		150.0	150.0	Toabré		150.0	150.0	Toabré		150.0	150.0
	Prudencia	56.2		56.2	Prudencia	56.2		56.2	Prudencia	56.2		56.2
	Las Perlas Norte	10		10	Las Perlas Norte	10		10	Las Perlas Norte	10		10
	Las Perlas Sur	10.0		10.0	Las Perlas Sur	10.0		10.0	Las Perlas Sur	10.0		10.0
	El Porvenir Norte	3.3		3.3	El Porvenir Norte	3.3		3.3	El Porvenir Norte	3.3		3.3
2012	Chan I	223.0		223.0	Chan I	223.0		223.0	Chan I	223.0		223.0
	Pando	32.0		32.0	Pando	32.0		32.0	Pando	32.0		32.0
	Monte Lirio	51.6		51.6	Monte Lirio	51.6		51.6	Monte Lirio	51.6		51.6
	Tabasará II	34.5		34.5	Tabasará II	34.5		34.5	Tabasará II	34.5		34.5
	El Alto	60.0		60.0	El Alto	60.0		60.0	El Alto	60.0		60.0
	Barro Blanco	19.8		19.8	Barro Blanco	19.8		19.8	Barro Blanco	19.8		19.8
2013				420.9				420.9				420.9
2014				0.0				0.0				0.0
2015	Chan II	214.0		214.0	Chan II	214.0		214.0	Chan II	214.0		214.0
2016	Sindigo	10.0		10.0	Sindigo	10.0		10.0	Sindigo	10.0		10.0
2017				0.0				0.0				0.0
2018				0.0				0.0				0.0
2019				0.0				0.0				0.0
2020	CB-250A		250.0	250.0	CCGN 250-A		250.0	250.0	CCGN 250-A		250.0	250.0
2021				0.0				0.0				0.0
2022	CB-150A		150.0	150.0	CCGN 150-A		150.0	150.0	CCGN 150-A		150.0	150.0
2023				0.0				0.0				0.0
Total del Plan		1023.4	600.0	1773.4	Total del Plan	1023.4	600.0	1773.4	Total del Plan	1023.4	600.0	1878.4

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



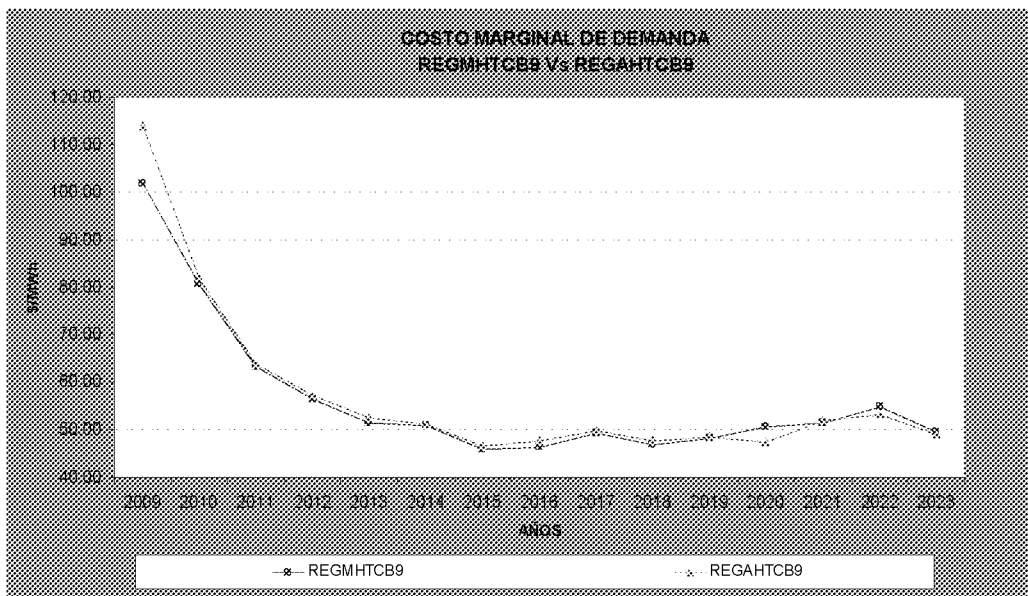
CASO REGAHTCB8

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

- Costo Total de Inversión: 1,511.44 M\$**
- Costo de Operación: 1,991.05 M\$**
- Costo de Déficit: 3.27 M\$**
- Costo Total: 3,505.76 M\$**

El Gráfico N° 10.1, presenta los costos marginales de los casos REGMHTCB9 y REGAHTCB9. Los costos marginales de ambos casos son similares para todos los años comprendido en el horizonte del estudio con excepción del año inicial, el año 2020 y el año 2022 donde se incorporan las unidades de carbón de 250 MW y 150 MW respectivamente.

GRÁFICO N° 10.1: Costos Marginales de los Casos REGMHTCB9 y REGAHTCB9



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2009



Plan de Expansión 2009

Plan de Transmisión

El Cuadro N° 10.2 muestra la similitud de los planes obtenidos para un escenario de demanda moderado y un escenario de demanda optimista. Esta similitud se debe básicamente a la incorporación en el corto plazo de aproximadamente 880 MW en ambos planes lo que contribuye en que los años finales solo se requiera la incorporación de 150 MW adicionales para satisfacer los requerimientos de potencia en el plan obtenido para un escenario de demanda alto u optimista. Es decir mientras que para el periodo comprendido entre los años 2017 y 2023 en el plan del caso REGMHTCB9 se incorporan solamente una planta de carbón de 250 MW en el año 2021 para este mismo periodo en el plan del caso REGAHTCB9 se incorporan dos plantas de carbón. El primero en el año 2020 con una capacidad de 250 MW y el segundo en el año 2022 con una capacidad de 150 MW.

Cuadro N° 10.2: Planes de los Casos REGAHTCB9 y REGMHTCB9

Fecha de Operación	Caso REGAHTCB9					Caso REGMHTCB9				
	Proyecto	Capacidad (MW)			Total	Proyecto	Capacidad (MW)			Total
		Hidro	Termo	Eólico			Hidro	Termo	Eólico	
2009	El Giral Termo Colón		50.0 150.0		200.0	El Giral Termo Colón		50.0 150.0		200.0
2010	Gualaca Mendre Potrerillos Cochea Algarrobos BLM-Carbón (1) Lorena	25.1 19.8 4.2 12.5 9.9 35.7			107.2	Gualaca Mendre Potrerillos Cochea Algarrobos BLM-Carbón (1) Lorena	25.1 19.8 4.2 12.5 9.9 35.7			107.2
2011	Bonyic Pedregalito Bajo de Mina Macano Baitún Toabré Prudencia Las Perlas Norte Las Perlas Sur El Porvenir Norte	30.0 20 52.4 3.4 86 56.2 10 10.0 3.3		150.0	421.3	Bonyic Pedregalito Bajo de Mina Macano Baitún Toabré Prudencia Las Perlas Norte Las Perlas Sur El Porvenir Norte	30.0 20 52.4 3.4 86 56.2 10 10.0 3.3		150.0	421.3
2012	Chan I Pando Monte Lirio Tabasará II El Alto Barro Blanco	223.0 32.0 51.6 34.5 60.0 19.8			420.9	Chan I Pando Monte Lirio Tabasará II El Alto Barro Blanco	223.0 32.0 51.6 34.5 60.0 19.8			420.9
2013					0.0					0.0
2014					0.0					0.0
2015	Chan II	214.0			214.0	Chan II	214.0			214.0
2016	Sindigo	10.0			10.0	Sindigo	10.0			10.0
2017					0.0					0.0
2018					0.0					0.0
2019					0.0					0.0
2020	CB-250A		250.0		250.0					0.0
2021					0.0	CB-250A		250.0		250.0
2022	CB-150A		150.0		150.0					0.0
2023					0.0					0.0
	Total del Plan	1023.4	600.0	150.0	1623.4	Total del Plan	1023.4	450.0	150.0	1473.4

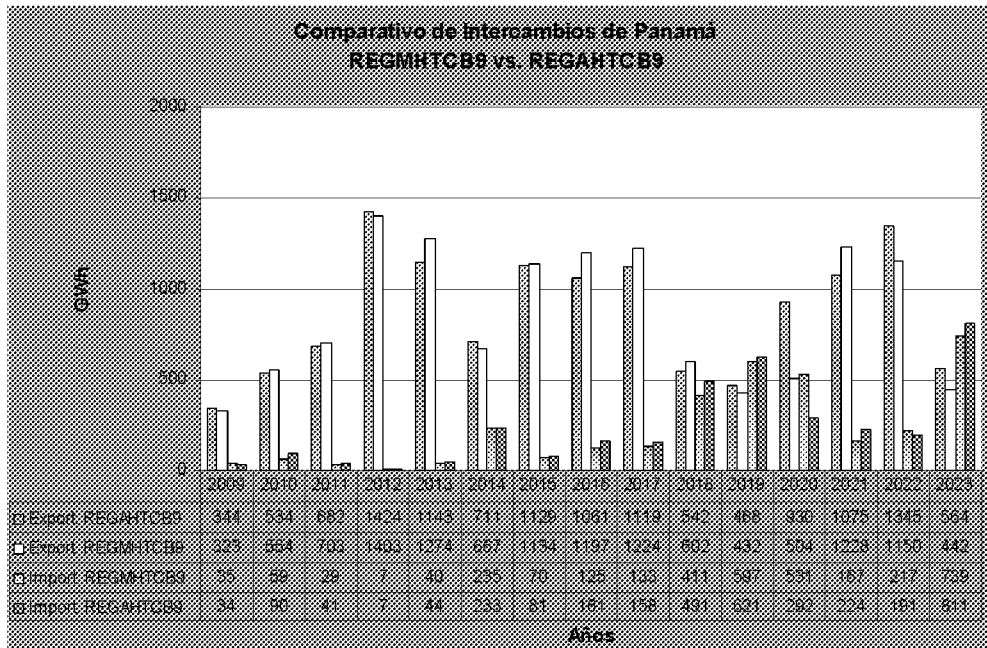
(1) Estas plantas no adicionan capacidad al sistema, sólo son una conversión de tecnología.

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2009



El Gráfico N° 10.2, muestra los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, a través de la interconexión con Costa Rica. Para el periodo del estudio se observa que las exportaciones son mayores en el escenario medio para casi todos los años del estudio no resultando así en los últimos años del estudio en donde el caso REGAHTCB9 incorpora en el año 2022 150 MW adicionales en comparación al caso REGMHTCB9. A pesar de que en los últimos años del periodo de estudio se instalan los proyectos térmico de carbón a partir del año 2018 se observa una tendencia a importar mayores volúmenes de energía lo cual coincide con la disminución de las reservas de potencia. Esto es reflejo de la disminución de la potencia firme con respecto a los requerimientos de demanda del sistema al final del periodo.

GRÁFICO N° 10.2: Intercambios de los Casos REGAHTCB9 y REGMHTCB9



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2009



Plan de Expansión 2009

Plan de Transmisión

CASO REGAHTGDC9

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

Costo Total de Inversión: 1,483.24 M\$

Costo de Operación: 2,004.00 M\$

Costo de Déficit: 3.29 M\$

Costo Total: 3,490.53 M\$

En general, dado el alto nivel de instalación de unidades de generación en los años 2011 y 2012 el plan de demanda alta para este escenario solo muestra como diferencia la incorporación de un Ciclo Combinado de 150 MW de gas en el 2022. El Cuadro N° 10.3 muestra el comparativo de ambos planes.

CUADRO N° 10.3: Comparativo de Planes de Expansión para los Casos REGAHTGDC9 y REGMHTGDC9.

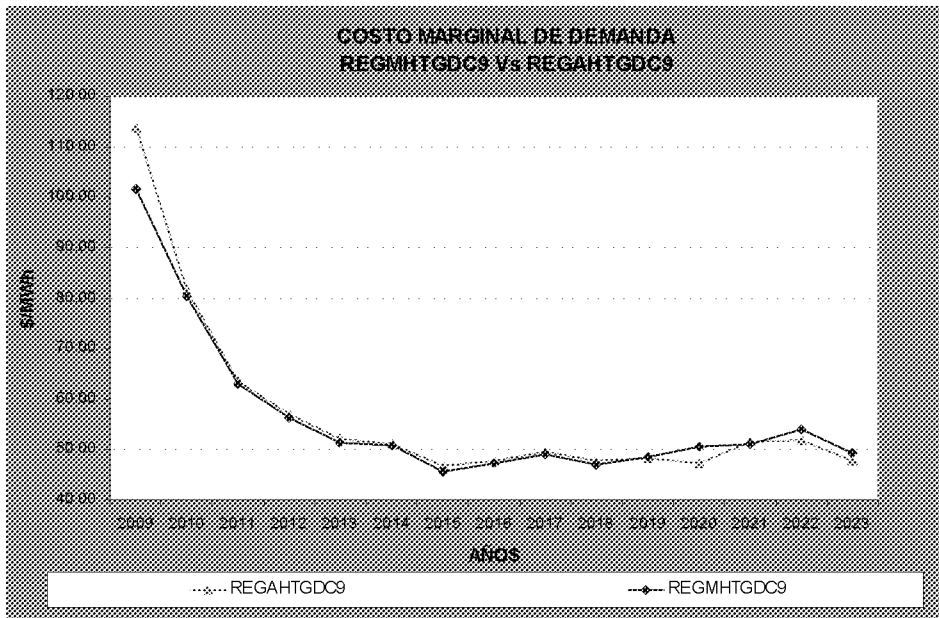
Fecha de Operación	Caso REGAHTGDC9					Caso REGMHTGDC9				
	Proyecto	Capacidad (MW)				Proyecto	Capacidad (MW)			
		Hidro	Termo	Eólico	Total		Hidro	Termo	Eólico	Total
2009	El Giral	50.0				El Giral	50.0			
	Termo Colón	150.0			200.0	Termo Colón	150.0			200.0
2010	Gualaca	25.1				Gualaca	25.1			
	Mendre	19.8				Mendre	19.8			
	Potrillitos	4.2				Potrillitos	4.2			
	Cochea	12.5				Cochea	12.5			
	Algarrobos	9.9				Algarrobos	9.9			
	BLM-Carbón (1)	35.7				BLM-Carbón (1)	35.7			
	Lorena				107.2	Lorena				107.2
2011	Bonyic	30.0				Bonyic	30.0			
	Pedregalito	20				Pedregalito	20			
	Bajo de Mina	52.4				Bajo de Mina	52.4			
	Macano	3.4				Macano	3.4			
	Baitún	86				Baitún	86			
	Toabré			150.0		Toabré			150.0	
	Prudencia	56.2				Prudencia	56.2			
	Las Perlas Norte	10				Las Perlas Norte	10			
	Las Perlas Sur	10.0				Las Perlas Sur	10.0			
	El Porvenir Norte	3.3			421.3	El Porvenir Norte	3.3			421.3
2012	Chan I	223.0				Chan I	223.0			
	Pando	32.0				Pando	32.0			
	Monte Lirio	51.6				Monte Lirio	51.6			
	Tabasará II	34.5				Tabasará II	34.5			
	El Alto	60.0				El Alto	60.0			
	Barro Blanco	19.8			420.9	Barro Blanco	19.8			420.9
2013					0.0					0.0
2014					0.0					0.0
2015	Chan II	214.0			214.0	Chan II	214.0			214.0
2016	Sindigo	10.0			10.0	Sindigo	10.0			10.0
2017					0.0					0.0
2018					0.0					0.0
2019					0.0					0.0
2020	CCGN 250-A		250.0		250.0					0.0
2021					0.0	CCGN 250-A		250.0		250.0
2022	CCGN 150-A		150.0		150.0					0.0
2023					0.0					0.0
	Total del Plan	1023.4	600.0	150.0	1623.4	Total del Plan	1023.4	450.0	150.0	1473.4

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



Gráfico N° 10.3, presenta el comparativo de los costos marginales. Se observa que para el horizonte de estudio los costos marginales del caso de demanda media se mantienen inferiores como era de esperarse con excepción de los años 2020 y 2022 donde en el caso de demanda alta ingresan las tecnologías de generación a base de gas natural. Un Ciclo Combinado de 250 MW y un Ciclo Combinado de 150 MW respectivamente.

GRÁFICO N°.10.3: Comparativo de Costo Marginal de los Casos REGAHTGDC9 y REGMHTGDC9



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2009

En el Gráfico N° 10.4, se muestra el comparativo de intercambios para ambos planes de expansión. Obsérvese 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. Esto lo explica que la diferencia de capacidad instalada entre ambos solo es de 150 MW aportada por una unidad de Ciclo Combinado de gas natural en el año 2022.

En cuanto a las importaciones observamos que están son mínimas en ambos casos debido a la instalación de aproximadamente 850 MW de plantas hidráulicas para el periodo comprendido entre el año 2009 y el 2017. A partir del año 2018 se da la mayores valores de importación lo cual se mantiene hasta el 2020 donde para caso REGAHTGDC9 con la entrada de la unidad de Ciclo Combinado de 250

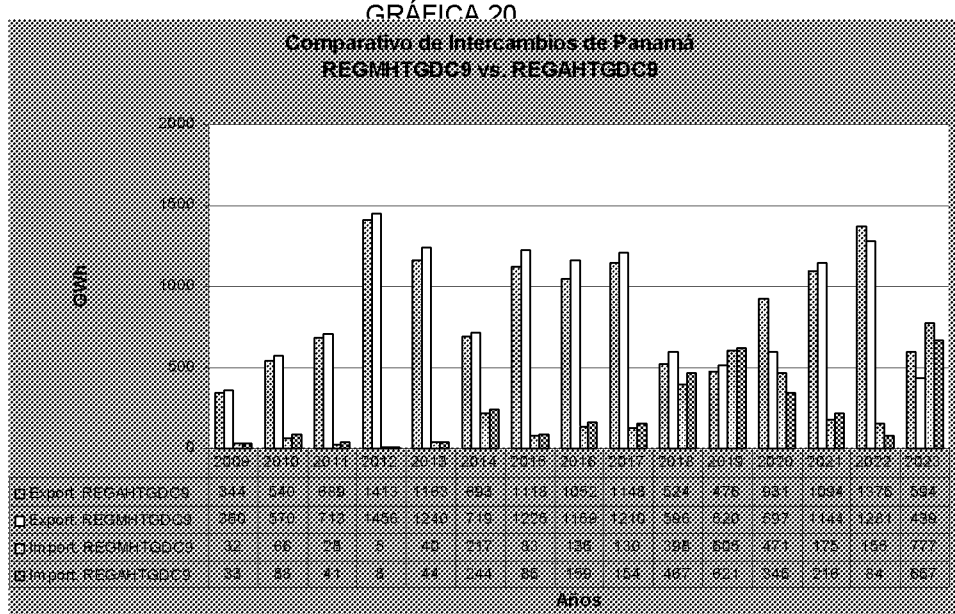


Plan de Expansión 2009

Plan de Transmisión

MW en el 2020 la exportación vuelve a subir a los valores de años previos. Este mismo comportamiento se da para el caso de REGMHTGDC9.

GRÁFICA 19. GRÁFICA N° 10.4: Comparativo de Intercambio Casos REGAHTGDC9 y REGMHTGDC9.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2009

CASO REGAHTTLA9

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

- Costo Total de Inversión: 1,558.38 M\$**
- Costo de Operación: 1,896.35 M\$**
- Costo de Déficit: 3.27 M\$**
- Costo Total: 3,458.00 M\$**

Como se puede observarse al igual que en los casos anteriores de demanda alta el Caso REGAHTTLA9 solo se diferencia del caso REGMHTTLA9 en la incorporación de 150 MW de un Ciclo Combinado de gas en el año 2022 y que en la incorporación de un Ciclo Combinado de 250 MW la cual en el caso de demanda alta se adelanta al año 2020. Cabe indicar que este escenario considera como candidata plantas eolicas por lo que aparece la primera fase del proyecto Antón de 105 MW de capacidad instalada en el año 2012.



Plan de Expansión 2009

Plan de Transmisión

El Cuadro 10.4 muestra lo descrito

CUADRO N° 10.4: Comparativo para los Casos REGAHTTLA9 y REGMHTTLA9

Fecha de Operación	Caso REGAHTTLA9					Caso REGMHTTLA9				
	Proyecto	Capacidad (MW)				Proyecto	Capacidad (MW)			
		Hidro	Termo	Eólico	Total		Hidro	Termo	Eólico	Total
2009	El Giral		50.0			El Giral		50.0		
	Termo Colón		150.0		200.0	Termo Colón		150.0		200.0
2010	Gualaca	25.1				Gualaca	25.1			
	Mendre	19.8				Mendre	19.8			
	Potrerillos	4.2				Potrerillos	4.2			
	Cochea	12.5				Cochea	12.5			
	Algarrobos	9.9				Algarrobos	9.9			
	BLM-Carbón (1)					BLM-Carbón (1)				
	Lorena	35.7			107.2	Lorena	35.7			107.2
2011	Bonyic	30.0				Bonyic	30.0			
	Pedregalito	20				Pedregalito	20			
	Bajo de Mina	52.4				Bajo de Mina	52.4			
	Macano	3.4				Macano	3.4			
	Baitún	86				Baitún	86			
	Toabré			150.0		Toabré			150.0	
	Prudencia	56.2				Prudencia	56.2			
	Las Perlas Norte	10				Las Perlas Norte	10			
	Las Perlas Sur	10.0				Las Perlas Sur	10.0			
		El Porvenir Norte	3.3			421.3	El Porvenir Norte	3.3		
2012	Chan I	223.0				Chan I	223.0			
	Pando	32.0				Pando	32.0			
	Monte Lirio	51.6				Monte Lirio	51.6			
	Tabasará II	34.5				Tabasará II	34.5			
	Antón			105.0		Antón			105.0	
	El Alto	60.0				El Alto	60.0			
	Barro Blanco	19.8			525.9	Barro Blanco	19.8			420.9
2013					0.0					0.0
2014					0.0					0.0
2015	Chan II	214.0			214.0	Chan II	214.0			214.0
2016	Sindigo	10.0			10.0	Sindigo	10.0			10.0
2017					0.0					0.0
2018					0.0					0.0
2019					0.0					0.0
2020	CCGN 250-A		250.0		250.0					0.0
2021					0.0	CCGN 250-A		250.0		250.0
2022	CCGN 150-A		150.0		150.0					0.0
2023					0.0					
	Total del Plan	1023.4	600.0	255.0	1623.4	Total del Plan	1023.4	450.0	255.0	1473.4

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

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2009

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 media es

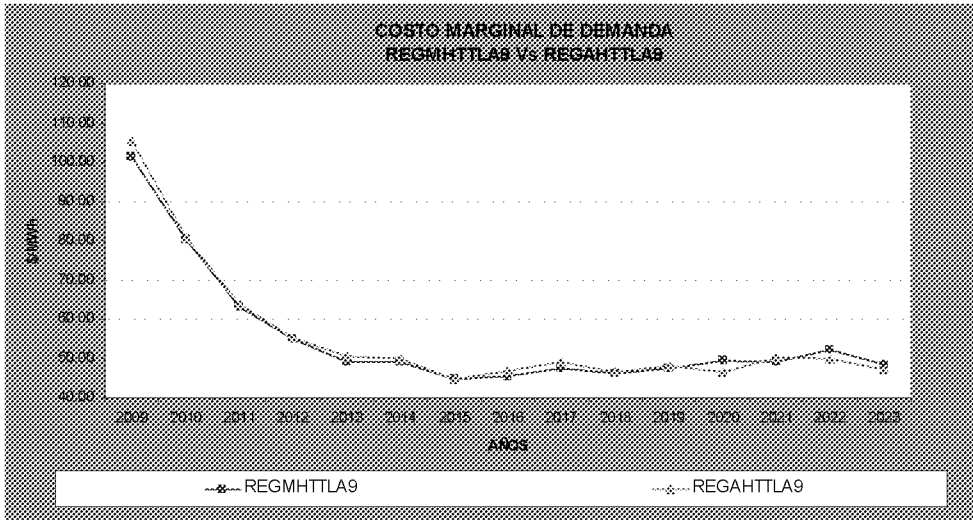


Plan de Expansión 2009

Plan de Transmisión

superior al costo marginal del plan obtenido con el escenario de demanda media, solamente para en los años 2020 y 2022.

GRÁFICO N° 10.5: Comparativo de Costo Marginal de los Casos REGMHTTLA9 y REGAHTTLA9

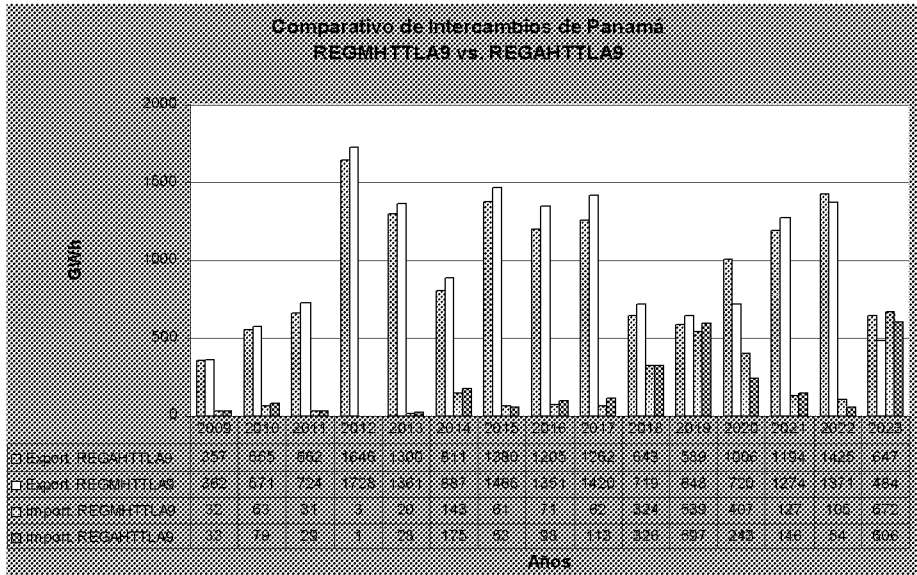


Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2009

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 2012 al 2017 el cual coincide con los años de mayor incorporación de plantas hidráulicas.



GRÁFICO N° 10.6: Comparativo de Intercambio. Casos REGAHTTLA9 y REGMHTTLA9



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2009

En cuanto a los costos de los planes evaluados para el escenario alto el de mayor costo total resulta ser el del Caso REGAHTCB9 la cual resulta ser el que mayor costo de inversión.

El plan de menor costo total es el Caso REGAHTTLA9, básicamente debido a su ventaja competitiva dada por su bajo costo de operación obtenido debido a que es el plan que más capacidad eólica 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 DEFICIT (MILL.\$)	TOTAL
REGAHTCB9	1,511.44	1,991.05	3,275	3,505.76
REGAHTGDC9	1,483.24	2,004.00	3,286	3,490.52
REGAHTTLA9	1,558.38	1,896.35	3,275	3,458.00

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2009



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 en el corto plazo la implementación de nuevas centrales termoeléctricas, modernas y eficientes, pilar de 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 los organismos de planeamiento no tienen ningún control. Los primeros riesgos a analizar son los correspondientes a las situaciones más críticas para el cumplimiento de los Casos,³⁶ el aseguramiento de la oferta del sistema en los próximos años, en especial los riesgos de entrada oportuna de los principales proyectos hidroeléctricos que conforman la expansión en el “*periodo crítico*” y a la entrada imprevista de una oferta no planeada. En segundo nivel de prioridad, se analiza al riesgo asociado a la limitación de la interconexión y a la volatilidad de los precios de los combustibles. En tercer lugar se deben considerar los riesgos asociados ante la posibilidad de incrementos o decrementos significativos de la demanda.

En consideración a una diversidad de elementos como la cantidad de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos que conforman los casos analizados, a lo complejo de los propios proyectos de generación, a la incertidumbre de la información entregada por los promotores, a la estimación del costo-beneficio del propio proceso de planeación y la propia factibilidad de implementación de los casos sugeridos por la Secretaría Nacional de Energía, se evaluaron con prioridad los riesgos asociados a los proyectos que inician operaciones en el periodo crítico 2009-2011, incorporados al Caso de Demanda Media con Carbón.

³⁶ En este punto debemos recordar, dadas las características planteadas y del propio desarrollo del sector, las centrales de expansión son fijas en los tres escenarios analizados en sus primeros años, conformando el mismo plan desde el año 2009 al 2016.



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, por magnitud específicamente aquellos que inician operaciones dentro del periodo crítico o inmediatamente a su término, años 2011- 2015, por su significativo aporte al suministro del sistema y a su contribución a la diversificación de las fuentes de insumo para la generación. Además, se evaluó la entrada imprevista de una central térmica a Carbón; un cambio en la disminución de la demanda a efecto del atraso de la Línea SIEPAC y finalmente el efecto de un escenario alternativo de precios, que comprende un incremento sistemático el nivel general de precios de los combustibles insumidos en la generación eléctrica

Metodológicamente, la rentabilidad de los proyectos incorporados en los planes de expansión analizados y de los propios planes 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".

Para efecto de comparación, los costos particulares de cada proyecto, provienen de la data entregada por los promotores activos de los proyectos y en su defecto de la información actualizada de los estudios de factibilidad más reciente que reposan en los archivos de ETESA. Además, se le agregan los costos de peaje desde el origen del despacho.

Para evaluar los beneficios de cada proyecto se establece como ingreso el producto de la energía generada por el SDDP, valorada por el precio promedio anual de la energía por contrato, en adición al ingreso de potencia firme aportada por el proyecto, al precio promedio anual de contrato de potencia, toda la cual se considera contratada.

El riesgo asociado a cada proyecto se evaluó por medio de las diferencias resultantes de aplicarle al escenario de referencia los cambios a analizar, como son el atraso de centrales hidroeléctricas más grandes, el atraso de SIEPAC, la entrada de una central adicional de carbón y el incremento de precios de los combustibles. El Anexo 5 describe en detalle las definiciones y metodologías utilizadas en este capítulo. En el Cuadro N° 11.1 se presentan los costos marginales del Caso REGMHTCB9 y precios promedios de la energía y potencia de los Contratos de Suministro.



CENELSA Plan de Expansión 2009

Plan de Transmisión

CUADRO N° 11.1: Costos Marginales y Precios Promedios de Contrato de Energía y Potencia de los Proyectos del Caso REGMHTCB9

AÑO	CASO REGMHTCB9		
	COSTO MARG. DE ENERGIA	CONTRATO DE ENERGIA	CONTRATO DE POENCIA
	\$/ MWh		\$/ kW -mes
2009	101.750	92.70	11.10
2010	80.760	91.00	12.70
2011	63.200	84.40	12.80
2012	56.320	82.90	13.00
2013	51.350	75.80	13.70
2014	50.870	78.80	14.80
2015	48.790	59.60	13.90
2016	46.460	59.60	13.80
2017	49.120	59.60	14.00
2018	46.930	59.60	14.10
2019	48.200	65.00	12.50
2020	50.590	65.00	12.70
2021	51.350	67.10	20.60
2022	54.910	67.10	20.60
2023	49.560	79.80	17.00
PROME 2009-23	56.47	72.63	14.50
PROME 2009-11	75.51	87.75	12.40
PROME 2009-16	62.35	78.10	13.26
PROME 2012-15	48.60	68.45	14.10
PROME 2016-23	50.39	86.17	15.93

FUENTE: ASEP, Contratos de Suministros

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.

Al ser las actuales alternativas de expansión, básicamente planes enfatizados en el desarrollo del recurso hidrológico, para todos los escenarios considerados se mantiene el mismo plan de expansión hasta el año 2020, con la excepción del Caso REGMHTLA9, que introduce una variante edíca adicional en el año 2021. Esta inflexibilidad en la optimización del plantel de expansión es forzado por la realidad del sistema, de la incorporación de proyectos en vías de construcción y



de las expectativas más recientes con respecto a las licitaciones de suministro de potencia y energía, que han derivado en contratos de largo plazo.

La similitud de los tres casos analizados dan como resultado costos marginales casi iguales con que se retornarán las inversiones del sector, sean hidro o termoeléctricos, especialmente en el periodo crítico 2009-2013. Esta indiferencia en los resultados permite que se utilicen cualquiera de los tres casos como referencia ante los cambios originados en las posibles y más significativas fuentes de riesgos asociados a los proyectos.

Por ende se utilizara el caso REGMHTCB9 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. Por lo que, en primer lugar se evalúa la rentabilidad propia, del inversionista y económica de los nuevos proyectos que se integran en el caso REGMHTCB9.

Se evalúan entonces las rentabilidades de los nuevos proyectos ante cambios imprevistos en el plan de expansión, considerando en especial, por su capacidad e importancia, la incorporación de los proyectos hidroeléctricos Chan I y Chan II, los atrasos de un año de las hidroeléctricas Pando y Monte Lirio y la incorporación de una nueva planta de carbón de 250 MW en el año 2013. Adicionalmente se estudia el atraso por un año de el proyecto SIEPAC y la consideración de un incremento significativo a la proyección de combustible utilizada en los análisis de rentabilidad.

11.1.1 Caso de Referencia REGMHTCB9: 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 el año 2010.³⁷

Autosuficiencia Financiera

Los resultados de esta evaluación indican que la mayoría de los nuevos proyectos hidroeléctricos y térmicos incorporados no superan la tasa referencial de recuperación de activos, del 12%, por sí mismos.

Solo el proyecto Chan I, adicional a las pequeñas y mini-hidros Perlas Norte, Perlas Sur, Porvenir Norte y Potrerillos superaron el índice de rentabilidad. Los rangos de la Tasa Interna de Retorno (TIR) de los proyectos de este grupo de centrales van del 12.9 % de Porvenir Norte al 14.1% de Perlas Norte. Con

³⁷ Actualización del Programa de Ejecución de la EPR. Acuerdo N°5b-2009



Plan de Expansión 2009

Plan de Transmisión

periodos de recuperación de 6 y siete años muy es muy aceptables para proyectos con una vida útil entre 40 y 50 años.

El grueso de los proyectos hidroeléctricos no superan la autosuficiencia financiera, se encontraron tasas de hasta 6,5% y periodos de recuperación del capital de 9 y 11 años.

Como parte del plan firme³⁸, que se incorporan en todos los planes se incluyen las nuevas centrales térmicas en construcción, con el fin de cubrir la necesidad de potencia. Para el 2010, adicional a la conversión de la operación de la central de Bahía Las Minas con la utilización de carbón importado, este proyecto se considera como una nueva central eléctrica; y la entrada en el año 2009 de los proyectos El Giral y Termo Colón, y una nueva central de carbón CB 250a para el año 2021 garantizarían la oferta necesaria para cumplir con el crecimiento de la demanda.

De estos proyectos solo la conversión de Bahía Las Minas y Termo Colón presentan figuras de autosuficiencia más que aceptables. En cambio, el proyecto El Giral, es totalmente deficitario, con valores bajos de TIR, con parámetros de VAN negativos. El proyecto Térmico a Carbón para el 2021 tiene una TIR de 11,3%, rasguñando la tasa de aceptación de 12%.

En este plan se incorpora el proyecto Eólico de Toabre de 120 MW, que con un costo de operación bajo, no supera los indicadores de autosuficiencia del Proyecto, en razón que los ingresos del mismo no permiten la recuperación del capital invertido con la tasa de ganancia aceptable. La TIR obtenida es de 5,9 % la mitad del parámetro de decisión, un periodo de recuperación de 12 años, casi cubriendo la vida útil de los equipos.

Los datos utilizados para realizar el análisis financiero de este caso se presentan en el Cuadro N° 11.2.³⁹

³⁸ Son proyectos que se presentan en todos los planes alternativos.

³⁹ Por metodología se le aplica la misma generación y retorno en el periodo de evaluación.



CUADRO N° 11.2: Autosuficiencia Financiera del Caso REGMHTCB9

RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS DE EXPANSION DEMANDA MEDIA HIDROTÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN (2009-2023) REGMHTCB9

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑOS	INVERSIÓN DIRECTA (C\$)	VPK (C\$)	TR (%)	RR AÑOS
HIDROELECTRICOS					
ALCARORQUE	2,010	36,500	12,000	9.4%	9
BARTUN	2,011	285,000	100,000	5.0%	10
BAJO MINA	2,013	115,000	100,000	10.0%	8
BARRO BLANCO	2,013	82,000	17,500	7.5%	11
BOMYIC	2,011	75,000	3,000	11.9%	8
CHAN I (CHAN 05-EL CAJALAN)	2,012	586,000	20,000	13.5%	7
CHAN II (CHAN 140-CAUCHERO)	2,012	549,000	151,700	5.0%	11
COCHEA	2,010	38,000	1,100	8.4%	8
EL ALTO	2,012	141,000	14,000	7.3%	11
EL SENDIGO	2,015	91,000	1,000	10.5%	8
LONGA	2,019	58,000	10,000	5.9%	8
LONGA	2,011	55,000	10,000	5.2%	10
MAGAND	2,011	11,000	600	11.0%	9
MENDRE	2,010	56,000	800	11.0%	7
MONTE LIRIO	2,013	123,000	109,000	8.1%	10
PANDE	2,012	76,000	17,100	9.23%	10
PEREGRALITO	2,011	40,000	5,000	10.1%	9
PERLAS NORTE	2,011	90,000	2,400	14.1%	7
PERLAS SUR	2,011	90,000	2,400	14.1%	7
FORVENTA HORNYE	2,011	6,000	1,000	14.7%	7
POTRERILLOS	2,010	10,000	400	12.5%	7
PRUDENCIA	2,011	192,000	21,000	9.0%	8
TABASARA	2,013	80,000	12,000	9.7%	8
TERMICOS					
CB 2502	2,021	430,000	80,000	11.3%	7
EL GIRAL	2,009	51,400	20,100	5.0%	12
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	135,000	31,000	16.0%	5
TERNIZ COLON	2,009	75,000	91,000	80.1%	3
ALTERNATIVOS					
EOLICO TABARE	2,011	260,000	100,000	9.5%	12

Fuente: ETEBA, Plan de Expansión del 2009

Evaluación del Inversionista

El análisis financiero de los inversionistas muestra que la mayoría de los proyectos hidroeléctricos incluidos en el plan superan los criterios de aceptación financiera, por lo que son rentables. La excepción son los cuatro proyectos Barro Blanco, Chan II, El Alto y Monte Lirio los cuales tienen tasas bajas de rentabilidad entre 6.3% a 11.5%, no superando la tasa de aceptación financiera de 12%. El proyecto Chan II presenta los peores parámetros de decisión, en cambio el proyecto Monte Lirio presenta datos aproximados a los parámetros de decisión.



En gran parte por tener altos costos unitarios de inversión.

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 entre 25 y 30%. El periodo de recuperación del capital aportado por los promotores resulta en general de cuatro y ocho años en los proyectos hidroeléctricos. Los proyectos Chan II y El Alto muestran los peores valores de rentabilidad para los inversionistas en consecuencia a los altos de montos de inversión unitaria.

En el sector térmico los proyectos de expansión superan los parámetros de decisión especialmente Termo Colon y la reconversión BLM Carbón con TIR de 88 y 30% respectivamente. El proyecto a carbón CB 250a superar alcanza una tasa de 13%. En cambio, el Proyecto de El Giral utilizado fuertemente durante el periodo de construcción del nuevo plantel hidroeléctrico de aproximadamente 400 MW, años 2009-2012, en razón que su despacho durante el periodo crítico, lo hace imprescindible, pero luego de la implementación del plantel hidráulico en construcción, disminuye su despacho, resultando al final del análisis deficitario.

Dados los altos costos operativos de los proyectos térmicos los mismos son desplazados al fin de ese periodo por las recién llegadas fuentes hidros, más económicas. Por consiguiente, este proyecto térmico, el cual cumple una función de suministro muy importante en el periodo crítico, sus parámetros de aceptación financiera son totalmente deficitarios, en el horizonte de análisis del caso. El proyecto no supera los criterios de aceptación privada, presentando tasa de retorno de 6 %, VPN negativo de 10 millones de dólares y periodo de recuperación de capital de los accionistas de hasta 16 años para un central térmica es un indicador no favorable.

Todos los otros proyectos térmicos son beneficiados con el efecto de palanqueo financiero, con tasas de rentabilidad privada de 13 a 68%. Destacándose el proyecto Termo Colon con una TIR de 88% y un periodo de recuperación del capital de solo un año.

El proyecto eólico de Toabre no es favorecido significativamente por el palanqueo financiero, probablemente por la propia idiosincrasia del proyecto de no aportar una potencia firme, con lo cual el proyecto no recibe ingresos por este beneficio. Presenta valores de rendimiento financiero más negativos, ofrece una tasa muy baja de rendimiento financiero de 6.8%, un VPN negativo de mas de 38 millones y un periodo de recuperación del capital de 14 años.

Los valores calculados y empleados para realizar el análisis de la rentabilidad de los inversionistas se muestran en el Cuadro N° 11.3.



Plan de Expansión 2009

Plan de Transmisión

CUADRO N° 11.3. Evaluación del Inversionista del Caso REGMHTCB9

**RENTABILIDAD FINANCIERA DE PROYECTOS DE EXPANSION
DEL PLAN DE REFERENCIA (2009-2023)
DEMANDA MEDIA HIDROTÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN
REGMHTCB9**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSIÓN DIRECTA (M \$)	VPN (M \$)	TIR	PIR AÑO
HIDROELECTRICOS					
ALGARROBOS	2010	25.000	1.580	14,6%	7
BATUN	2011	185.000	2.460	12,5%	8
BAJO MHA	2011	170.040	28.468	28,4%	4
SABRO BLANCO	2013	62.000	-3.402	10,0%	11
SONYIC	2011	72.000	13.927	19,1%	6
CHAN 1 (CHAN-75-EL GAVILAN)	2011	389.945	14.452	22,4%	4
CHAN 2 (CHAN 145-CAUCHERO)	2010	545.960	-61.301	8,3%	11
COCHEA	2010	35.000	2.542	15,0%	6
EL ALTO	2012	161.000	9.421	9,9%	11
EL SINDIGO	2010	27.000	3.443	17,4%	6
GUALAGA	2010	58.000	2.975	13,6%	8
LORENA	2011	25.000	4.362	13,6%	7
MACANO	2011	11.000	1.683	18,0%	6
MENDRE	2010	35.000	7.827	19,4%	4
MONTE LIRIO	2012	123.935	-1.000	11,6%	9
PANDE	2012	75.000	5.501	12,0%	8
PEDREGALTO	2010	40.000	4.402	15,1%	6
PERLAS NORTE	2011	20.000	6.596	25,2%	4
PERLAS SUR	2011	20.000	6.596	25,2%	4
PERVENIR NORTE	2011	6.800	2.764	26,7%	4
POTRERILLOS	2010	9.300	2.156	22,9%	4
PRUDENCIA	2010	130.000	10.891	14,0%	7
TABASARA	2012	50.000	8.722	14,5%	7
TERMICOS					
CB 256a	2021	450.000	12.801	12,0%	9
EL GIRAL	2009	57.450	-10.302	6,3%	15
RECONVERSION BLM-CARBON	2013	130.000	25.251	30,1%	3
TERMO COLOM	2009	75.995	28.645	30,1%	3
ALTERNATIVOS					
EOLICO TADABRE	2011	240.000	-18.162	8,6%	14

Fuente: ETESA, Plan de Expansión del 2009



Evaluación a Precios Económicos

La casi totalidad de los proyectos pertenecientes a este plan de generación presentan valores aceptables para los criterios de decisión económica, en razón que agregan un aumento de consumo de un bien necesario para el desarrollo de la sociedad y sus impactos negativos son superados ampliamente por el valor económico de los beneficios identificados.

Con la excepción destacada del proyecto Eólico Toabre, el cual por metodología utilizada en este análisis no se le ha agregado la cuantificación de algunos beneficios imputables al Proyecto, como es la disminución de gases que provocan el cambio climático. Por lo cual el proyecto no obtiene los beneficios necesarios para superar los criterios de decisión económica del análisis.

El Valor Presente Neto Económico (VPNE) de los proyectos hidroeléctricos, va de aproximadamente 1 millón de dólares en el Proyecto Barro Blanco a más de 320 millones, en el caso de Chan I. La Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) de estos proyectos superan ampliamente la tasa de descuento económico de 9.5%, llegando hasta 18% en el caso de Chan I y hasta 20% en el caso de los proyectos de menor capacidad como Perlas Norte, Perlas Sur, Poirerifios y Parvenir Norte.

La excepción fueron los proyectos Chan II y El Alto que tampoco superaron el análisis económico al igual que el de autosuficiencia como el de los inversionistas, con valores bajos, en especial el proyecto Chan II con sus 550 millones de inversión que hace muy difícil el repago del proyecto.

En el sector térmico el proyecto térmico El Giral conformado principalmente por unidades de Motores de Media Velocidad, el cual es deficitario en los otros análisis de autosuficiencia y del inversionista, que además fue castigado económicamente con recargos del monto de las divisas, al insertar combustibles importados, supera levemente los valores de decisión, una TIRE de 9.8, VPN de solo 368 mil dólares y un período de recuperación de capital de 11 años.

En el caso del Proyecto de Toabre, paradójicamente siendo un proyecto que opera con un recurso libre y alternativo con beneficios para la población nacional, no supera los criterios de decisión económica, en razón que importantes beneficios que aporta el proyecto a la sociedad, como son la disminución de los gases de invernadero, la disminución de la balanza de pagos por la disminución significativa en el volumen de barriles equivalentes de Petróleo (BEP), por la metodología aplicada en este análisis, no han sido cuantificados.

Los valores utilizados para esta evaluación se pueden apreciar en el Cuadro N° 11.4.


CUADRO N° 11.4: Evaluación a precios económicos del Caso REGMHTCB9

PROYECTOS DE EXPANSION
RENTABILIDAD ECONOMICA DEL PLAN DE REFERENCIA (2009-2023)
DEMANDA MEDIA HIDROTÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN (REGMHTCB9).
REGMHTCB9

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSIÓN DIRECTA (M\$)	VPNE (M\$)	TRE	RIR AÑOS
HIDROELECTRICOS					
ALGARROBOS	2010	26,500	5,027	19.3%	8
BAITUN	2011	189,000	35,050	18.5%	8
BAJO MINA	2011	110,040	23,760	21.6%	9
BARRO BLANCO	2013	82,000	1,096	1.3%	10
BONYAC	2011	21,000	40,076	19.1%	8
CHAN 1 (CHAN 75-EL GAVILAN)	2011	188,000	300,660	16.0%	9
CHAN 2 (CHAN 140-CAUCHERO)	2016	540,000	40,112	7.4%	10
COCHER	2016	28,000	7,420	26.5%	8
EL ALTO	2012	141,000	11,561	8.2%	10
EL SINDICO	2016	23,000	6,160	26.8%	7
GUALACA	2010	68,000	16,130	23.6%	8
LORENA	2011	83,000	17,016	20.5%	8
MACANO	2011	11,000	4,005	36.4%	7
MENDRE	2010	85,000	21,000	24.6%	8
MONTE CERO	2012	123,000	16,300	13.3%	9
PANZO	2012	75,000	17,768	23.7%	8
PECORALITO	2010	40,000	14,100	35.3%	7
PERLAS NORTE	2011	26,000	14,300	54.6%	6
PERLAS SUR	2011	23,000	14,558	63.3%	6
PORVENIR NORTE	2011	6,000	3,326	55.4%	6
POTRERILLOS	2010	26,000	4,874	18.7%	8
PRUDENCIA	2013	133,000	44,481	33.4%	9
TABASARA	2013	80,000	26,160	32.7%	8
TERMICOS					
CH 250s	2021	450,000	100,000	22.2%	7
EL GIRAL	2009	51,400	888	1.7%	11
RECONVERSION BLM-CARBON	2010	136,000	180,000	132.4%	5
TERMO COLOW	2009	73,000	220,181	301.6%	5
ALTERNATIVOS					
EOLICO TOABRE	2011	280,000	-21,000	-7.5%	11

Fuente: ETESA, Plan de Expansión del 2009

RESUMEN

En resumen, podemos mencionar que el Caso de Demanda Media con Carbón (REGMHTCB9), en general con las excepciones mencionadas presenta un panorama halagüeño para la mayoría de los generadores sean hidro o termoeléctricos, desde el punto de vista de los inversionistas, dados que los



costos marginales del sistema son cubiertos con los precios promedio de contratos de energía y potencia, con que se retornarán las inversiones del sector.

Solo los proyectos hidroeléctricos Chan II y El Aito, adicional al proyecto Térmico El Giraf y el Proyecto Eólico Toabre no superan los flujos de decisión de ninguno de los tres análisis de mentalidad, por lo cual podemos decir que estos cuatro proyectos del plan REGMHTCB9, son inviables financieramente.

Es de destacar que los precios promedio de contrato de energía utilizados son mayores a los costos marginales, especialmente en el periodo crítico 2009-2011, en donde se presentan valores promedio de 87.75 \$/MWh durante los tres años alcanzando su tope en el propio año 2009 con casi los 92.66 \$/MWh. Durante todo el periodo de análisis 2009-2023, los precios contratados de energía son 72.55 \$/MWh. Por otro lado los precios promedio de los contratos de Potencia son de 12.40 \$/ kW - mes en el periodo crítico de 2009-2011. Para el periodo de análisis el precio promedio de los contratos se encuentra en 14.50/ kW - mes, llegando a valores de 20.6\$/ kW - mes en el año 2022.

En consideración a esta especial situación y a la alta factibilidad del caso, se decidió evaluar con prioridad, los posibles y mas significativos riesgos que se asocian a estos proyectos y por ende al caso por lo cual se utilizaron los resultados del caso REGMHTCB9 como referencia ante los posibles cambios originados en algunas fuentes de riesgos asociados a los proyectos considerados.

11.1.1.1 Caso REGMHTCB8A. Atraso de un año al inicio de Operaciones de los Proyectos Chan I y Chan II

El tamaño y complejidad de implementación de los proyectos hidroeléctricos Chan I y Chan II, localizados en la frontera de la provincia de Bocas del Toro con costa Rica, con respecto a los aportes de generación que suministrarán al sistema a partir del año 2011. Siendo estos proyectos hidroeléctricos los mas grandes, a desarrollar durante el periodo de análisis, por lo cual su atraso caracterizan una significativa contracción de la oferta con sus efectos en la valoración de los costos marginales, definiendo como un riesgo importante, de no tenerse en operación estas centrales de generación eléctrica para las fechas previstas. Las mismas corresponden en conjunto al 43% de todo el potencial hídrico y al 27% de la generación total del tipo de fuente a desarrollar al año 2023.

Al igual que otros proyectos hidroeléctricos de magnitud, el proyecto Chan I inició labores de construcción, con la oposición de lugareños, de una importante etnia indigena, de sectores ambientalistas preocupados por su impacto en una región hasta hace poco no intervenida, todos componentes probables de barreras sociales al proyecto, con posibles impactos en la continuación del programa de implementación.



ETESA - Plan de Expansión 2009

Plan de Transmisión

Adicionalmente, como cualquier proyecto de esa magnitud y complejidad, dado lo agreste de la zona se pueden presentar imprevistos naturales que retrasen la construcción, como en el caso se dio con los vendavales a fines del año anterior e inicios del presente con crecidas del propio río Changuinola y sus tributarios.

Por consiguiente, se analiza la posibilidad de que todos estos elementos retrasen el inicio de operaciones de cada uno de estos dos proyectos, en por lo menos un año.

En primera instancia, el atraso de Chan I y Chan II ante una oferta térmica disponible, no presenta consecuencias de escasez o déficit, solo se tienen efectos inmediatos y perceptibles en los costos marginales que el sistema deberá enfrentar durante solo los años de atraso, adicional a dos después de la entrada de Chan II. 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° 11.5.

CUADRO N° 11.5: Diferencial de Costos Marginales ante el Atraso de un Año de los Proyectos Hidroeléctricos Chan I (2011) y Chan II (2016)

AÑO	COSTOS MARGINALES			
	REGMHTCB9	REGMHTCB9A	DIFERENCIA	
	Referencia	Sensibilidad	Magnitud	Porcentual
2009	101.75	102.34	0.59	0.58%
2010	52.23	50.22	-2.01	-2.44%
2011	64.10	63.85	-0.25	-0.39%
2012	56.43	60.34	3.91	6.92%
2013	51.92	51.75	-0.17	-0.33%
2014	50.89	50.83	0.06	0.06%
2015	46.57	50.23	3.64	7.83%
2016	46.24	46.73	0.49	1.03%
2017	48.79	49.49	0.69	1.42%
2018	47.13	46.93	-0.20	-0.43%
2019	48.64	48.29	0.36	0.34%
2020	50.64	50.59	-0.06	-0.11%
2021	51.14	51.35	0.21	0.40%
2022	54.99	54.91	0.01	0.02%
2023	49.88	49.64	0.00	0.00%

Fuente: ETESA, Plan de Expansión del 2009

En consideración a los posibles elementos de atraso, se valoro el costo del retraso de los proyectos, al considerar sobre-costos directos a los proyectos 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 retraso en la capitalización de las inversiones.



Con el atraso de un año de Chan I y Chan II, el efecto en la rentabilidad propia de los proyectos es el desmejoramiento en los parámetros de decisión con respecto al Caso de referencia, el periodo de recuperación del capital en los flujos de caja requieren de uno a dos años adicionales, la TIR de los Proyectos descienden de 13 y 6.5% a 9 y 5% respectivamente. El VPN paso de 27 a 90 millones negativos en el caso de Chan I y con respecto a Chan II, las pérdidas se incrementan de 251 a 320 millones.

Con respecto a los fondos del inversionista la TIR pierde aproximadamente 6 puntos porcentuales, pasando de 20 a 14% con Chan I y , el VPN pasa de 114 a 16 millones de dólares, por el atraso de un año., Periodo de recuperación del capital de 8 años. Para el Proyecto Chan II los parámetros son mas desfavorables en razón al alto monto de inversión enfrentada de mas de 600 millones en razón del incremento de costos por el atraso.

Un proyecto térmico de baja rentabilidad como es el caso El Giral no se beneficia del atraso de los proyectos hidroeléctricos Chan I y Chan II, pues el despacho de energía beneficia marginalmente a proyectos térmicos mas eficientes como Termo Colón. La rentabilidad del proyecto El Giral a efecto de los retrasos de las hidroeléctricas Chan I y Chan II, medida por las diferencias de los parámetros TIR, VPN y P/R son indiferentes.

**CUADRO N° 11.6: Valores Alcanzados por los Proyectos Seleccionados ante el Atraso de Chan I y Chan II REGMHTCBSA
vs
Caso de Referencia REGMHTCBS**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSIÓN DIRECTA	VPNE	TIR	P/R	
		(M\$)	(M\$)		AÑOS	
CHAN I (CHAN-75-EL GAVI)	Atraso	2012	427,899	15,869	12.8%	8
		2011	388,899	114,462	20.4%	4
CHAN II (CHAN 140-CAUCH)	Atraso	2016	604,978	-141,838	6.8%	13
		2015	549,980	-91,809	8.2%	11
EL GIRAL	Atraso	2009	57,400	-10,402	6.3%	15
		2009	57,400	-40,317	6.3%	15

Fuente: ETESA, Plan de Expansión del 2009

11.1.1.2 Caso REGMHTCB9D: Atraso de un año en el inicio de operaciones de las centrales hidroeléctricas Pando y Monte Lirio



ETESA - Plan de Expansión 2009

Plan de Transición

Pando y Monte Lirio son proyectos hidroeléctricos significativos de mediana y gran capacidad para el sistema, los cuales están previstas para iniciar respectivamente operaciones en junio y noviembre del año 2012.⁴⁹ Por lo cual hace necesario conocer el impacto que puede tener en el sistema el atraso de estas hidroeléctricas. La construcción de ambas hidroeléctricas, las cuales tienen contrato de potencia y energía con las distribuidoras a partir del año 2013, están fijadas por sus promotores en un plazo de 36 meses, con lo cual se tiene a la fecha solo dos meses de holgura para el inicio formal del proceso de construcción.

La postergación del inicio de operaciones de las hidroeléctricas Pando y Monte Lirio se refleja levemente en los costos marginales de 2012 y 2013, en magnitudes menores a unidad porcentual. En cambio se observan un incremento fuerte en el costo marginal en el año 2009, derivado de la necesidad del modelo SDDP de almacenar agua con el fin de minimizar el atraso de estos dos proyectos de mediana capacidad. En general los costos marginales de este atraso en comparación con el caso de referencia no presenta incrementos significativos. El Cuadro N° 11.7 presenta los cambios del costo marginal ocasionados por el atraso de los proyectos Pando y Monte Lirio.

CUADRO N° 11.7: Diferencial de Costos Marginales ante el Atraso de un Año de los Proyectos Hidroeléctricos Pando (2012) y Monte Lirio (2013)

vs
Caso Referencia REGMHTCBS9

AÑO	COSTOS MARGINALES		DIFERENCIA	
	REGMHTCBS9 Referencia	REGMHTCBS9D Sensibilidad	Magnitud	Porcentual
2009	101.75	105.03	3.28	3.22%
2010	82.23	80.18	-2.04	-2.48%
2011	84.10	83.11	-0.99	-1.54%
2012	56.43	57.23	0.79	1.40%
2013	51.82	52.52	0.69	1.15%
2014	50.80	50.85	0.05	0.10%
2015	46.57	45.78	-0.82	-1.75%
2016	46.24	48.45	2.21	4.77%
2017	48.70	49.11	0.41	0.84%
2018	47.33	46.93	-0.20	-0.43%
2019	48.04	48.20	0.16	0.34%
2020	50.64	50.59	-0.05	-0.11%
2021	51.34	51.81	0.57	1.11%
2022	54.90	54.91	0.01	0.02%
2023	49.88	49.58	-0.30	-0.60%

Fuente: ETESA, Plan de Expansión del 2009

Con el atraso de un año de los proyectos Pando y Monte Lirio la rentabilidad propia de los proyectos disminuye significativamente los parámetros de decisión

⁴⁹ Ambos Proyecto pertenecen al mismo Promotor: ELECTRON INVESTMENT.



Plan de Expansión 2009

Plan de Transmisión

con respecto al caso de referencia REGMHTCB9 como se muestra en el cuadro siguiente. Al igual que en la sensibilidad anterior el proyecto térmico El Giral no es beneficiado por la entrada tardía de los proyectos analizados

CUADRO N° 11.8: Valores alcanzados por los Proyectos Seleccionados Ante el atraso de Pando y Monte Lirio REGMHTCB9D Vs Caso de Referencia REGMHTCB9

PROYECTOS		EN	INVERSIÓN	VPN	TIR	PIR
		OPERACIÓN	DIRECTA	(M\$)		AÑOS
		AÑO	(M\$)			
PANDO	Atraso	2013	86,480	-3,374	9,8%	10
		2012	76,800	3,591	13,5%	6
MONTE LIRIO	Atraso	2013	136,355	-10,811	7,8%	12
		2012	123,889	-1,175	11,5%	9
EL GIRAL	Atraso	2009	57,460	-10,708	6,3%	15
		2009	57,460	10,811	6,3%	18

Fuente: ETESA, Plan de Expansión del 2009

11.1.1.3 Caso REGMHTCB9F: Entrada de una Central de Carbón de 250 MW en el Año 2013

En consideración a diversas propuestas o inquietudes de varios inversionistas por instalar una gran central eléctrica con base en carbón, con el fin de utilizar el sistema eléctrico nacional como plataforma de exportación regional. Es necesario analizar la implementación de un plantel térmico con base a carbón importado con el fin de suplir el mercado nacional y exportar excedentes al mercado regional, aprovechando la operación de la línea de Interconexión de SIÉPAC y la interconexión con Colombia. Se analiza los efectos en el sistema de la operación de una nueva central Termoeléctrica a Carbón de 250 MW, en el año 2013, denominada como CB 250b.

Instalar en el futuro mediano, años 2013, una expansión termoeléctrica de 250 MW a instancias de la iniciativa privada tiene efecto significativos sobre el sistema en expansión. Esta capacidad adicional, hace que el ingreso al sistema de este ciclo combinado en un entorno de expansión hidroeléctrica, resulte de considerable preponderancia en la valoración de los riesgos asociados a este proyecto y de los otros proyectos de expansión, los cuales se reflejarán en el comportamiento operativo del sistema eléctrico nacional.

En la práctica la inserción de este proyecto en el caso de referencia, mas que una sensibilidad se transforma en un escenario adicional. Los efectos de la entrada de



REGMHTCB9, Plan de Expansión 2009

Plan de Transmisión

este pñante t3rmico se refleja en disminuciones de alrededor de 5.6 en los costos marginales de los a3os 2013 al 2015 y a partir de all3 al horizonte del an3lisis presenta disminuciones menores pero significativas.

En todo el periodo de an3lisis, 2009-2023 los efectos de la inserci3n de esta central de 250 MW produce un disminuci3n promedio anual de los costos marginales de aproximadamente 4 d3lares por a3o con respecto al caso de referencia, una disminuci3n porcentual promedio anual de 8 %. El Cuadro N3 11.9 presenta los cambios del costo marginal ocasionados por la entrada del proyecto CB 250b.

CUADRO N3 11.9: Diferencial de Costos Marginales Ante la Entrada del Proyecto CB 250B

AÑO	COSTOS MARGINALES			
	REGMHTCB9	REGMHTCB9F	DIFERENCIA	
	Referencia	Sensibilidad	Magnitud	Porcentual
2009	101.75	101.69	-0.07	-0.07%
2010	82.23	80.38	-1.85	-2.25%
2011	64.10	63.55	-0.55	-0.86%
2012	56.43	55.91	-0.52	-0.92%
2013	51.62	45.94	-5.68	-11.19%
2014	50.83	45.32	-5.51	-10.79%
2015	46.57	41.49	-5.08	-10.91%
2016	46.24	42.53	-3.71	-7.14%
2017	48.73	44.57	-4.16	-8.53%
2018	47.13	42.86	-4.27	-9.07%
2019	48.04	44.48	-3.56	-7.41%
2020	50.64	45.73	-4.91	-9.70%
2021	51.14	45.30	-5.84	-11.42%
2022	54.90	48.47	-6.43	-11.71%
2023	49.66	44.82	-4.84	-9.75%
PROMEDIOS			-3.53	-7.7%

Fuente: ETESA, Plan de Expansi3n del 2009

Los efectos en la rentabilidad de los otros proyectos de expansi3n del Caso de Referencia REGMHTCB9, por la operaci3n en el a3o 2013 del proyecto CB 250b, en general no presentan variaciones significativas, especialmente en los proyectos hidroel3ctricos; solo son de consideraci3n el grupo de proyectos t3rmicos que componen el caso de sensibilidad, los cuales son afectados levemente por la disminuci3n de sus despachos, con mayor efecto en la rentabilidad del proyecto de Reconversi3n de BLM y en menor grado Termo Col3n.

Por consiguiente se analizaron los cambios en los proyectos t3rmicos del Caso de Referencia REGMHTCB9 por la entrada en operaci3n de una central de carb3n de 250 MW. Los inversionistas de los proyectos CB 250a, El Giral, Reconversi3n al Carb3n de BLM y Termo Col3n ver3n caer sus rentabilidades, respectivamente



ETESA Plan de Expansión 2009

Plan de Transmisión

en 1.6, 0.5, 3.7 y 2.9 unidades porcentuales con respecto a los valores alcanzados en el caso de referencia.

Con respecto a la rentabilidad financiera del Proyecto en expansión CB 250b, no alcanza valores que le permitan superar los parámetros de decisión del inversionista, aunque por su características del tipo de proyecto es favorecido por un ingreso significativo por el precio contratado de potencia. El proyecto resulta con un VPN financiero negativo de 33 millones, una TIR de solo 10% y un largo período de recuperación de capital 12 años.

En el Cuadro N° 11.10 se resaltan las observaciones de los proyectos que presentan cambios con respecto al caso de referencia.

**CUADRO N° 11.10.: Valores Alcanzados por los Proyectos Seleccionados
Ante la Entrada del Proyecto CB 250b REGMHTCB9F
vs
Caso de Referencia REGMHTCB9**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN	AÑO	INVERSION DIRECTA	VPN	TIR	P/R
			(x\$)	(x\$)		AÑOS
CB 250b	Adelanto	2013	450,000	-32,945	10.0%	12
CB 250a	Adelanto	2011	450,000	-11,267	11.2%	11
		2011	450,000	-12,801	12.8%	9
EL GIRAL	Adelanto	2009	57,400	-11,188	8.8%	15
		2009	57,400	-16,322	8.2%	15
RECONVERSION BLM	Adelanto	2010	138,000	40,157	26.4%	3
		2010	138,000	55,891	33.1%	3
TERMO COLON	Adelanto	2009	73,956	54,309	83.2%	1
		2009	73,956	98,645	88.1%	1

Fuente: ETESA, Plan de Expansión del 2009

11.1.1.4. Caso REGMHTCB9H: Sistema Regional atraso de un año de SIEPAC.

El proyecto SIEPAC significa un incremento en la capacidad de intercambio en la región centroamericana. Su entrada está prevista para el corto plazo, oficialmente la fecha prevista es a mediados del año 2010. Por su importancia para el comportamiento del sistema eléctrico panameño se requiere un análisis de los efectos que tendría su posible retraso.



En el siguiente cuadro se presenta el cronograma de ejecución a nivel regional del Proyecto SIEPAC.

CUADRO N° 11.11: Cronograma de Ejecución de Obras del Proyecto SIEPAC

SIEPAC Cronograma de Culminación de Obras		
Interconexión	Tramo Descripción	Fecha de Inicio de Operación
ES-GU	Agucapa (frontera de Guatemala)- Ahuachapán (frontera de El Salvador)	19-Abr-10
HO-ES	Agua Caliente (frontera de Honduras)-15 de Septiembre (frontera de El Salvador)	15-Sep-08
HO-GU	San Buenaventura (frontera de Honduras)- Panajols (frontera de Guatemala)	3-Jun-10
NI-HO	Sardino (frontera de Nicaragua)-Agua Caliente (frontera de Honduras)	24-Mar-10
CR-NI	Cañas (frontera de Costa Rica)- Tiquantapa (frontera de Nicaragua)	23-Jun-10
PA-CR	Veisadero (Panamá)-Río Claro (frontera de Costa Rica)	1-Ene-10

Fuente: ETESEA, Plan de Expansión del 2009

Desde el inicio de su implementación física el proyecto SIEPAC ha tenido 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. Esto sin mencionar los retrasos que el Proyecto ha soportado en la etapa de pre inversión (estudios técnicos y financiamiento), la cual ha transcurrido en más de una década (1998-2009).

Por consiguiente la posibilidad de retrasos adicionales que incumplan el presente cronograma de ejecución regional, es un elemento de riesgo importante no solo para el proyecto de interconexión, sino por sus consecuencias al limitar el intercambio regional, no permitiendo la exportación de excedentes del sistema nacional.



ETECSA Plan de Expansión 2009

Plan de Transmisión

De cumplirse, en gran medida la expansión hidroeléctrica planteada en el periodo crítico 2010-2012 con aproximadamente la instalación global de 1000 MW, que como resultado, en ese periodo el país se convierte en un exportador neto de energía eléctrica si no se presenta fenómenos que incrementen en forma inusual la demanda nacional.

Bajo el supuesto del retraso por etapas del proyecto SIEPAC, esta sensibilidad muestra costos marginales inferiores al caso de referencia, a lo largo del periodo de análisis, con mayor énfasis en los años 2010 al 2012, en razón de la limitación de exportación con lo cual no se utilizaran las usinas de mayor costo operativo. Especialmente en el año donde la interconexión debería iniciar operación (2010) y en los dos años siguientes por el atraso parcial en la culminación de las obras previstas. Por consiguiente, al no ser posible intercambiar mayor cantidad de energía a través de la interconexión con Costa Rica, los costos marginales tienden a disminuir. La magnitud e importancia de los cambios se refleja en la el Cuadro N° 11.12.

CUADRO N° 11.12: Diferencial de Costos Marginales Ante la Entrada Tardía del Proyecto de Interconexión SIEPAC

AÑO	COSTOS MARGINALES		DIFERENCIA	
	REGMHTCBS Referencia	REGMHTCBSH Sensibilidad	Magnitud	Porcentual
2009	101.75	101.75	0.00	0.00%
2010	52.23	79.35	-3.12	-3.86%
2011	54.10	52.83	-1.27	-1.98%
2012	58.43	52.86	-3.77	-6.68%
2013	51.92	51.42	-0.50	-0.97%
2014	50.80	50.85	0.15	0.30%
2015	48.57	45.62	-0.95	-2.05%
2016	48.24	45.45	0.22	0.47%
2017	46.70	49.12	0.41	0.86%
2018	47.13	46.93	-0.20	-0.43%
2019	48.04	48.20	0.16	0.34%
2020	50.84	50.69	-0.05	-0.11%
2021	51.14	51.35	0.21	0.40%
2022	54.90	54.91	0.01	0.02%
2023	49.58	49.56	0.05	0.00%
PROMEDIOS			-0.58	-0.9%

Fuente: ETECSA, Plan de Expansión del 2009

A partir de 2012 y para el resto del horizonte, el caso sin SIEPAC tiene costos marginales levemente inferiores. Esta reducción en los costos marginales se origina por la disminución de la generación en Panamá, con lo que se evita despachar las centrales mas 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° 11.13.



ETESA/ETSA Plan de Expansión 2009

Plan de Transmisión

El efecto del retraso parcial en la generación aportada por el sistema, es observado en el cuadro siguiente, en donde se comparan la generación del escenario de referencia REGMHTCB9 con el despacho del SDDP modelado en la sensibilidad con el atraso de la línea de interconexión regional, REGMHTCB9H.

CUADRO Nº 11.13: Diferencial de Generación Ante la Entrada Tardía del Proyecto de Interconexión SIEPAC

ESCENARIO	GENERACION EN GWh			
	TOTAL	HIDRO	TERMICO	ALTERNATIVO
REGMHTCB9H	152,903	112,340	34,870	5,693
REGMHTCB9	153,271	112,328	35,247	5,696
DIFERENCIA	-368	12	-377	-3

Fuente: ETESA, Plan de Expansión del 2009

No se aprecian cambios en el valor presente neto y la tasa interna de retorno de en la mayoría de los proyectos contemplados en este plan de expansión, con la excepción de los Proyectos de expansión con calidad de exportadores netos como la Reconversión BLM y Termo Colon, quienes disminuyen sus excelentes tasas de rentabilidad en aproximadamente 1 y 2.5 unidades porcentuales respectivamente.

Como los proyectos hidroeléctricos son totalmente despachados y reconocidos en este análisis por el promedio de los precios de contrato y potencia, no presentan cambio alguno. El diferencial de despacho es balanceado por el plantel térmico activo, en donde las dos centrales mencionadas tienen un papel preponderante en los años analizados.

CUADRO Nº 11.14 Valores Alcanzados por los Proyectos Seleccionados ante el Atraso Parcial de SIEPAC REGMHTCB9H vs Caso de Referencia REGMHTCB9

PROYECTOS		EN OPERACIÓN	INVERSION DIRECTA	VPN	TIR	PIR
		AÑO	(M\$)	(M\$)		AÑOS
EL GIRAL	Atraso	2009	57,400	-10,732	8.1%	15
		2008	57,500	-10,312	6.3%	15
RECONVERSION BLM-CAR	Atraso	2010	13,500	53,535	29.7%	3
		2010	13,200	55,691	33.1%	3
TERMO COLON	Atraso	2009	73,996	94,387	33.2%	1
		2008	73,995	98,643	28.1%	1

Fuente: ETESA, Plan de Expansión del 2009



11.1.1.5. Caso REGMHTCBS8: Proyección de combustible Alto.

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 suponiendo que el precio de los combustibles se equipara a la proyección alta de combustibles, sugerida por la SNE⁴¹, 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° 11.15.

CUADRO N° 11.15: Diferencial de Costos Marginales Ante un Escenario de Proyección Alta de Precios de los Combustibles.

AÑO	COSTOS MARGINALES		DIFERENCIA	
	REGMHTCBS Referencia	REGMHTCBS1 Sensibilidad	Magnitud	Porcentual
2009	101,75	130,57	28,81	28,32%
2010	82,23	103,28	21,05	24,39%
2011	64,10	84,39	20,29	31,65%
2012	56,43	73,83	17,40	31,01%
2013	51,92	67,94	16,02	30,84%
2014	50,50	65,53	15,03	29,95%
2015	46,57	59,95	13,38	28,71%
2016	46,24	62,46	16,22	35,08%
2017	48,70	65,46	16,76	34,41%
2018	47,13	62,14	15,01	31,83%
2019	48,54	63,84	15,30	31,52%
2020	50,64	66,69	16,05	31,69%
2021	51,14	68,50	17,36	33,94%
2022	54,90	72,12	17,22	31,37%
2023	49,58	66,04	16,47	33,24%
PROMEDIOS			17,30	30,9%

Fuente: EYESA, Plan de Expansión del 2009

Como se puede observar, durante los tres primeros años se da el mayor impacto en los costos marginales, donde el incremento de costos se aproxima a un costo marginal superior por más de 20 dólares, principalmente debido a que el caso de referencia REGMHTCBS contempla en el despacho una fuerte influencia de plantas térmicas durante este periodo, mientras entran en operación las centrales hidráulicas en construcción.

⁴¹ Precios utilizados de acuerdo a la Secretaría Nacional de Energía. Ver Capítulo 5: Pronósticos de precios de los combustibles.



Plan de Expansión 2009

Plan de Transmisión

En consideración a la entrada de los más de 1000 MW de capacidad hidroeléctrica, el efecto de una proyección alta de combustibles en los costos marginales del sistema se atenúa a un diferencial incremental de 16 dólares en el período de 2013-2023. Además, la proyección alta de los combustibles disminuye la exportación e incrementa la generación hidroeléctrica, como se observa en el cuadro N°11.16.

CUADRO N° 11.16: Comparativo de Generación Escenario con Proyección Alta de Combustibles REGMHTCB9I vs Caso de Referencia REGMHTCB9

ESCENARIO	GENERACION EN GWh			
	TOTAL	HIDRO	TERMICO	ALTERNATIVO
REGMHTCB9I	152,541	112,418	34,427	5,697
REGMHTCB9	153,271	112,326	35,247	5,698
DIFERENCIA	-730	88	-820	2

Fuente: ETESA, Plan de Expansión del 2009

En cuanto a la medición de la rentabilidad de los proyectos, el aumento en el costo de los combustibles impacta significativamente en los costos operativos de los proyectos térmicos. Para los proyectos hidroeléctricos es totalmente indiferente, de acuerdo a la metodología de repago de la energía despachada, valorada a precios de contrato de energía y potencia.

En esta sensibilidad, el costo operativo de los proyectos se incrementa en una media de más del 30% durante el período de análisis, siendo los años de mayor impacto el corto plazo 2009-2011, luego un segundo período de alto costo operativo 2015-2016 con el mayor diferencial de costos con respecto al caso de referencia y luego al fin del horizonte de análisis.

Como se esperaba, en promedio el costos operativo es aproximadamente 40 dólares más caro en la Proyección Alta de Combustibles que en el caso de referencia REGMHTCB9. Ver Cuadro N° 11.17



ETESA - Plan de Expansión 2009

Plan de Transmisión

CUADRO N° 11.17: Comparativo de Costos Operativos del Sistema con un Escenario de Proyección Alta de Combustibles REGMHTCB9I vs Caso de Referencia REGMHTCB9

AÑOS	ESCENARIOS		DIFERENCIA	
	REGMHTCB9I	REGMHTCB9		
	EN MILES DE DOLARES (K \$)		%	
2009	350.911	259.989	90.922	35.0%
2010	319.313	234.127	85.186	36.4%
2011	252.585	161.644	50.721	33.4%
2012	135.078	108.525	26.552	24.5%
2013	106.851	82.690	23.961	29.0%
2014	101.124	81.529	19.595	34.0%
2015	101.409	74.770	26.638	35.6%
2016	105.898	72.081	32.737	44.9%
2017	115.380	92.652	22.874	34.7%
2018	88.603	69.719	18.883	27.1%
2019	97.774	69.433	28.342	40.8%
2020	130.611	102.316	18.496	18.1%
2021	194.115	156.577	38.538	24.8%
2022	232.855	165.443	67.423	40.8%
2023	184.617	137.694	46.923	34.1%
PROMEDIOS	163.807	123.954	39.853	31.5%

Fuente: ETESA, Plan de Expansión del 2009

Desde el punto de vista de los flujos de caja de los inversionistas de los proyectos térmicos los flujos de caja desmejoran significativamente con respecto al caso de referencia REGMHTCB9. Estas mermas de rendimiento en los proyectos térmicos y no en los proyectos hidroeléctricos, son explicadas ya que los costos variables de operación, principalmente por combustible se incrementan y los ingresos son reconocidos por los precios promedios de contrato de energía y potencias utilizados son estáticos. Solo en caso de contemplar la indexación de los combustibles por medio de los particulares convenios de "Cláusulas de Combustibles", se puede determinar la rentabilidad real de estas centrales térmicas.

Este incremento en los costos operativos sin el reconocimiento de ninguna compensación se reflejara en mermas importantes de la rentabilidad de los proyectos de expansión térmicos. Los proyectos rentables como la Reconversión al carbón de Bahía Las Minas y Termo Coion, disminuyen en mas de la mitad sus rendimientos. Sin embargo la situación de los otros dos proyectos se hace mas



ETESA - Plan de Expansión 2009

Plan de Transmisión

difícil. Un proyecto ligeramente rentable como la Central a Carbón de 250 MW se convierte en deficitario y el proyecto El Girál no le alcanza ni para operar.

El VPN de los proyectos se disminuye en varias decenas de millones. La TIR disminuye significativamente, en el caso de Termo Colón pierde más de 60 unidades porcentuales. Los períodos de recuperación del capital se incrementan, tanto que El Girál no recuperaría el capital durante el período de vida útil del proyecto. Ver Cuadro 11.18

CUADRO Nº 11.18: Valores Alcanzados por los Proyectos Térmicos de Expansión con un Escenario de Proyección Alta de Combustibles REGMHTCB9I vs Caso de Referencia REGMHTCB9

PROYECTOS		EN OPERACIÓN	INVERSIÓN DIRECTA	VPN	TIR	PER
		AÑO	(\$ M)	(\$ M)		AÑOS
CB 250a	P. Alta	2021	450.000	-65.563	7.5%	13
		2021	450.000	12.803	11.8%	9
EL GIRAL	P. Alta	2009	57.400	-28.533	-0.2%	0
		2009	57.400	-10.512	6.3%	16
RECONVERSION EL	P. Alta	2010	138.000	7.760	14.1%	12
		2010	138.000	55.691	10.1%	3
TERMO COLON	P. Alta	2009	73.964	52.094	75.8%	6
		2009	73.964	98.845	82.3%	1

Fuente: ETESA, Plan de Expansión del 2009



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 REGMHTTLA9, que introduce una nueva central eólica en el año 2013. Esta inflexibilidad en la optimización del plantel de expansión es forzada por la realidad del sistema, de la incorporación masiva de proyectos hidroeléctricos en construcción en el corto plazo y de las recientes expectativas con respecto a las licitaciones y de los propios contratos de suministro de potencia y energía.

Del análisis de los tres de planes de expansión, sugeridos por la Secretaría de Energía (SEN) se destaca la similitud de los planes en todo el periodo entre el REGMHTCB9 y el REGMHTGDC9, los cuales incorporan los mismos proyectos. Por lo tanto la expansión de la capacidad para ambos planes presenta una relación hidro-térmica de 72-28%.⁴² La diferencia entre un plan y otro reside específicamente en que el REGMHTGDC9 incorpora Gas Natural a partir del año 2021 con una central de CCGN 250MW, suplantando en el plan con carbón una central de la misma capacidad, por lo cual se espera que a partir de ese año la expansión de la capacidad térmica sea con base a este combustible, en consecuencia de la ventaja comparativa del GN vs. Carbón.

El plan REGMHTTLA9, instala igual capacidad térmica que los anteriores, pero al incorporar otra central eólica la cual representa el 6% de la nueva capacidad total, se disminuye en 2 % la participación térmica con respecto a los otros dos planes. La incorporación de la tecnología eólica, en cumplimiento de la solicitud de la Secretaría de Energía (SNE) de diversificar las fuentes de suministro, significó que la participación de los recursos renovables y locales alcanzara el 74%; 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 total presentó fue el caso REGMHTTLA9, el cual incorpora todas las alternativas. Es de destacar que es el plan de menor costo operativo, debido al que incluye insumos como el gas natural en conjunto con la fuerza del viento, un recurso renovable los cuales sustituyen completamente a las plantas térmicas convencionales con base en los combustibles líquidos mas costosos, cuyas eficiencias o costos no resultan competitivas.

Sin embargo, el caso REGMHTTLA9 es el que presenta los mayores costos de inversión. La diferencia porcentual en su inversión con respecto del plan REGMHTGDC9 es de 5.1% por encima de los costos y 5.% por encima de aplicar el plan REGMHTCB9.

⁴² Se le suma al Potencia Hidro la nueva capacidad de potencia eólica, recurso renovable.



El plan que presenta los menores costos de operación es el Plan REGMHTLAS, menor en solo 4.3% del Plan REGMHTCB9 y 4.8% del Plan REGMHTGDC9. Es de destacar que los tres escenarios plantean un mínimo costo de déficit, 1.57 millones de dólares para el periodo de análisis, por consiguiente el mismo es indiferente como elemento de decisión.

En los planes basados en la disponibilidad de tecnologías con gas natural y de carbón, no se observa un desplazamiento técnico por la de gas, aunque existe un diferencial de costos entre el gas y los otros combustibles, ya que el sistema no requiere de una nueva expansión hasta el año 2021, como consecuencia, de la masiva expansión hidroeléctrica del 2010-2016. En consecuencia la herramienta informática no prevé la incorporación de una expansión adicional, después del año 2015 cuando el gas es disponible, por vía gasoducto, consecuente con la fecha mas temprana para la incorporación de este combustible.

La concreción de los dos escenarios de expansión REGMHTGDC9 y REGMHTLAS, 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, REGMHTCB9, aunque, de los tres planes analizados sea levemente el de mayor costo total.

Por consiguiente se analizaron sensibilidades para el caso REGMHTCB9, 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, Chan II, Pando y Monte Lirio, correspondientes a una capacidad global de 521 MW, un 32 % de expansión del sistema.

Con el fin de analizar no solo el periodo crítico, se analizó la posibilidad de sobrecapacidad del sistema con la incorporación de una nueva central de carbón CB 250b en el 2013, del Plan REGMHTCB9.

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 para el sistema es aquella en la que se atrasa un año la Línea SIEFAC, REGMHTCB9H, programada para entrar en el 2010. En cambio la sensibilidad que representa el mayor costo total, caso REGAHTCB9I, en la cual se analiza el plan de generación que corresponde a la demanda media para el caso REGMHTCB9, con un incremento de los precios de los combustibles, al utilizar la proyección de combustibles alto.

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 los proyectos Chan I y Chan II no puedan entrar en la fechas indicadas, no resulta ser más costoso para el sistema que la entrada tardía de los proyectos hidroeléctricos de Pando y Monte Lirio. Dichos atrasos no representan diferencias significativas con el costo total del plan, sus disminuciones no llegan a una décima de la unidad porcentual con respecto al Caso de Referencia en un 0.8% por encima del costo del caso REGMHTCB9.

Es necesario hacer notar que aunque existen considerables incertidumbres sobre los planes de expansión de los otros países centroamericanos, es obvio el beneficio para Panamá de la interconexión regional, ya que como se ha observado, le ofrece respaldo en épocas de baja confiabilidad y durante eventos imprevistos de magnitud; además, le permite mejorar la rentabilidad de algunas empresas nacionales al exportar excedentes importantes desde el año 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.

CUADRO No. 12.1: Costos de Inversión, Operación, Déficit y Totales de los Escenarios y Casos de Sensibilidad

	CASOS	COSTO DE INVERSIÓN (M\$)	COSTO DE OPERACIÓN (M\$)	COSTO DE DÉFICIT (M\$)	TOTAL
Escenarios	REGMHTCB9	1,485.62	1,870.66	1,572	3,337.75
	REGMHTGDC9	1,484.26	1,678.95	1,572	3,344.78
	REGMHTTLA9	1,522.35	1,789.46	1,571	3,330.42
Casos de Sensibilidad	REGMHTCB9A	1,400.44	1,930.74	1,584	3,332.74
	REGMHTCB9D	1,452.48	1,880.57	1,563	3,334.36
	REGMHTCB9F	1,704.95	2,062.80	1,572	3,788.23
	REGMHTCB9H	1,485.62	1,848.80	1,572	3,315.96
	REGMHTCB9I	1,465.62	2,439.72	2,489	3,507.81



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, caso REGMHTCB9. Entre los cuales se contempla el atraso de los proyectos hidroeléctricos como Chan I y Chan II, el atraso de los proyectos hidroeléctricos Pando y Monte Lirio, la incorporación en el 2013 de un Suministro térmico de 250 MW a carbón, atraso de una año en la entrada de SIEPAC y la utilización de la proyección alta de combustibles en el Caso de Referencia..

Para efectos de comparación y referencia se utilizaron los resultados de la rentabilidad del Plan REGMHTCB9, como caso de referencia en la cual la mayor parte de los proyectos hidroeléctricos superan los criterios de aceptación, con la excepción de los proyectos Chan II y el Alto. En el sector térmico, de los cuatro proyectos solo el proyecto El Giral en base a motores de media velocidad, no satisface los criterios de aceptación de rentabilidad de los inversionistas.

Al evaluar los efectos de atrasos en el inicio de operaciones de los proyectos hidroeléctricos Chan I y Chan II, Pando y Monte Lirio, la incorporación al sistema de un proyecto 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 del proyecto termoeléctrico El Giral, pero no suficientes para superar los criterios de decisión económica.

Entretanto, se observa que el atraso en la incorporación de Chan I y Chan II, caso de sensibilidad REGMHTCB9A, representa una disminución en los flujos de caja del proyecto Chan I, aunque el atraso desmejora la rentabilidad, su impacto no es suficiente para variar la decisión de inversión., en el proyecto Chan II el atraso tiene efecto devastadores sobre la rentabilidad del proyecto.

Con el atraso de Pando y Monte Lirio, caso de sensibilidad REGMHTCB9D, también se aprecia una disminución en los flujos de caja de estos proyectos con respecto al caso de referencia. Para ambos proyectos se observa una caída promedio de cuatro unidades porcentuales de la TIR, así como un incremento de dos a cuatro años de su periodo de recuperación del capital invertido.

Partiendo del supuesto de la incorporación de una central imprevista de carbón dentro un escenario de crecimiento de igual demanda, REGMHTCB9F se obtuvo una reducción progresiva de los costos marginales en comparación con los del caso REGMHTCB9. Dada la situación de sobre-equipamiento que se presenta en el sistema con respecto a una demanda inamovible. Esto representa una merma mínima en la rentabilidad de los proyectos térmicos el cual se refleja en el valor presente neto y la tasa interna de retorno de los proyectos termoeléctricos, ya que



los proyectos de menor mérito no son llamados a generar en el despacho en igual medida que para el caso REGMHTCB9.

Al considerar el macro-escenario regional con un retraso de un año en la incorporación del proyecto SIEPAC, se percibe una reducción progresiva e intermitente de los costos marginales de Panamá en el periodo 2010 al 2020, al evitar despachar las centrales más caras lo que ocasiona una disminución de los costos marginales y de los flujos de caja de todos los proyectos térmicos y por ende, en el valor presente neto de la mayoría de los proyectos de expansión contemplados en el caso REGMHTCB9H. Bajo este supuesto, de atraso de SIEPAC se origina una reducción en el periodo de recuperación de los proyectos térmicos de expansión disponibles en el periodo 2009 -2013.

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 REGMHTCBI, se observó un incremento en los costos marginales de Panamá, lo cual elevó el costo operativo de los proyectos térmicos manteniendo los ingresos por energía y potencia, en ausencia de protocolos de indexación de precios. Con lo que los proyectos CB 250a y El Giral desmejoran tanto que se hacen inviables financieramente, en el caso de los proyectos térmicos exitosos como la Reconversión del Carbón así como Termo Colón, en ambos su rentabilidad se ve afectada negativamente en más de 50%, sin que la misma sea elemento de juicio para variar la decisión de inversión.

En este punto es necesario mencionar la situación especial de los proyectos eólicos, en especial el proyecto Toabre, el cual debe iniciar operaciones en el año 2011. El proyecto no supera los indicadores de aceptación de los inversionistas en ninguno de los planes y mucho menos es afectado positivamente en los casos de sensibilidad.

Con un costo de operación bajo, el proyecto no supera los indicadores de autosuficiencia, en razón que los ingresos del mismo no permite la recuperación del capital invertido por la propia idiosincrasia del proyecto de no aportar una potencia firme, con lo cual el proyecto deja de recibir ingresos significativos del sistema.

Paradójicamente siendo un proyecto que opera con un recurso libre, nacional y alternativo, con claros beneficios para la población nacional, como son la disminución de los gases invernaderos, su influencia positiva en la balanza de pagos, por la disminución significativa en el volumen de barriles de petróleo equivalente (BEP), resulta inviable financieramente desde el punto de vista de los inversionistas, en razón que sus importantes beneficios totales no son cuantificados y reconocidos por la metodología general aplicada en este análisis de riesgos.



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 2009 - 2023 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 2009. La distribución de cargas por barra se realizó en base a las demandas reales por punto de entrega registradas durante el año 2008.

Para el horizonte 2009 – 2022 se incluyeron los proyectos de generación obtenidos en los distintos escenarios del Plan Indicativo de Generación, entregado a la ASEP en abril de 2009.

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 2008, aprobado por la ASEP de acuerdo a la Resolución AN No. 2296-Elec del 30 de diciembre de 2008 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 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.

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 2009 a 2012.

El análisis de corto plazo es la base para realizar el análisis de largo plazo, en el cual se incluye la identificación del plan de expansión óptimo con base en los proyectos candidatos, sus costos de inversión y la incidencia de éstos en los costos de operación. En la Figura 1.1 se ilustra esquemáticamente el procedimiento del análisis de largo plazo.

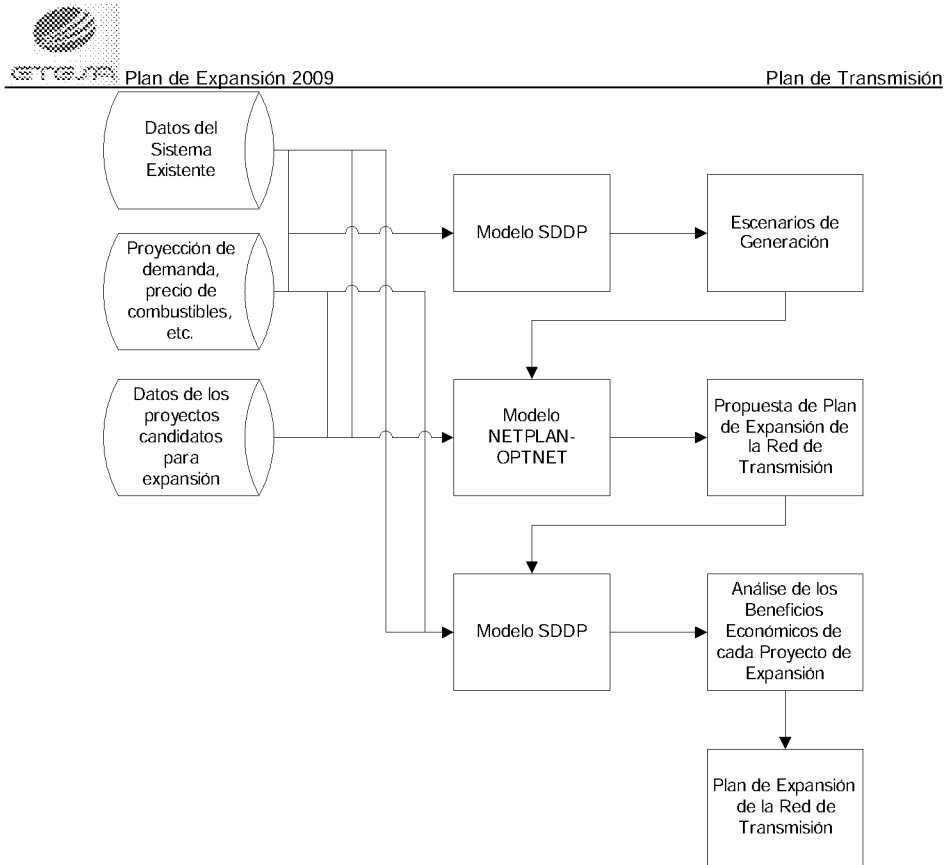


Figura 1.1 Metodología

1.4 CRITERIOS

De acuerdo al Reglamento de Transmisión y por las características del sistema eléctrico se utilizará el Criterio de Seguridad N-1 en las líneas del Sistema Principal de Transmisión. Igualmente, el Reglamento de Transmisión especifica el nivel de tensión aceptable en los puntos de interconexión de las empresas 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 2009) 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 2009-2012) 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:

1. Adición en S/E Caldera 115/34.5 KV
2. S/E Concepción 230 KV
3. L. T. Santa Rita – Panamá II 115 KV y ampliaciones en ambas subestaciones
4. L. T. Guasquitas – Changuinola 230 KV (adición segundo circuito) y ampliaciones en subestaciones
5. Refuerzo S/E Panamá Etapa 1
6. Adquisición de nave 3 de S/E Fortuna
7. Banco de Capacitores de 120 MVAR en S/E Panamá II 115 KV
8. Banco de Capacitores de 90 MVAR en S/E Llano Sánchez 115 KV
9. Repotenciación L. T. Guasquitas - Veladero - Llano Sánchez - Panamá II 230 KV
10. Compensación Serie L. T. Guasquitas - Veladero - Llano Sánchez - Panamá II 230 KV
11. Adición transformador T4 S/E Panamá
12. Refuerzo S/E Las Guías 230 KV

En el Capítulo No. 6 se presenta con mayor detalle todos los proyectos del corto plazo.

1.7 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LARGO PLAZO

En el horizonte de largo plazo (2013 – 2023), 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 adición de un banco de capacitores de 60 MVAR (2 x 30 MVAR) en el patio de 115 KV de la S/E Panamá 115 KV para el año 2015.
- Refuerzo Guasquitas – Llano Sánchez – Panamá II 230 KV Etapa 1: es necesario reforzar el sistema de transmisión mediante la construcción de



Plan de Expansión 2009

Plan de Transmisión

una nueva línea de transmisión Guasquitas – Llano Sánchez –Panamá II 230 KV, doble circuito, montando inicialmente un circuito, para el año 2015.

- Refuerzo Guasquitas – Fortuna 230 KV: es necesario reforzar el sistema de transmisión mediante la construcción de una nueva línea de transmisión Guasquitas – Fortuna 230 KV, circuito sencillo, para el año 2015.
- 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 2018.
- Refuerzo Santa Rita – Panamá II 230 KV: es necesario energizar en 230 KV la esta línea (operada inicialmente en 115 KV), para el año 2021.
- Adición de Transformador T3 230/115 KV en Subestación Panamá II: debido al incremento de carga del área metropolitana y la necesidad de cumplir con el Criterio de Seguridad N-1 ante la pérdida de uno de los transformadores T1 o T2 de esta subestación, es necesario adicionar un tercer transformador T3 230/115 KV, 105/140/175 MVA en esta subestación para inicios del año 2016.

1.8 CONCLUSIONES

CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

- El sistema actual, año 2009, 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 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.
- El sistema presenta un costo operativo adecuado dada su composición sin restricciones de transmisión. Lo que implica que los proyectos planteados en planes de expansión anteriores fueron bien definidos, ya que ofrecen una operación confiable, de mínimo costo y sin déficit esperado. El costo de la generación se afecta principalmente por los costos de combustibles y no por la falta de transmisión.



- Es importante destacar que actualmente se está atravesando por un incremento generalizado en los costos del petróleo, lo que afecta el costo de los combustibles y a su vez incrementa de manera importante el costo operativo de un sistema donde la generación térmica tiene un componente importante.
- Adicionalmente, para este plan el costo del déficit es de 1850 USD/MWh, independientemente del porcentaje de racionamiento esperado, siendo que en planes anteriores ese costo era de 350 USD/MWh. Por lo anterior, cualquier racionamiento evitado tiene un peso relevante en los beneficios de cada proyecto que lo elimine.
- En caso de que se logren desarrollar los proyectos de generación hidráulica definidos en los Escenarios 1, 2 y 3 en los cuáles aparecen más de 900 MW de proyectos de generación hidro y eólica, 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, además de la repotenciación de los circuitos existentes Guasquitas – Veladero - Llano Sánchez - Panamá II 230 KV a un mínimo de 314 MVA y la compensación serie a 50% de los mismos. 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.

1.9 RECOMENDACIONES

Año 2009:

- Terminar la construcción de Ampliación de S/E Caldera 115/34.5 KV.
- Terminar la adquisición de la nave 3 de la S/E Fortuna 230 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



Plan de Expansión 2009

Plan de Transmisión

- Instalación de un Banco de Capacitores de 120 MVAR en la Subestación Panamá II 115 KV.

Año 2012:

- Refuerzo S/E Las Guías.
- Refuerzo S/E Panamá Etapa 1
- 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.
- Repotenciación de líneas Guasquitas - Veladero – Llano Sánchez – Panamá II.
- Compensación serie 50% de las líneas Guasquitas - Veladero – Llano Sánchez – Panamá II.

Año 2015:

- Refuerzo L.T. Guasquitas – Llano Sánchez – Panamá II 230 KV (un circuito inicialmente, 2 conductores por fase 750 ACAR)
- Refuerzo L.T. Guasquitas – Fortuna 230 KV, un circuito sencillo, conductor 1200 ACAR.
- Adición de Banco de Capacitores de 60 MVAR adicionales en S/E Panamá 115 KV.

Año 2016:

- Instalación del transformador T3 de 230/115 KV, 105/140/175 MVA de la subestación Panamá II
- Refuerzo Subestaciones Antón y Panamá 230 KV Etapa 2

Año 2018:

- Adición del segundo circuito en la línea de transmisión Guasquitas – Llano Sánchez – Panamá II 230 KV

Año 2021:

- Energizar en 230 KV la línea de transmisión Santa 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 2009 – 2023.

En el Anexo 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.



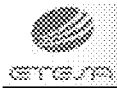
Plan de Expansión 2009

Plan de Transmisión

Equipo	Año	Costo Miles B/.
Sistema Principal		
Nave 3 S/E Fortuna 230 KV	2009	2,170
Refuerzo Santa Rita – Panamá II 115 KV	2011	16,037
Refuerzo Guasquitas – Changuinola 230 KV	2011	10,481
Banco de Capacitores 120 MVAR S/E Panamá II	2011	3,781
Sistema de Comunicaciones	2011	1,518
Refuerzo S/E Las Guías 230 KV	2012	3,881
Refuerzo S/E Panamá Etapa 1	2012	5,990
Adición Transformador T4 S/E Panamá	2012	8,331
Banco de Capacitores 90 MVAR S/E Llano Sánchez	2012	2,836
Repotenciación Líneas GUASQ - VEL - LLS - PAN II	2012	8,320
Compensación Serie Líneas GUASQ-VEL - LLS - PAN II	2012	43,820
Banco de Capacitores 60 MVAR S/E Panamá	2015	1,778
Refuerzo Guasquitas - Llano Sánchez - Panamá II 230 KV Etapa 1	2015	146,948
Refuerzo S/E Antón y Panamá 230 KV Etapa 2	2016	10,841
Adición Transformador T3 S/E Panamá II	2016	7,362
Refuerzo Guasquitas - Llano Sánchez - Panamá II 230 KV Etapa 2	2018	39,992
Refuerzo Santa Rita – Panamá II 230 KV	2021	18,368
Plan de Reposición		
Protecciones	2009-2011	1,479
Subestaciones	2009-2012	2,323
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	8,500
Plan de Planta General		
	2010-2013	19,169
Sistema de Conexión		
	2010-2016	38,867

Tabla 1.1 Propuesta Plan de Expansión de Transmisión 2009 – 2023

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.



Plan de Expansión 2009

Plan de Transmisión

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 2008	Observación	Nueva Fecha Plan 2009	Costo (Miles de B/.)
1	TOTAL				339,346
2					
3	PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO				105,648
4	AMPLIACIONES MAYORES				105,648
5	REFUERZO SANTA RITA - PANAMA II 115 KV				16,037
6	LINEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAG -PMA II, OP. 115 KV y CHAG-CAC 115)	01/07/2011	Cambio de fecha	14/11/2011	10,388
7	ADICION S/E SANTA RITA 115 KV	01/07/2011	Cambio de fecha	14/11/2011	3,669
8	ADICION S/E PANAMA II 115 KV	01/07/2011	Cambio de fecha	14/11/2011	1,979
9	REFUERZO GUASQUITAS - CHANGUINOLA				10,481
10	L/T GUASQ. - CHANG. ADICION 2da CTO. 230 KV	01/07/2011		01/07/2011	5,759
11	ADICION S/E CHANGUINOLA 230 KV	01/07/2011		01/07/2011	2,361
12	ADICION S/E GUASQUITAS 230 KV	01/07/2011		01/07/2011	2,361
13	REFUERZO S/E PANAMA ETAPA 1				5,990
14	L/T SUBT. PANAMA DOBLE CTO. (SECCIONA ANTON - PAN II 230 KV)	01/07/2012		01/07/2012	2,242
15	ADICION S/E PANAMA 230 KV	01/07/2012		01/07/2012	3,748
16	NAVE 3 S/E FORTUNA	01/10/2009		01/10/2009	2,170
17	BANCO CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II	01/07/2011		01/07/2011	3,781
18	BANCO CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ	01/07/2012		01/07/2012	2,836
19	REPOTENCIACION LINEAS GUASQ-VEL-LLS-PAN II 230 KV		Nuevo	01/07/2012	8,320
20	ADICION T4 S/E PANAMA	01/07/2012		01/07/2012	8,331
21	REFUERZO S/E LAS GUÍAS	01/07/2011	Cambio de fecha	01/07/2012	3,881
22	COMPENSACION SERIE 50% GUASQ-VEL-LLS-PAN II		Nuevo	01/07/2012	43,820
23					
24	PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO				233,181
25	REFUERZO GUASQUITAS - LLANO SANCHEZ - PANAMA II ETAPA 1				146,948
26	L/T GUASQUITAS - LLANO SANCHEZ DOBLE CTO. 1 CTO. INICIAL ZGPF	01/01/2013	Cambio de Fecha	17/01/2014	69,726
27	L/T LLANO SANCHEZ - PANAMA II DOBLE CTO. 1 CTO. INICIAL ZGPF	01/01/2013	Cambio de Fecha	17/01/2014	69,726
28	ADICION S/E GUASQUITAS 230 KV	01/01/2013	Cambio de Fecha	17/01/2014	1,387
29	ADICION S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	01/01/2013	Cambio de Fecha	17/01/2014	3,748
30	ADICION S/E PANAMA II 230 KV	01/01/2013	Cambio de Fecha	17/01/2014	2,361
	REFUERZO S/E GUASQUITAS - FORTUNA				6,230
	L/T GUASQUITAS - FORTUNA 230 KV)	01/07/2012	Cambio de Fecha	01/07/2015	2,482
	ADICION S/E GUASQUITAS 230 KV	01/07/2012	Cambio de Fecha	01/07/2015	1,387
	ADICION S/E FORTUNA 230 KV	01/07/2012	Cambio de Fecha	01/07/2015	2,361
31	REFUERZO S/E ANTON Y PANAMA ETAPA 2				11,025
32	L/T ANTON 230 KV (SEC. LLS - PAN II 203 KV)	01/07/2016		01/07/2016	194
33	L/T PANAMA 230 KV SUBTERRANEA (SEC. LLS - PAN II 230 KV)	01/07/2016		01/07/2016	2,361
34	ADICION S/E ANTON 230 KV	01/07/2016		01/07/2016	3,748
35	ADICION S/E PANAMA 230 KV	01/07/2016		01/07/2016	4,722
36	REFUERZO GUASQUITAS - LLANO SANCHEZ - PANAMA II ETAPA 2				39,992
37	L/T GUASQUITAS - LLANO SANCHEZ DOBLE CTO. AD. 2da CTO.	01/07/2016		01/07/2016	15,761
38	L/T LLANO SANCHEZ - PANAMA II DOBLE CTO. AD. 2da CTO.	01/07/2016		01/07/2016	15,761
39	ADICION S/E GUASQUITAS 230 KV	01/07/2016		01/07/2016	2,361
40	ADICION S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	01/07/2016		01/07/2016	3,748
41	ADICION S/E PANAMA 230 KV	01/07/2016		01/07/2016	2,361
42	REFUERZO SANTA RITA - PANAMA II 230 KV				18,846
43	ADICION S/E SANTA RITA 230 KV	01/01/2016	Cambio de Fecha	01/01/2021	14,124
44	ADICION S/E PANAMA II 230 KV	01/01/2016	Cambio de Fecha	01/01/2021	4,722
45	TRANSFORMADORES				7,362
46	T3 S/E PANAMA II	01/01/2016		01/01/2016	7,362
47	CAPACITORES				1,778
48	ADICION 60 MVAR S/E PANAMA	01/07/2016	Cambio de Fecha	01/07/2015	1,778
49					
50	PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES				1,618
51	MIGRACION VHF A UHF	01/10/2011		01/10/2011	1,518



Plan de Expansión 2009

Plan de Transmisión

**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA
PLAN DE INVERSIÓN
PLAN DE REPOSICIÓN Y PLANTA GENERAL
(MILES DE B/.)**

	DESCRIPCIÓN	Fecha de Inicio de Operación Aprobada 2008	Observación	Nueva Fecha Plan 2009	Costo (Miles de B/.)
1	TOTAL				81,799
2					
3	PLAN DE REPOSICIÓN				11,469
4	REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO				6,840
5	PROTECCIONES				1,479
6	REEMPLAZO Y ADQUISICION DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II	01/03/2011		01/03/2011	1,479
7	SUBESTACIONES				5,361
8	REPLAZO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL	01/02/2010		01/02/2010	665
9	REPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E PANAMA	30/12/2010		30/12/2010	695
10	REPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E MATA DE NANCE	30/12/2011		30/12/2011	695
11	REPLAZO TRANSFORMADOR T2 S/E MATA DE NANCE	01/07/2012		01/07/2012	3,306
12	REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO				4,629
13	SUBESTACIONES				4,629
14	REPLAZO TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA	01/07/2016		01/07/2016	4,629
15					
16	PLAN DE PLANTA GENERAL				19,169
17	ADQUISICION EQUIPO MONITOREO EN LINEA DE TRANSFORMADORES	25/03/2010		25/03/2010	479
18	AUTOMATIZACION E INTEGRACION SUBESTACIONES	30/12/2009		30/12/2009	207
19	TORRES DE EMERGENCIA		Nuevo	30/12/2011	794
20	EDIFICIO-ETESA	30/12/2011		30/12/2011	10,700
21	EQUIPO DE INFORMATICA	30/12/2013		30/12/2013	4,225
22	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR	30/12/2013		30/12/2013	2,764
23					
24	SISTEMA DE CONEXIÓN				28,967
25	NUEVA S/E LAS GUIAS 230 KV (EDEMET)	30/12/2010		30/12/2010	3,881
26	NUEVA S/E ANTON 230 KV (ENRILEWS)	01/07/2011		01/07/2011	3,881
27	NUEVA S/E CANAZAS (PTP)		Nuevo	31/12/2009	3,881
28	NUEVA S/E CHAN 1 (AES)		Nuevo	01/12/2011	3,881
29	AMPLIACION S/E GUASQUITAS (SUEZ-BONTEX)		Nuevo	01/07/2010	2,450
30	ADICION T3 S/E LLANO SANCHEZ	01/07/2011	Cambio de Fecha	01/10/2011	6,844
31	ADICION T3 S/E CHORRERA	01/07/2012		01/07/2012	6,517
32	REPLAZO INTERRUPTORES 34.5 KV S/E MATA DE NANCE	30/12/2011		30/12/2011	176
33	REPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E LLANO SANCHEZ	30/12/2011		30/12/2011	417
34	REPLAZO INTERRUPTORES 34.5 KV S/E LLANO SANCHEZ	30/12/2011		30/12/2011	176
35	REPLAZO T1 S/E LLANO SANCHEZ	01/07/2015		01/07/2015	3,306
36	REPLAZO T2 S/E CHORRERA	01/07/2016		01/07/2016	3,306
37	REPLAZO T12 S/E CHORRERA (ATERRIAJE)	01/07/2013		01/07/2013	150
38					
39	PLAN ESTRATEGICO				12,284
40	AMPLIACION S/E CALDERA 115/34.5 KV	30/06/2009	Cambio de Fecha	01/07/2009	3,845
41	S/E CONCEPCION 230/34.5 KV	01/07/2010	Cambio de Fecha	01/02/2011	8,449



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 2009-2023 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 (2009 – 2012)
- 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 presenta el plan de expansión del sistema de comunicación
- Capítulo 12: se presenta el plan de reposición de corto plazo
- Capítulo 13: se presenta el plan de reposición de largo plazo
- Capítulo 14: se presenta el plan de planta general
- Capítulo 15: se presenta el plan de ampliaciones de conexión
- Capítulo 16: se presenta el plan de expansión de transmisión estratégico
- Capítulo 17: se presenta las conclusiones del plan
- Capítulo 18: se presentan las recomendaciones del plan

2.1 INFORMACIÓN UTILIZADA

2.1.1 DEMANDA

El pronóstico de demanda utilizado en el presente Plan de Expansión es el realizado por ETESA y presentado en el informe Estudios Básicos, entregado a la ASEP en enero de 2009. En las siguientes tablas se presenta un resumen del pronóstico de demanda, tanto en energía como potencia, del año 2009 al 2022.

Tabla 2.1 Proyección de Demanda Media: Período 2009 – 2012

Año	Demanda Máxima MW	Consumo Anual GWh	Tasa de Crecimiento %	
			Potencia	Energía
2009	1121.2	6944.6		
2010	1166.4	7224.3	4.03	4.03
2011	1214.5	7527.4	4.13	4.20
2012	1258.3	7803.4	3.60	3.67

Tabla 2.2 Proyección de Demanda y Energía: Período 2013 – 2023

Año	Escenario Medio	
	Energía (GWh)	Potencia (MW)
2013	8078.3	1301.7
2014	8380.0	1349.5
2015	8713.5	1402.3
2016	9080.0	1460.3
2017	9452.7	1519.3
2018	9849.4	1582.0
2019	10239.2	1643.6
2020	10631.0	1705.4
2021	10995.8	1762.8
2022	11375.5	1822.5
2023	11766.4	1883.9

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



Plan de Expansión 2009

Plan de Transmisión

su entrada en operación en el periodo 2009-2012. En este periodo se tienen varios proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos que ya están prontos a iniciar construcción o se encuentran en construcción..

A continuación se presenta una tabla con los datos de estos proyectos y la fecha considerada en este plan para su entrada en operación.

Tabla 2.3 Proyectos de Generación de 2009– 2012

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
2009	C. T. Termocolón	150.0
2010	C. T. Bahía Las Minas (conversión a carbón)*	120.0
2010	C. H. Algarrobos	9.9
2010	C. H. Mendre	19.8
2010	C. H. Gualaca	25.1
2010	C. H. Lorena	35.7
2010	C. H. Potrerillos	4.2
2010	C. H. Cochea	12.5
2011	C. H. Bonyic	30.0
2011	C. H. Pedregalito	20.0
2011	C. H. Bajo de Mina	52.4
2011	C. H. Macano	3.4
2011	C. Eólica Toabré	150.0
2011	C. H. Baitún	86.0
2011	C. H. Prudencia	56.2
2011	C. H. Las Perlas Norte	10.0
2011	C. H. Las Perlas Sur	10.0
2011	C. H. Porvenir Norte	3.3
2012	C. H. Changuinola 1	223.0
2012	C. H. Pando	32.0
2012	C. H. Monte Lirio	51.6
2012	C. H. Tabasara II	34.5
2012	C. H. El Alto	60.0
2012	C. H. Barro Blanco	19.8
	TOTAL	1,099.0

* 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, 2013 – 2022, 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 2013 – 2022

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
2015	C. H. Changuinola 2	214.0
2016	C. H. El Sindigo	10.0



Plan de Expansión 2009

Plan de Transmisión

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
2021	C. T. Carbon	250.0
	TOTAL	565.0

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 REGMHTCB3				Caso REGMHTGDC3				Caso REGMHTLA4							
	Proyecto	Capacidad (MW)			Proyecto	Capacidad (MW)			Proyecto	Capacidad (MW)						
		Hidro	Termo	Eólica	Total		Hidro	Termo	Eólica	Total		Hidro	Termo	Eólica	Total	
2009	El Giral Terme Galán		50.0		200.0	El Giral Terme Galán		50.0		200.0	El Giral Terme Galán		50.0		200.0	
2010	Gualaca	25.1				Gualaca	25.1				Gualaca	25.1				
	Mendre	19.8				Mendre	19.8				Mendre	19.8				
	Potrerillos	4.2				Potrerillos	4.2				Potrerillos	4.2				
	Cochea	12.5				Cochea	12.5				Cochea	12.5				
	Algarrobos	9.9				Algarrobos	9.9				Algarrobos	9.9				
	BLM-Carbon (1) Lorena	35.7			107.2	BLM-Carbon (1) Lorena	35.7			107.2	BLM-Carbon (1) Lorena	35.7			107.2	
2011	Bonyic	30.0				Bonyic	30.0				Bonyic	30.0				
	Pedregalito	20				Pedregalito	20				Pedregalito	20				
	Bajo de Mina	52.4				Bajo de Mina	52.4				Bajo de Mina	52.4				
	Macano	3.4				Macano	3.4				Macano	3.4				
	Baitun	86				Baitun	86				Baitun	86				
	Toabre		150.0			Toabre		150.0			Toabre		150.0			
	Prudencia	56.2				Prudencia	56.2				Prudencia	56.2				
	Las Perlas Norte Las Perlas Sur El Porvenir Norte	10 10.0 3.3			421.3	Las Perlas Norte Las Perlas Sur El Porvenir Norte	10 10.0 3.3			421.3	Las Perlas Norte Las Perlas Sur El Porvenir Norte	10 10.0 3.3			421.3	
2012	Pando	32.0				Pando	32.0				Pando	32.0				
	Monte Lirio	51.6				Monte Lirio	51.6				Monte Lirio	51.6				
	Tabasara II	34.5				Tabasara II	34.5				Tabasara II	34.5				
	El Alto	60.0				El Alto	60.0				El Alto	60.0			105.0	
	Barro Blanco	19.8			420.9	Barro Blanco	19.8			420.9	Barro Blanco	19.8			525.9	
2013															0.0	
2014															0.0	
2015	Chan II	214.0			214.0	Chan II	214.0			214.0	Chan II	214.0			214.0	
2016	Sindigo	10.0			10.0	Sindigo	10.0			10.0	Sindigo	10.0			10.0	
2017					0.0					0.0						
2018					0.0					0.0						
2019					0.0					0.0						
2020					0.0					0.0					0.0	
2021	CB-250A		250.0		250.0	CCGN 250-A		250.0		250.0	CCGN 250-A		250.0		250.0	
2022					0.0					0.0						
2023					0.0					0.0						
Total del Plan		1023.4	450.0	150.0	1623.4	Total del Plan	1023.4	450.0	150.0	1623.4	Total del Plan	1023.4	450.0	255.0	1728.4	
Total Existente		782.0	516.0		1298.0									59%	26%	15%

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



2.1.3 PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE 2008

Se utilizan como referencia los proyectos aprobados por la ASEP del Plan de Expansión 2008, los cuales se presentan en la Tabla 2.6.

Tabla 2.6 Programa de Obras de Transmisión 2008 – 2016 del Plan de Expansión 2008

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



Plan de Expansión 2009

Plan de Transmisión

2.1.4 PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2009

El programa de obras propuesto por ETESA en este plan de expansión es el siguiente:

Equipo	Año	Costo Miles B/.
Sistema Principal		
Nave 3 S/E Fortuna 230 KV	2009	2,170
Refuerzo Santa Rita – Panamá II 115 KV	2011	16,037
Refuerzo Guasquitas – Changuinola 230 KV	2011	10,481
Banco de Capacitores 120 MVAR S/E Panamá II	2011	3,781
Sistema de Comunicaciones	2011	1,518
Refuerzo S/E Las Guías 230 KV	2012	3,881
Refuerzo S/E Panamá Etapa 1	2012	5,990
Adición Transformador T4 S/E Panamá	2012	8,331
Banco de Capacitores 90 MVAR S/E Llano Sánchez	2012	2,836
Repotenciación Líneas GUASQ - VEL - LLS - PAN II	2012	8,320
Compensación Serie Líneas GUASQ-VEL - LLS - PAN II	2012	43,820
Banco de Capacitores 60 MVAR S/E Panamá	2015	1,778
Refuerzo Guasquitas - Llano Sánchez - Panamá II 230 KV Etapa 1	2015	146,948
Refuerzo S/E Antón y Panamá 230 KV Etapa 2	2016	10,841
Adición Transformador T3 S/E Panamá II	2016	7,362
Refuerzo Guasquitas - Llano Sánchez - Panamá II 230 KV Etapa 2	2018	39,992
Refuerzo Santa Rita – Panamá II 230 KV	2021	18,368
Plan de Reposición		
Protecciones	2009-2011	1,479
Subestaciones	2009-2012	2,323
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	8,500
Plan de Planta General		
	2010-2013	19,169
Sistema de Conexión		
	2010-2016	38,867

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 2 de proyectos candidatos.



2.1.6 INFORMACIÓN PARA EL MODELO ENERGÉTICO

Se tomó la base de datos del SDDP⁴³, la cual incluye la información de la generación y demanda para tres escenarios definidos de acuerdo a lo mostrado en la tabla 2-8.

Tabla 2-8 Escenarios para el análisis energético

Caso	Nombre	Descripción
1	REGMHTCB9	Escenario de generación hidrotérmico y Carbón con proyección de demanda media
2	REGMHTGDC9	Escenario de generación hidrotérmico con carbón y gas natural con proyección de demanda media
3	REGMHTTLA9	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 2009-2023, 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 2009 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, 2023, se modela el sistema con más de 133 barras, 197 líneas y 86 transformadores.

En el modelo de red se incluyen todas las barras de 230 KV, 115 KV, 44 KV y las barras de 34.5 KV de las principales subestaciones de ETESA en el interior del país, Chorrera, Llano Sánchez, Mata de Nance, Progreso y Changuinola.

Para los estudios de estabilidad los generadores se modelan con sus reguladores de velocidad, tensión y estabilizadores de potencia.

⁴³ El Modelo de Planeamiento de la Operación Dual Estocástico (o en inglés, SDDP: Stochastic Dual Dynamic Programming), es un programa de optimización diseñado para calcular la política de operación óptima de sistemas hidrotérmicos. El modelo SDDP es un modelo muy utilizado en muchos países del mundo con bastante éxito ya que el algoritmo está diseñado para sistema hidrotérmicos como el Panameño cuyo despacho se define por la optimización de costos de producción. (<http://www.psr-inc.com.br/sddp.asp>)



Plan de Expansión 2009

Plan de Transmisión

La información de detalle eléctrico fue utilizada para alimentar el modelo Power System Simulator for Engineering (PSS/E) el cual permite simular el estado estacionario y realizar simulaciones de confiabilidad. En el Anexo 10 se describen las características de este modelo.



Capítulo 3: Descripción del Sistema de Transmisión

3.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El Sistema de Transmisión de ETESA está conformado por líneas de 230 y 115 KV. La longitud total de líneas de 230 KV es de 883 Km. en líneas de doble circuito y 183.7 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 39.9 Km. La Tabla 3-1 a continuación presenta las líneas de transmisión de ETESA, su año de entrada en operación, longitud y capacidad en MVA, tanto para condiciones de operación normal como en contingencia.

Tabla 3-1 Líneas de Transmisión de ETESA

LINEAS DE 230 Y 115 KV DE ETESA							
LINEAS	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		
			TOTAL x CIRCUITO		1,765.98		
	CIRCUITO SENCILLO	230-9	MATA NANCE - PROGRESO	1986	54.00	193.0	366.0
230-10		PROGRESO - FRONTERA	1986	9.70	193.0	366.0	
230-18		FORTUNA - GUASQUITAS	2003	16.00	225.0	450.0	
230-20		FORTUNA - CHANGUINOLA	2009	104.00	225.0	450.0	
			TOTAL		183.70		
		TOTAL x CIRCUITO		1,949.68			
LINEAS DE 115 DOBLE CIRCUITO	115-1A,2A	CACERES - STA. RITA	2004	46.60	150.0	175.0	
	115-1B,2B	STA. RITA - B.L.MINAS	2004	6.20	150.0	175.0	
	115-3A,B 4A,B	PANAMA - CHILIBRE - BLM	1972	54.00	93.0	175.0	
	115-15,16	MATA NANCE - CALDERA	1979	25.00	93.0	175.0	
			TOTAL		131.80		
		TOTAL x CIRCUITO		263.60			
CIRCUITO SENCILLO	115-12	PANAMA - CACERES	1976	0.80	93.0	175.0	
	115-17	CALDERA - LA ESTRELLA	1979	5.80	93.0	175.0	
	115-18	CALDERA - LOS VALLES	1979	2.00	93.0	175.0	
	115-19	CALDERA - PAJA DE SOMBRERO	1982	0.50	93.0	175.0	
	115-25	PROGRESO - CHARCO AZUL	1988	30.00	93.0	175.0	
	115-37	PANAMA - CACERES SUBT.	2008	0.80	142.0	178.0	
			TOTAL		39.90		
		TOTAL		303.50			



ETESA cuenta con un total de trece 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 ocho subestaciones reductoras: Panamá II, Panamá, Chorrera, Llano Sánchez, Mata de Nance, Progreso, Charco Azul y Changuinola.

El principal centro de carga está ubicado en el área metropolitana de la ciudad de Panamá, donde se concentra aproximadamente el 70% de la demanda del país. Para servir esta demanda, ETESA cuenta con dos subestaciones reductoras, Panamá y Panamá II y una subestación seccionadora, Cáceres. Estas subestaciones alimentan por medio de líneas de 115 KV, propiedad de las empresas distribuidoras, las subestaciones de distribución propiedad de la empresa EDEMET (Locería, Marañón, Centro Bancario y San Francisco) y de Elektra Noreste (Santa María, Monte Oscuro, Tinajitas, 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), las subestaciones Mata de Nance, Progreso, Caldera y Charco Azul alimentan el área de la provincia de Chiriquí y la subestación Changuinola alimenta a la provincia de Bocas del Toro (Changuinola, Almirante y Guabito).

La Tabla 3-2 a continuación presenta un detalle de las subestaciones reductoras de ETESA y la capacidad de transformación actual de cada una de ellas.



Plan de Expansión 2009

Plan de Transmisión

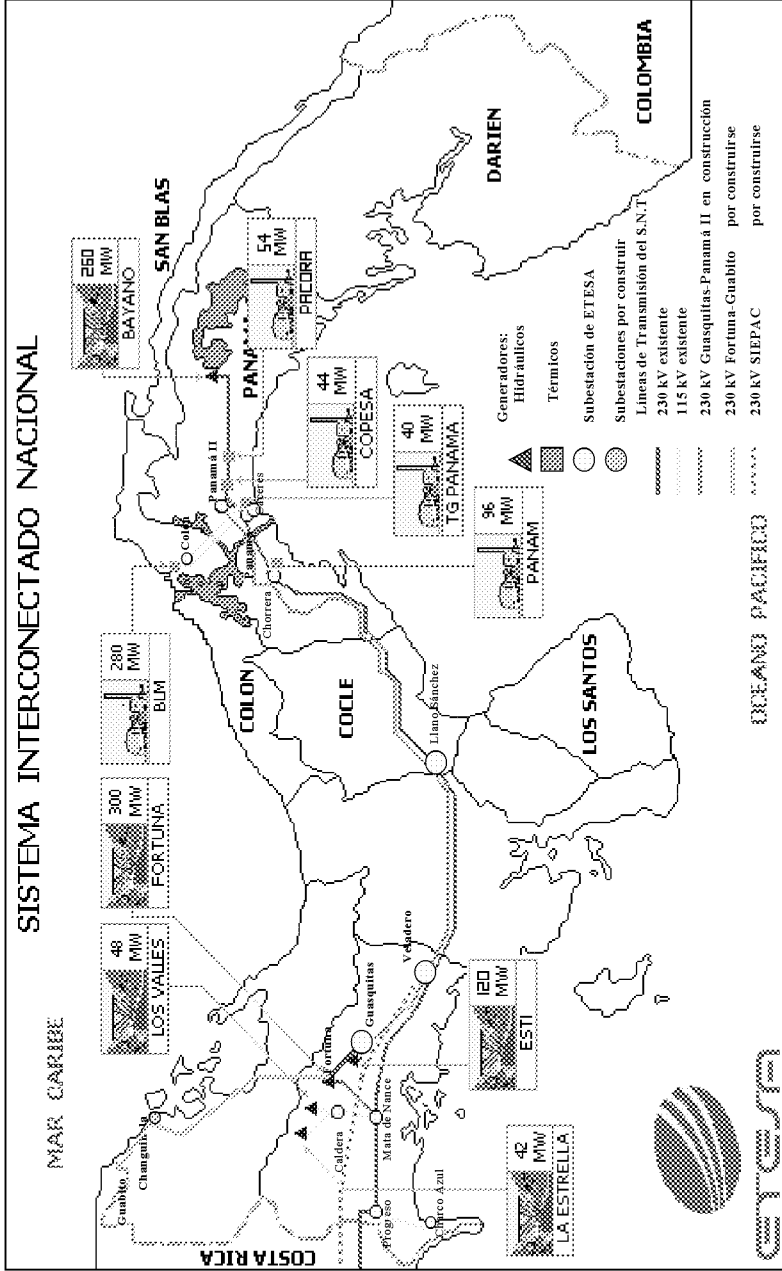
Tabla 3-2 Transformadores de ETESA

TRANSFORMADORES DE ETESA										
SUBSTACION	No.	CAPACIDAD (MVA)			CAPACIDAD	ELEVADOR REDUCTOR	VOLTAJES (KV)			CONEXION
		OA	FA	FOA			ALTA	BAJA	TERCI.	
PANAMA 2	1	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL
PANAMA 2	2	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL
PANAMA	1	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL
PANAMA	2	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL
PANAMA	3	210	280	350	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL
CHORRERA	1	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL
CHORRERA	2	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL
LLANO SANCHEZ	1	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL
LLANO SANCHEZ	2	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL
MATA DE NANCE	1	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL
MATA DE NANCE	2	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL
MATA DE NANCE	3	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL
PROGRESO	1	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL
PROGRESO	2	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL
CHARCO AZUL	1	18	24	24	OA/FA	REDUCTOR	115	4.16		EST/DEL
CHANGUINOLA	1	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL
TOTAL		1,008	1,344	1,674						

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.

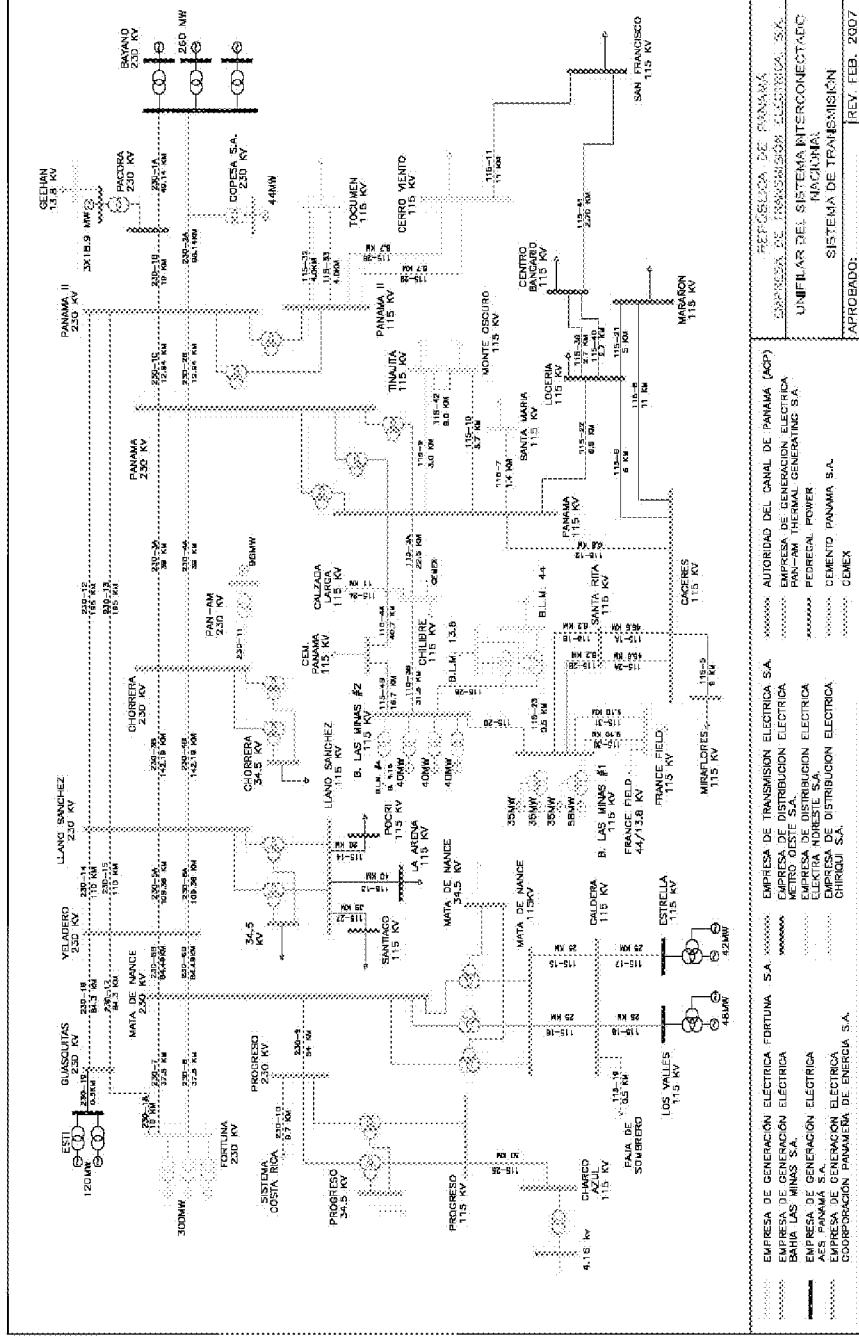
A continuación se presenta el diagrama unifilar simplificado del Sistema de Transmisión y un mapa de Panamá mostrando la ubicación aproximada de las subestaciones de ETESA, el recorrido de las líneas de transmisión y ubicación de las distintas centrales de generación.





Plan de Expansión 2009

Plan de Transmisión



.....	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA FORTUNA S.A.	AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMA (ACP)
.....	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA LAS CASAS	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA MARIAS POSIBLE
.....	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA AES PANAMA S.A.	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA PEREIRA POWER
.....	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA AES PANAMA S.A.	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA PEREIRA POWER
.....	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA COOPERACION PANAMERA DE ENERGIA S.A.	CEMENTO PANAMA S.A.
.....		CEMEX
.....		REDES DE TRANSMISION DE PANAMA
.....		EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA NACIONAL
.....		UNIFILAR DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
.....		SISTEMA DE TRANSMISION
APROBADO: REY, FEB. 2007			



3.2 ESQUEMAS DE CONTROL DE EMERGENCIA

El esquema de control de emergencia utilizado en el sistema de transmisión es el de desligue de carga. Existen cuatro esquemas: baja frecuencia, bajo voltaje, pérdida de generación (Bayano) y pérdida del transformador T3 de S/E Panamá. En las Tablas 3-3 a 3-6 a continuación se presentan los valores actualmente utilizados en estos esquemas:

Tabla 3-3 Desconexión por Baja Frecuencia

ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA									
ESCALÓN	FRECUENCIA (HZ)	AGENTE	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	AMPERAJE (Amp.)	CARGA (MVA)	CARGA (MW)	TOTAL (MW)	PORCENTAJE (%)
1	59.30	EDEMET	Coronado	15-25	151.0	3.60	3.43	32.22	3.00%
		EDEMET	El Torno	16-11	281.0	6.71	6.63		
		EDEMET	San Francisco	2-16	422.0	10.08	9.51		
		ELEKTRA	Tinajitas	TIN-4	275.0	6.58	6.17		
		ELEKTRA	SANTA MARIA	5-94	221.0	5.29	5.11		
		ELEKTRA	SANTA MARIA	5-36	60.0	1.45	1.37		
2	59.10	EDEMET	Coronado	15-24	188.0	4.50	4.40	31.42	3.00%
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-04	203.0	4.85	4.52		
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-02	136.0	3.24	3.06		
		EDEMET	El Torno	16-14	312.0	7.46	7.01		
		ELEKTRA	MONTE OSCURO	3-112	62.0	1.48	1.41		
		ELEKTRA	SANTA MARIA	5-45	217.0	5.18	5.10		
	58.90		PROGRESO	230-10					
3	58.75	EDEMET	LOCERIA	4-84	301.0	7.20	6.86	31.21	3.00%
		EDEMET	MARANON	6-54	336.0	8.02	7.34		
		EDEMET	LOCERIA	4-87	147.0	3.51	3.26		
		EDEMET	Coronado	15-17	60.0	1.44	1.42		
		ELEKTRA	MONTE OSCURO	3-108	233.0	5.57	5.23		
		ELEKTRA	CHILIBRE	7-60	100.0	2.38	2.34		
		ELEKTRA	FRANCE FIELD	15-19	212.0	5.07	4.76		
4	58.65	EDEMET	Loceria	4-81	288.0	6.89	6.58	102.84	10.00%
		EDEMET	Loceria	4-32	311.0	7.43	6.77		
		EDEMET	Loceria	4-30	287.0	6.86	6.48		
		EDEMET	Loceria	4-85	93.0	2.23	2.09		
		EDEMET	Loceria	4-35	283.0	6.76	6.32		
		EDEMET	Loceria	4-31	335.0	8.01	7.39		
		EDEMET	Loceria	4-28	284.0	6.80	6.47		
		EDEMET	Loceria	4-89	230.0	5.49	5.17		
		EDEMET	MARANON	6-53	246.0	5.89	5.60		
		EDEMET	San Francisco	2-03	361.0	8.63	8.10		
		ELEKTRA	MONTE OSCURO	3-109	171.0	4.10	3.91		
		ELEKTRA	TOCUMEN	TOC-7	269.0	6.42	5.91		
		ELEKTRA	TOCUMEN	TOC-3	156.0	3.72	3.59		
		ELEKTRA	TOCUMEN	TOC-2	217.0	5.18	4.94		
		ELEKTRA	SANTA MARIA	5-44	157.0	3.73	3.47		
		ELEKTRA	SANTA MARIA	5-92	180.0	4.30	3.87		
		ELEKTRA	CERRO VIENTO	8-67	237.0	5.81	5.53		
		ELEKTRA	CHILIBRE	7-57	227.0	5.42	5.15		
ELEKTRA	FRANCE FIELD	15-3	239.0	5.72	5.50				
5	58.40	EDEMET	LOCERIA	4-83	417.0	9.97	9.21	30.82	3.00%
		EDEMET	El Torno	16-12	218.0	5.22	5.02		
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-01	172.0	4.11	4.03		
		ELEKTRA	SANTA MARIA	5-42	272.0	6.51	6.14		
		ELEKTRA	SANTA MARIA	5-95	277.0	6.62	6.42		
T O T A L								228.51	22.00%

Fecha de entrada en vigencia: 12 de marzo de 2009

**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	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	CARGA MW	CARGA MVAR
1	105	30	35	EDEMET	MARANÓN	6-47	6.70	2.35
						6-50	4.70	1.71
						6-55	1.88	0.72
						6-60	7.05	2.25
						6-51	6.96	2.82
						6-58	8.19	3.22
						TOTAL	35.48	13.07
2	105	54	20	ELEKTRA	CERRO VIENTO	8-61	2.46	0.74
						8-62	2.50	1.02
						8-63	5.38	1.82
						8-64	6.11	2.00
						8-65	5.39	1.52
TOTAL	21.84	7.11						
3	105	180	25	EDEMET	SAN FRANCISCO	2-11	1.49	0.58
						2-15	7.75	2.68
						2-20	6.37	2.10
						2-21	1.33	0.88
						2-22	8.74	1.92
						TOTAL	25.88	8.16
GRAN TOTAL							83.00	28.34

Tabla 3-5 Desconexión por Pérdida de Generación – Bayano

ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR PERDIDA DE GENERACIÓN - BAYANO					
AGENTE	SUBESTACIÓN	APORTE REQUERIDO (MW)	CIRCUITO	CARGA MW	CARGA MVAR
ELEKTRA	MONTE OSCURO	40	3-101	5.71	1.71
			3-102	4.41	1.43
			3-103	1.67	0.71
			3-104	4.90	1.65
			3-105	5.87	1.92
			3-106	5.49	2.26
			3-107	6.37	2.61
			3-110	1.91	0.88
			3-111	6.63	1.97
TOTAL				42.96	15.13



Tabla 3-6 Desconexión por Pérdida del Transformador T3 de S/E Panamá

ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR PÉRDIDA DEL TRANSFORMADOR T3 DE S/E PANAMA							
ESCALÓN	APORTE EXIGIDO (MW)	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	AMPERAJE (Amp.)	CARGA (MVA)	CARGA (MW)	TOTAL (MW)
1	20.00	San Francisco	2-05	302.0	7.21	6.99	25.37
		San Francisco	2-06	204.0	4.88	4.66	
		San Francisco	2-20	281.0	6.71	6.37	
		San Francisco	2-18	199.0	4.75	4.23	
		San Francisco	2-10	141.0	3.36	3.12	
2	40.00	Centro Bancario	CEB-08	366.0	8.75	7.99	35.07
		Centro Bancario	CEB-09	119.0	2.85	2.63	
		Centro Bancario	CEB-10	371.0	8.87	8.23	
		Centro Bancario	CEB-11	2.0	0.05	0.03	
		Centro Bancario	CEB-12	142.0	3.39	2.99	
		Centro Bancario	CEB-13	290.0	6.93	6.31	
3	50.00	San Francisco	2-03	361.0	8.63	8.10	51.05
		San Francisco	2-04	321.0	7.67	7.37	
		Locería	4-31	335.0	8.01	7.39	
		Locería	4-87	147.0	3.51	3.26	
		San Francisco	2-15	343.0	8.20	7.75	
		San Francisco	2-11	67.0	1.60	1.49	
		San Francisco	2-22	374.0	8.95	8.74	
		San Francisco	2-21	67.0	1.59	1.33	
		San Francisco	2-08	248.0	5.93	5.62	
		4	50.00	Locería	4-34	92.0	
Locería	4-35			283.0	6.76	6.32	
Locería	4-89			230.0	5.49	5.17	
Locería	4-90			135.0	3.23	2.91	
Locería	4-28			284.0	6.80	6.47	
Locería	4-29			315.0	7.53	7.25	
Locería	4-30			287.0	6.86	6.48	
Locería	4-32			311.0	7.43	6.77	
Locería	4-33			127.0	3.04	2.79	
Locería	4-81			288.0	6.89	6.58	
5	50.00	Marañóm	6-53	246.0	5.89	5.60	52.78
		Marañóm	6-54	336.0	8.02	7.34	
		Marañóm	6-52	276.0	6.59	6.08	
		Marañóm	6-48	169.0	4.03	3.97	
		Locería	4-84	301.0	7.20	6.86	
		Locería	4-85	93.0	2.23	2.09	
		Locería	4-83	417.0	9.97	9.21	
		Locería	4-82	329.0	7.86	7.58	
		Marañóm	6-57	181.0	4.32	4.05	
		T O T A L					



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.

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

La metodología para obtener el cronograma de expansión del sistema de transmisión Panameño se fundamenta en la utilización sistemática de dos herramientas computacionales:

1. El modelo de despacho hidrotérmico estocástico SDDP.
2. El modelo para planificación de redes de transmisión NETPLAN-OPTNET.

El primer paso de la metodología para evaluación de la expansión es obtener un conjunto representativo de escenarios de generación que abarque tanto los generadores hidroeléctricos, como también los térmicos. Para cumplir con este paso se utiliza el modelo de despacho SDDP (modelo actualmente utilizado para evaluación de la planificación de la operación del sistema) modelando la demanda en nodo único, es decir, desconsiderando – para efecto del cálculo del despacho – las restricciones del sistema de transmisión. Como resultado, se obtiene un conjunto representativo de despachos de los generadores que se dice ideal respecto a la red de transmisión, pues sería el despacho que se utilizaría si el sistema de transmisión no impone ninguna restricción.

El segundo paso es considerar el sistema de transmisión y los despachos “ideales” que se produjeron en el paso anterior. Para tanto, se utiliza el modelo de planificación de redes de transmisión tomando en consideración la red existente, bien como las modificaciones de carácter obligatorio (corto plazo). Este es el paso principal de la metodología pues es donde se determina efectivamente el plan de expansión de largo plazo.

En líneas generales, la metodología para evaluación de los circuitos y equipos cuya entrada en operación se supone necesaria, es decir, que están indicados en el plan de expansión de largo plazo, consiste en hacer un análisis del sistema de transmisión para verificar si existen violaciones importantes. Para tal verificación se utiliza la función de **Análisis de Severidad** del modelo NETPLAN-OPTNET. Para este paso, se debe tomar en consideración las fallas seleccionadas de los circuitos de ETESA para garantizar que el sistema de transmisión resultante este protegido contra las contingencias de estos circuitos. En existiendo violaciones del sistema de transmisión, se procede un estudio de expansión utilizando la función de **Expansión de la Red de Transmisión** del modelo NETPLAN-OPTNET.

Por fin, el tercer paso, consiste en evaluar el valor esperado del costo operativo considerando el plan de expansión resultante del paso anterior y, de esta forma, obtener los beneficios asociados a las inversiones definidas en el paso anterior. Para la evaluación del valor esperado de costo operativo se utiliza el modelo de despacho SDDP, sin embargo, ahora se modela la red de transmisión. Además de los beneficios del plan de expansión conjunto, también se calculan los beneficios



asociados a cada nuevo proyecto de expansión, justificando – o no, su construcción.

La figura a continuación presenta un resumen de la metodología utilizada para la evaluación de la expansión del sistema de transmisión.

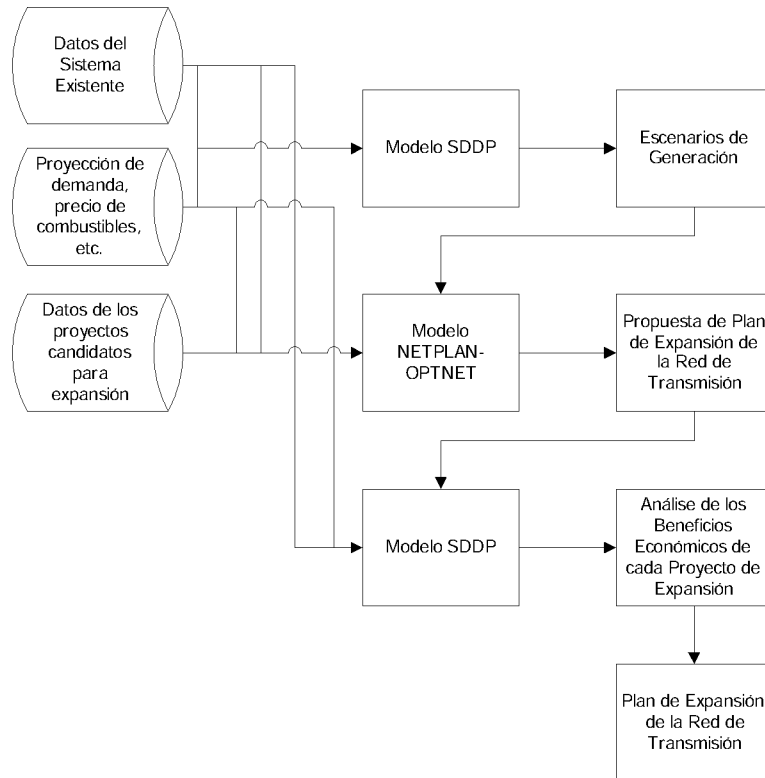


Figura 5.1: Metodología para los Estudios de Largo Plazo



Capítulo 6: Diagnóstico del Sistema de Transmisión de Corto Plazo

Se realizaron los análisis del sistema de transmisión de corto plazo, años 2009 – 2012 para los tres (3) escenarios de generación obtenidos en el Plan Indicativo de Generación. Los escenarios REGMHTCB9, REGMHTGDC9 y REGMHTTLA9 son iguales en este periodo, por lo que los resultados que se presentan a continuación son para todos los escenarios.

6.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2009

6.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el año 2009, se considera el sistema del año actual, 2009, con la entrada en operación del proyecto térmico Termocolón (150 MW).

6.1.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

6.1.2.1 OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, se obtienen los resultados mostrados en el Anexo 3. 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 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos de 230 KV Llano Sánchez – Panamá II y Guasquitas – Veladero, 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 3, donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión.

6.2.4 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 Guasquitas – Veladero y Llano Sánchez – Panamá II y falla trifásica con apertura del circuito Fortuna - Guasquitas. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo 4 de estabilidad transitoria.



Los parámetros utilizados para los distintos generadores del sistema corresponden, para los generadores existentes, a la información suministrada por estos en lo que respecta a los sistemas de excitación (reguladores de voltaje), gobernadores y estabilizadores. Para los generadores futuros, se emplearon modelos estándar similares a unidades generadoras que corresponden con la capacidad instalada de cada uno de ellos y de acuerdo al tipo de central, hidroeléctrica o termoeléctrica. En el Anexo 11 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.

6.2 ANÁLISIS DEL AÑO 2010

6.2.1 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 que se muestran en la tabla a continuación:

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
2010	C. T. Bahía Las Minas (conversión a carbón)*	120.0
2010	C. H. Algarrobos	9.9
2010	C. H. Mendre	19.8
2010	C. H. Gualaca	25.1
2010	C. H. Lorena	35.7
2010	C. H. Potrerillos	4.2
2010	C. H. Cochea	12.5
	TOTAL	107.0

* Esto corresponde a cambio de tecnología de unidades de vapor utilizando carbón, no proporciona capacidad instalada adicional.

6.2.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

6.2.2.1 OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, se obtienen los resultados para el nivel de tensión en las distintas barras del sistema, tanto para condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como en demanda mínima mostrados en el Anexo 3. 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 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 Guasquitas – Veladero y Llano Sánchez – Panamá II, 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 3, en el que se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión.

6.2.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas barras de 230 KV del sistema, obteniéndose los resultados de la frecuencia en la barra de Panamá 115 KV, voltajes en las barras de 230 KV y ángulos relativos de los generadores con respecto a la central hidroeléctrica Bayano, observándose un comportamiento amortiguado de los mismos, lo que demuestra que el sistema permanece estable bajo estas condiciones. Estos análisis se realizaron para fallas trifásicas en 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 Guasquitas – Veladero y falla trifásica Llano Sánchez – Panamá II. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo 4 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 11 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 2011

6.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el año 2011, se considera el sistema del año anterior, el 2010, y la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos y eólicos que se muestran en la tabla a continuación:

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
------------------	----------	--------------



FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
2011	C. H. Bonyic	30.0
2011	C. H. Pedregalito	20.0
2011	C. H. Bajo de Mina	52.4
2011	C. H. Macano	3.4
2011	C. Eolica Toabré	150.0
2011	C. H. Baitún	86.0
2011	C. H. Prudencia	56.2
2011	C. H. Las Perlas Norte	10.0
2011	C. H. Las Perlas Sur	10.0
2011	C. H. Porvenir Norte	3.3
	TOTAL	421.3

6.3.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

6.3.2.1 OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, se obtienen los niveles de tensión en las distintas barras del sistema, tanto para condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como para demanda mínima, como se puede observar en el Anexo 3. 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.

6.3.3 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 y Guasquitas – Veladero, 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 3, donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión.

6.3.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas barras de 230 KV del sistema, obteniéndose los resultados de la frecuencia en la barra de Panamá 115 KV, voltajes en las barras de 230 KV y ángulos relativos de los generadores con respecto a la central hidroeléctrica Bayano, observándose un comportamiento amortiguado de los mismos, lo que demuestra que el sistema permanece estable bajo estas condiciones. Estos análisis se realizaron para fallas trifásicas en 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 Guasquitas – Veladero y Llano Sánchez – Panamá II. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo 4 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 11 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 2012

6.4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el año 2012, se considera el sistema del año anterior, el 2011, y la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos que se muestran en la tabla a continuación:

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
2012	C. H. Changuinola 1	223.0
2012	C. H. Pando	32.0
2012	C. H. Monte Lirio	51.6
2012	C. H. Tabasara II	34.5
2012	C. H. El Alto	60.0
2012	C. H. Barro Blanco	19.8
	TOTAL	420.9

6.4.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

6.4.2.1 OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, se obtienen los niveles de tensión en las distintas barras del sistema, tanto para condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como para demanda mínima, como se puede observar en el Anexo 3. 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 y Guasquitas – Veladero, 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 3, donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión.

6.4.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas barras de 230 KV del sistema, obteniéndose los resultados de la frecuencia en la barra de Panamá 115 KV, voltajes en las barras de 230 KV y ángulos relativos de los generadores con respecto a la central hidroeléctrica Bayano, observándose un comportamiento amortiguado de los mismos, lo que demuestra que el sistema permanece estable bajo estas condiciones. Estos análisis se realizaron para fallas trifásicas en 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 Guasquitas – Veladero y Llano Sánchez – Panamá II. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo 4 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 11 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 NIVELES DE CORTOCIRCUITO

En el Anexo 5 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 5, 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, 2009 – 2012, son las siguientes, las cuales ya fueron aprobadas en planes de expansión anteriores y algunas de las cuales se encuentran en ejecución o próximas a iniciar.

1. Ampliación de Subestación Caldera 115/34.5 KV

En el Plan de Expansión Indicativo de Generación se encuentran varios proyectos hidroeléctricos ubicados muy cercanos a la Subestación Caldera, al norte de esta. Estos proyectos son los siguientes: Mendre I, con capacidad de 16.4 MW, ubicado a 2.5 km de la S/E Caldera, El Sindigo, con capacidad de 10 MW, ubicado a 9 km de la S/ Caldera, Los Algarrobos, con capacidad instalada de 9.7 MW, ubicado a 12 km de la S/E Caldera. Adicionalmente, existe en el área otro proyecto que no está considerado en el Plan Indicativo de Generación, el proyecto Chiriquí, con capacidad aproximada de 8 MW y a 10 km de la S/ Caldera. Para poderse conectar todos estos proyectos al Sistema Interconectado Nacional, será necesario expandir la Subestación Caldera, ya que es el único sitio al que podrían conectarse.

Para expandir esta subestación será necesario la adición de un interruptor de 115 KV para completar la segunda nave de la subestación Caldera, conectar de allí un transformador reductor 115/34.5 KV, 50 MVA y adicionar una barra de 34.5 KV, en la cual podrían conectarse las líneas de 34.5 KV provenientes de estos proyectos. De no hacerse esta ampliación, estos proyectos tendrían que conectarse al patio de 34.5 KV de la Subestación Mata de Nance, para lo cual tendrían que construir más de 40 km adicionales de línea de 34.5 KV, además de la ampliación del patio de interruptor y medio de esta subestación, o conectarse en 115 KV, ya sea en la S/E Caldera o al patio de 115 KV de la Subestación Mata de Nance, con las respectivas adiciones de interruptores en estos patios, haciendo el costo para estos proyectos aún mayor.

En base a lo anterior, se considera que la mejor opción para la conexión de estos proyectos 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: sept. 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. Además, la central hidroeléctrica Concepción, actualmente conectada al circuito de distribución de EDECHI ha solicitado a ETESA el cambio de su conexión a esta subestación.

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/. 8,500,000, incluyendo su conexión a la línea de transmisión.

Subestaciones:

Inicio del Proyecto: enero de 2007

Inicio de Operación: enero de 2011

Inversión: B/. 8,500,000



3. Refuerzo Guasquitas – Changuinola 230 KV

Debido al aumento de la capacidad instalada del proyecto Changuinola 1, 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 desde Changuinola.

En el Plan de Expansión de Generación, el proyecto hidroeléctrico Changuinola 1, aparece en todos los escenarios de generación con una capacidad instalada de 223 MW, al igual que el proyecto Bonyic, con 30 MW. Para su conexión al sistema y de manera que se 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/. 5,759,000

Subestaciones:

Inicio del Proyecto: enero de 2008
Inicio de Operación: noviembre de 2011
Inversión: S/E Changuinola: B/. 2,361,000
 S/E Guasquitas: B/. 2,361,000
 TOTAL: B/. 4,722,000

Gran Total: B/. 10,481,000

4. 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 Chagres hasta Panamá II) operada inicialmente en 115 KV
Cantidad de circuitos: 2
Longitud: 27 Km.
Conductor: 1200 ACAR
Capacidad: 225 MVA (normal) 450 MVA (contingencia)

Línea de 115 KV Santa Rita – Cáceres (tramo de línea desde el Río Chagres hasta Santa Rita)
Cantidad de circuitos: 2
Longitud: 21 Km.
Conductor: 636 ACSR
Capacidad: 150 MVA (normal) 175 MVA (contingencia)

SUBESTACIONES

También será necesaria la ampliación de las subestaciones Santa Rita 115 KV y Panamá II 115 KV
Subestación
Santa Rita: adición de dos naves de dos interruptores 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: diciembre de 2011

Inversión: Chagres – Panamá II y Chagres – Santa Rita: B/. 10,388,000

Subestaciones:

Inicio del Proyecto: enero de 2008

Inicio de Operación: diciembre de 2011

Inversión: S/E Panamá II: B/. 1,979,000

S/E Santa Rita: B/. 3,669,000

TOTAL: B/. 5,648,000

Gran Total: B/. 16,036,000

5. 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/. 2,170.000 y que la compra de la misma se debe efectuar durante el año 2009.

6. 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 421 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/. 3,881,000

7. 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 las 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/. 3,781,000

8. Refuerzo Panamá 230 KV Etapa 1

Debido a la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos identificados 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 sus 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) se deberá seccionar además en la 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/. 2,242,000

Subestaciones:

Inicio del Proyecto: enero de 2009

Inicio de Operación: julio de 2012

Inversión: S/E Panamá B/. 3,748,000

TOTAL: B/. 5,990.000

9. Banco de Capacitores S/E Llano Sánchez

El crecimiento de la demanda obliga al aumento del soporte de reactivo en las áreas de mayor concentración de carga del sistema, como lo es el área de la ciudad de Panamá, con el fin de mantener los niveles de tensión en la red de transmisión dentro de los valores establecidos en las Normas de Calidad. En este Plan de Expansión se determina que es necesario considerar la adición de un banco de capacitores de 90 MVAR (3 bancos de 30 MVAR c/u) en el patio de 115 KV de la S/E Llano Sánchez.

Las obras necesarias para la conexión de este banco de capacitores en estas subestaciones son las siguientes:

Patio de 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/. 2,836,000

10. Adición de Transformador T4 S/E Panamá

Debido al aumento de carga del área metropolitana y con el propósito de cumplir con el Criterio de Seguridad N-1 en la Subestación Panamá es necesaria la adición de un cuarto transformador de iguales características al T3 existente, 230/115 KV, 210/280/350 MVA en esta subestación.



Esto Implica la ampliación de los patios de 230 y 115 KV de la subestación mediante dos naves de dos interruptores, para la conexión del transformador.

Inicio del Proyecto: enero de 2009

Inicio de Operación: julio de 2012

Inversión: B/. 8,331,000

11. Repotenciación Líneas Veladero – Llano Sánchez – Panamá II

Para que el sistema de transmisión proveniente del occidente del país pueda transportar la generación de las plantas hidro identificadas en el Plan de Expansión Indicativo de Generación para la época de estación lluviosa del año 2012, en la cual se considera que entran en operación un total de 421 MW, se tendrá que hacer una repotenciación a más de 300 MW por circuito a estas líneas. Para esto se tendrá que revisar el diseño de estas líneas para permitir que los conductores operen en condiciones normales a aproximadamente 75 C, para lo cual será necesario aumentar la altura de los mismos. Se ha estimado que el costo de esta repotenciación es de aproximadamente B/. 8,320,000 el cual incluye la adición de estructuras adicionales en las líneas para la elevación de los conductores.

12. Compensación Serie Líneas Guasquitas - Veladero – Llano Sánchez – Panamá II

Para lograr que el sistema de transmisión pueda transportar la generación de las plantas hidro mencionadas en el punto anterior, además de la repotenciación de estas líneas será necesario compensación serie de las mismas al 50% mediante la adición de capacitores serie en las mismas. Se ha estimado que el costo de esta compensación es de aproximadamente B/. 55/KVAR, lo que da un total de B/. 43,820,000.



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 2013 – 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 3 "Resultados de Estado Estable" y el Anexo 4 "Resultados de Estabilidad Transitoria".

Todos los análisis realizados para todos los escenarios de generación se hicieron con exportación hacia Centroamérica de aproximadamente 70 MW 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

Todos estos resultados se aprecian en el Anexo 3.

8.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2015

8.1.1 ESCENARIOS REGMHTCB9, REGMHTGD9 y REGMHTLA9

Para el año 2015 estos escenarios son iguales por lo tiene el mismo análisis y resultados.

ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

Se realizaron los análisis del sistema para las condiciones de operación en estado estable para el año 2015. Para estos análisis del sistema actual se consideraron los escenarios de demanda máxima de invierno, verano y demanda mínima. Para este año, se considera que entran en operación los proyectos identificados en el corto plazo (2009 – 2012) y además el primer circuito de las líneas Guasquitas – Llano Sánchez y Llano Sánchez – Panamá II, con dos conductores por fase 750 ACAR. En cuanto a generación se considera que para este año entra en operación la central hidro Chan2 con 214 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 del límite permisible, por lo que el sistema opera dentro de los límites de tensión establecidos en el Reglamento de Transmisión.



OPERACION EN CONTINGENCIA

Para este escenario, para el año 2015 se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos Panamá II – Llano Sánchez y Guasquitas – Veladero, los cuales son considerados los más críticos del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV se pueden observar en el Anexo No. 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 Guasquitas - Veladero con apertura del mismo y falla trifásica en Llano Sánchez - Panamá II con apertura de este circuito. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo 4 de resultados de estabilidad.



Capítulo 9: Resultados de la Evaluación Técnica-Económica y Selección del Plan de Expansión

Para la expansión a largo plazo, utilizando la metodología descrita, se plantearon varios escenarios:

9.1 EXPANSIÓN CON EXPORTACIÓN AL MER Y COMPENSACIÓN (50%) EN 2012 EN CIRCUITOS EXISTENTES (GUASQUITAS-VELADERO-LLANO SÁNCHEZ-PANAMÁ²)

El cronograma de inversión en el horizonte de largo plazo se ilustra en la tabla a continuación:

Tabla 9.1: Cronograma de inversión del sistema de transmisión de largo plazo

Fecha de Entrada en Operación	Identificación del Proyecto	Identificación del Proyecto	Identificación del Proyecto	Capacidad Nominal (MW)	Costo Total de Inversión (Millones de Dólares)	Costo Anualizado (Millones de Dólares)
9/1/2012	3103 LLS-230	3116 PA2-230	230-12 - Comp. 50%	314	\$10.82	\$1,448.94
9/1/2012	3103 LLS-230	3116 PA2-230	230-13 - Comp. 50%	314	\$10.82	\$1,448.94
9/1/2012	3115 VEL-230	3103 LLS-230	230-14 - Comp. 50%	314	\$6.29	\$842.60
9/1/2012	3115 VEL-230	3103 LLS-230	230-15 - Comp. 50%	314	\$6.29	\$842.60
9/1/2012	3128 GUA-230	3115 VEL-230	230-16 - Comp. 50%	314	\$4.80	\$643.00
9/1/2012	3128 GUA-230	3115 VEL-230	230-17 - Comp. 50%	314	\$4.80	\$643.00
9/1/2014	3402 PAB-230	3102 PAN-230		450	\$5.19	\$644.04
9/1/2015	3103 LLS-230	3116 PA2-230		872	\$58.59	\$7,273.58
9/1/2015	3107 FOR-230	3128 GUA-230		436	\$7.39	\$917.42
9/1/2015	3128 GUA-230	3103 LLS-230		872	\$58.44	\$7,254.96
9/1/2016	3302 PAA-230	3102 PAN-230		450	\$5.19	\$644.04
4/1/2017	3102 PAN-230	3108 PAN-115		420	\$7.66	\$950.83

En la tabla anterior, la primera columna ilustra la fecha de entrada en operación de cada proyecto, cuya identificación está en las columnas 2-4. En la columna 5 se ilustra la capacidad nominal (en MW) de cada línea de transmisión o transformador que pertenece al plan de expansión para el sistema Panameño. El costo total de inversión (en millones de dólares) se ilustra en la columna 6, mientras que el costo anualizado de cada proyecto (considerando una vida útil de 30 años y una tasa de descuento de 12% a.a. se ilustra en la última columna.

Evaluación Económica del Plan de Expansión de Largo Plazo

La metodología para calcular la evaluación económica asociada al plan de expansión de largo plazo consiste en computar el valor presente asociado a las inversiones, cronograma de inversión listado en la Tabla 9.1 y compararlo contra el valor asociado a los beneficios energéticos de la implementación del cronograma de inversiones listado anteriormente.

A continuación se presenta el cálculo del valor presente asociado al cronograma de inversión de la Tabla 9.1, mientras que la sección en la secuencia presenta la evaluación económica de los beneficios del plan de expansión.



Calculo del valor presente de las inversiones

Considerando que la inversión de los proyectos se paga anualmente, asociado al plan de expansión que se ilustra en la Tabla 9.1 se obtiene el siguiente cronograma de pagos (valores expresos en miles de dólares):

Tabla 9.2: Cronograma de pagos asociado al plano de expansión del sistema de transmisión.

Ene-2009	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Ene-2010	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Ene-2011	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Ene-2012	\$5,226.10	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$1,448.94	\$1,448.94	\$842.60	\$842.60	\$643.00	\$643.00
Ene-2013	\$5,226.10	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$1,448.94	\$1,448.94	\$842.60	\$842.60	\$643.00	\$643.00
Ene-2014	\$5,870.14	\$644.04	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$1,448.94	\$1,448.94	\$842.60	\$842.60	\$643.00	\$643.00
Ene-2015	\$15,524.79	\$644.04	\$4,374.82	\$4,362.41	\$917.42	\$0.00	\$0.00	\$1,448.94	\$1,448.94	\$842.60	\$842.60	\$643.00
Ene-2016	\$16,168.94	\$644.04	\$4,374.82	\$4,362.41	\$917.42	\$644.04	\$0.00	\$1,448.94	\$1,448.94	\$842.60	\$842.60	\$643.00
Ene-2017	\$17,119.67	\$644.04	\$4,374.82	\$4,362.41	\$917.42	\$644.04	\$950.83	\$1,448.94	\$1,448.94	\$842.60	\$842.60	\$643.00
Ene-2018	\$17,119.67	\$644.04	\$4,374.82	\$4,362.41	\$917.42	\$644.04	\$950.83	\$1,448.94	\$1,448.94	\$842.60	\$842.60	\$643.00
Ene-2019	\$17,119.67	\$644.04	\$4,374.82	\$4,362.41	\$917.42	\$644.04	\$950.83	\$1,448.94	\$1,448.94	\$842.60	\$842.60	\$643.00
Ene-2020	\$17,119.67	\$644.04	\$4,374.82	\$4,362.41	\$917.42	\$644.04	\$950.83	\$1,448.94	\$1,448.94	\$842.60	\$842.60	\$643.00
Ene-2021	\$17,119.67	\$644.04	\$4,374.82	\$4,362.41	\$917.42	\$644.04	\$950.83	\$1,448.94	\$1,448.94	\$842.60	\$842.60	\$643.00
Ene-2022	\$17,119.67	\$644.04	\$4,374.82	\$4,362.41	\$917.42	\$644.04	\$950.83	\$1,448.94	\$1,448.94	\$842.60	\$842.60	\$643.00
Ene-2023	\$17,119.67	\$644.04	\$4,374.82	\$4,362.41	\$917.42	\$644.04	\$950.83	\$1,448.94	\$1,448.94	\$842.60	\$842.60	\$643.00

La primera columna de la Tabla 9.2 ilustra la fecha asociada a cada pago (para cada proyecto del plan de expansión). Los valores de los pagos anuales se ilustran en millares de dólares para cada proyecto.

La evaluación del valor presente del cronograma de inversión de Tabla 9.3 se presenta en detalle para cada proyecto en la tabla a continuación.

Tabla 9.3: Memoria de cálculo del valor presente del plan de expansión.

PAB-PAN-230	30	10	\$2,064.86	20	-\$4,810.66	\$878.89
GUA-LLS-230	30	9	\$19,584.44	21	-\$54,862.00	\$10,023.08
LLS-PA2-230	30	9	\$19,634.71	21	-\$55,002.81	\$10,048.81
FOR-GUA-230	30	9	\$2,476.54	21	-\$6,937.55	\$1,267.46
PAA-PAN-230	30	8	\$1,447.24	22	-\$4,923.49	\$899.50
PAN-230-115	30	7	\$1,752.59	23	-\$7,338.91	\$1,340.79
230-12 - 50%	20	12	\$6,388.44	8	-\$7,197.83	\$1,315.02
230-13 - 50%	20	12	\$6,388.44	8	-\$7,197.83	\$1,315.02
230-14 - 50%	20	12	\$3,715.06	8	-\$4,185.74	\$764.72
230-15 - 50%	20	12	\$3,715.06	8	-\$4,185.74	\$764.72
230-16 - 50%	20	12	\$2,835.02	8	-\$3,194.21	\$583.57
230-17 - 50%	20	12	\$2,835.02	8	-\$3,194.21	\$583.57
Total			\$72,837.44		-\$163,030.99	\$29,785.15

De la Tabla 9.3, la primera columna relaciona los proyectos. Para cada proyecto se ilustra:

- el tiempo de vida útil (en años), el número de pagos que coincide con el horizonte de análisis (2009-2023) – por ejemplo, el proyecto CHO-PAN-230 que entra en operación en 2014 tendría 10 pagos anuales de 2014 a 2023;
- El valor presente del costo anual de inversión que coincide con el horizonte de análisis (2009-2023);



- c) El número de pagos residual, es decir, el número de pagos anuales después del horizonte de planificación;
- d) El valor presente, referido a enero de 2024, del valor residual de los pagos de la inversión anual de cada proyecto después del final de horizonte de planificación;
- e) El valor presente, calculado en enero de 2009, del valor residual de las inversiones.

Por lo tanto, se concluye que el valor presente asociado a las inversiones de largo plazo Tabla 9.3 es de US\$ 72,837,440.

Calculo de los Beneficios del Plan de Expansión de Largo Plazo

La metodología para evaluar los beneficios asociados al plan de expansión que se ilustra en la Tabla 9.1 consiste en contabilizar los ahorros en términos del valor esperado del costo operativo total del sistema Panameño. Para evaluar el costo operativo esperado, el procedimiento consiste en la utilización del modelo de despacho hidrotérmico con restricciones de red de transmisión (SDDP) – que es el modelo que se utiliza para la planificación operativa del sistema Panameño.

Los parámetros básicos utilizados para la evaluación del costo operativo bajo el modelo SDDP se ilustran en la Tabla 9.4 a continuación.

Tabla 9.4: Parámetros básicos utilizados para evaluación del costo operativo.

Sistema	Panamá
Objetivo del estudio	Política operativa
Tipo de estudio	Aislado
Tamaño de la etapa	Meses
Caudales	Series sintéticas
Programa de mantenimiento	Representado
Configuración	Dinámica
Representación de la red eléctrica	Completa
Fecha inicial	Jan-09
Duración del estudio (en meses)	180
Número de series para simulación	50
Número de discretizaciones	25
Número de bloques de demanda	5
Número de años adicionales	1
Tasa de descuento (% a.a.)	12
Costo del Déficit (en US\$/MWh)	1850

A continuación se ilustran, para efecto de evaluación de los beneficios asociados al plan de expansión, los resultados de las simulaciones del modelo de despacho SDDP sin considerar el plan de expansión y considerándolo.



Resultados de la simulación sin considerar el cronograma de expansión

El valor esperado del costo operativo (suma de los gastos esperados con combustibles y costo de racionamiento para el suministro de la demanda durante el horizonte de planificación, de 2009 hasta 2023) para el caso en que no se representa la expansión del sistema de transmisión Panameño (largo plazo – Tabla 9.5) se ilustra en la tabla a continuación.

Tabla 9.5: Valor esperado del costo operativo (total) y estadísticas – Caso sin Expansión Transmisión.

Costo Operativo (M\$)	Desviación Estándar (M\$)	Valor Mínimo (M\$)	Valor Máximo (M\$)
\$1,170,070.33	\$73,053.20	\$1,006,090.79	\$1,360,422.42

Por lo tanto, el valor de cerca de US\$ 1,170 millones corresponde al promedio – sobre los 50 escenarios considerados – para el valor presente (calculado en el año de 2009) de los gastos en combustibles y racionamiento durante el horizonte de planificación.

El valor presente de costo operativo mínimo, sobre los 50 escenarios, es de US\$ 1,006 millones, mientras que el valor esperado máximo es de US\$ 1,360 millones. La estadística de costos operativos presenta una desviación estándar de cerca de US\$ 73 millones.

A continuación se ilustra el padrón de generación anual.

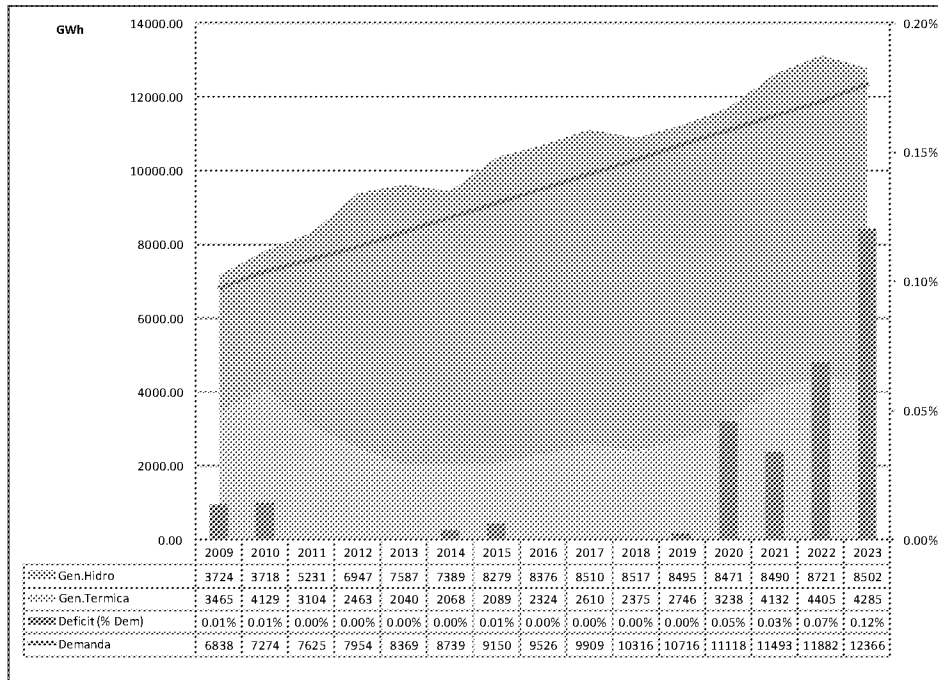


Figura 9.1: Generación promedio anual – Panamá – Caso sin Expansión Transmisión.

Se observa que la componente hidroeléctrica aumenta significativamente respecto a la generación térmica. También acá se verifica el racionamiento esperado en los años después de 2019.

El costo marginal de la demanda promedio para el sistema Panameño para el caso que no considera la expansión del sistema de transmisión de largo plazo (Tabla 9.1 se ilustra en la Figura 9.2 a continuación. Para este resultado se observa una reducción significativa de los valores de costo marginal de demanda para el corto plazo (resultado afectado por la fuerte inversión en nuevas centrales hidroeléctricas) y aumento, también significativo en los últimos años - valores que están afectados por los problemas de la red de transmisión.

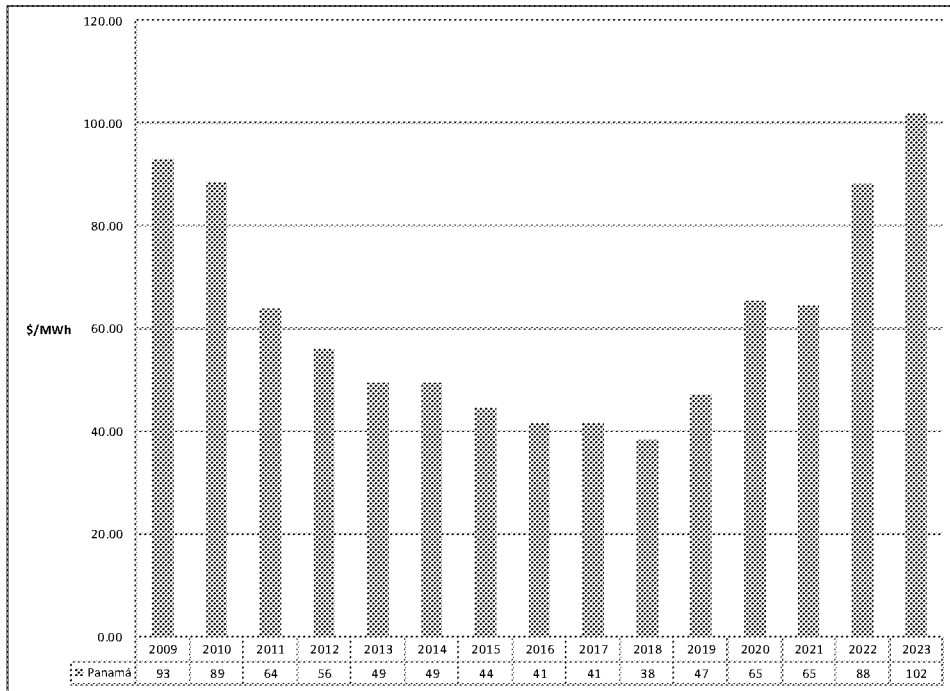


Figura 9.2: Costo Marginal de Demanda – Panamá – Caso sin Expansión Transmisión.

Por fin, la figura en la secuencia ilustra para el caso sin la expansión de largo plazo, los valores promedios observados para el costo marginal por barra del sistema de transmisión.

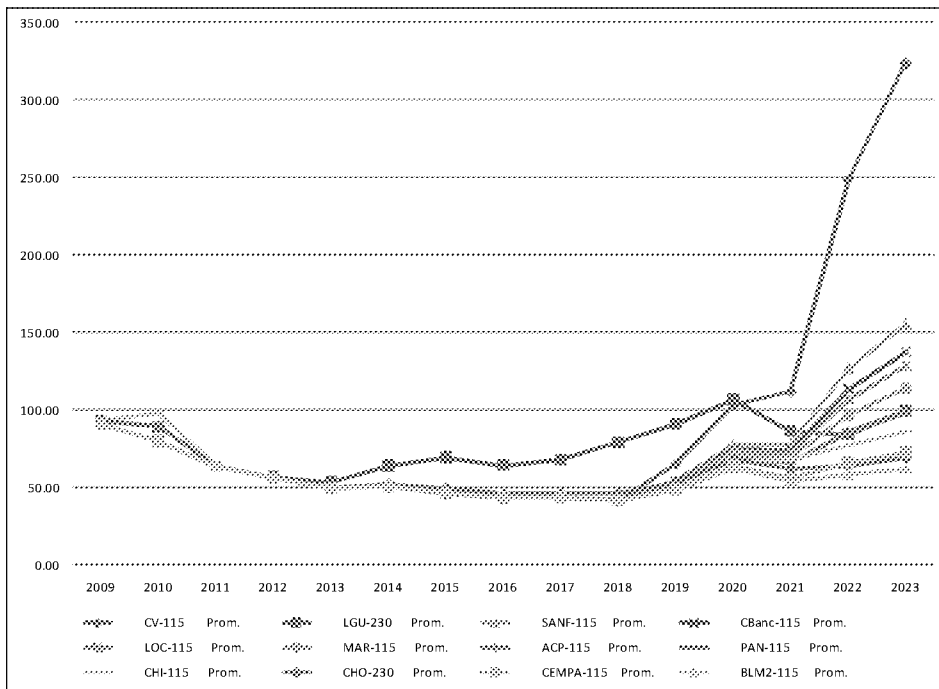


Figura 9.3: Costo Marginal de Barra – Panamá – Caso sin Expansión Transmisión.

Se observa que los valores aumentan significativamente para los años después de 2019, indicando una degradación del sistema de transporte. Otra característica que se destaca en la figura es que los valores de costo marginal de barra presentan diferencias significativas entre las barras, indicando también el aislamiento de barras de la red de transmisión debido a congestionamientos del sistema de transporte de potencia.

Resultados de la simulación considerando el cronograma de expansión

El resultado para el valor esperado del costo operativo del caso en que se considera la expansión del sistema (Tabla 9.1) está ilustrado en la tabla a continuación.

Tabla 9.6: Valor esperado del costo operativo (total) y estadísticas – Caso con Expansión Transmisión.

Costo Operativo	Desviación	Valor	Valor
Operativo (Miles \$)	Standard (Miles \$)	Mínimo (Miles \$)	Máximo (Miles \$)
\$1,095,426.57	\$78,872.67	\$908,255.10	\$1,289,839.43



El valor estimado para los costos con combustibles y racionamiento es de US\$ 1,095 millones, una economía de cerca de 6.8% respecto al caso anterior (una economía esperada de cerca de US\$ 74.6 millones). Se debe destacar también que los valores estimados tanto para el costo mínimo (sobre los 50 escenarios) como también para el costo máximo también son inferiores en cerca de 10.7% respecto al valor mínimo y 5.4% respecto al valor máximo.

Otro punto a destacar es la comparación de los beneficios esperados con la implementación del plan de expansión de largo plazo y su costo de inversión. Como ya mencionado, los beneficios se estiman en cerca de US\$ 74.6 millones, mientras que el costo de inversión para el desarrollo e implementación del plan de expansión de largo plazo, presentado en la Tabla 9.3, es de US\$ 72.84 millones.

El comportamiento promedio para la producción de energía en el sistema Panameño, con el desarrollo del sistema de transmisión en el horizonte de largo plazo, se ilustra por la grafica presentada en la Figura 9.4 a continuación.

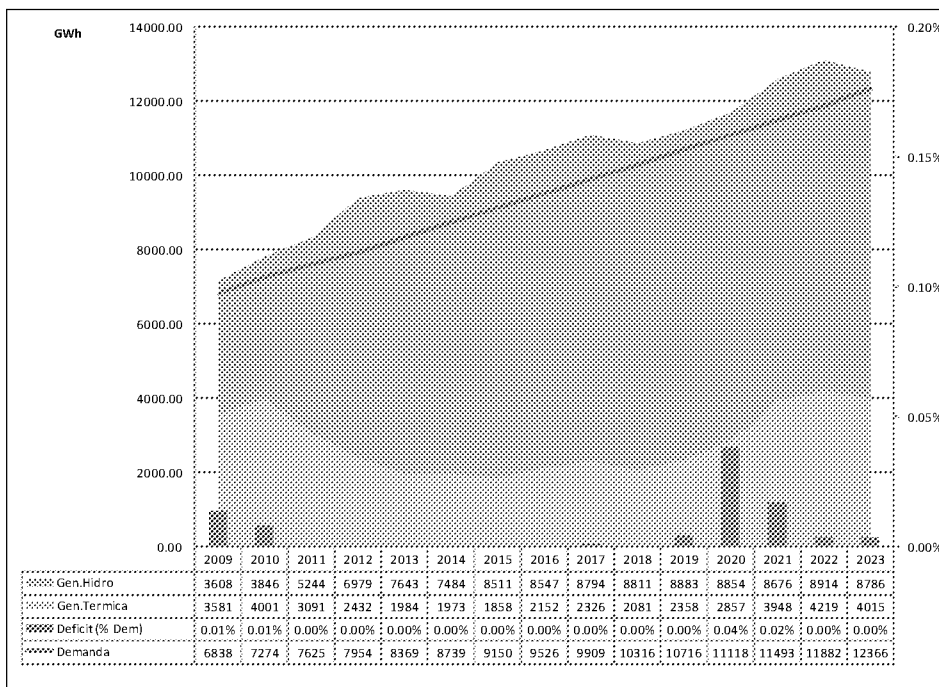


Figura 9.4: Generación promedio anual – Panamá – Caso con Expansión Transmisión.

Respecto al resultado de generación promedio, se destaca – además de la reducción del déficit esperado (ilustrado por las barras horizontales en la Figura 9.4 – un aumento del valor esperado de la producción de energía en las plantas hidroeléctricas (promedio superior a 8750 GWh anuales para los años después de



2015 – un incremento de cerca de 3% respecto a los valores observados anteriormente.

Asociado a este incremento en la producción hidroeléctrica, se observa también una reducción de la producción de generación de las térmicas. Tal reducción es la justificativa principal para el valor estimado para el beneficio de la implementación de plan de expansión del sistema de transmisión en el horizonte de largo plazo, de cerca de US\$ 74.6 millones.

También es importante que se destaque que este beneficio económico no toma en cuenta los beneficios asociados a la reducción de las emisiones de gases (CO₂, SOX, etc.) que se producen como subproducto del proceso de producción de energía eléctrica en centrales térmicas, especialmente las centrales que utilizan como combustible el Carbón (BLMCarbon, y CB250a).

La Figura 9.5 a continuación ilustra los valores estimados para el costo marginal de demanda para el caso en que se considera la expansión de largo plazo para el sistema de transmisión. El resultado más importante a destacar, respecto al variable costo marginal de demanda, es una mejor estabilidad de los precios en el horizonte de largo plazo. El caso anterior (sin Expansión), también ilustrado en la siguiente figura, se verifica un aumento significativo en los valores estimados para el precio de la energía para los años después de 2018. Ahora, para el caso con la expansión de largo plazo de la red de transmisión, lo que se verifica es una estabilidad de los precios de energía en el largo plazo.

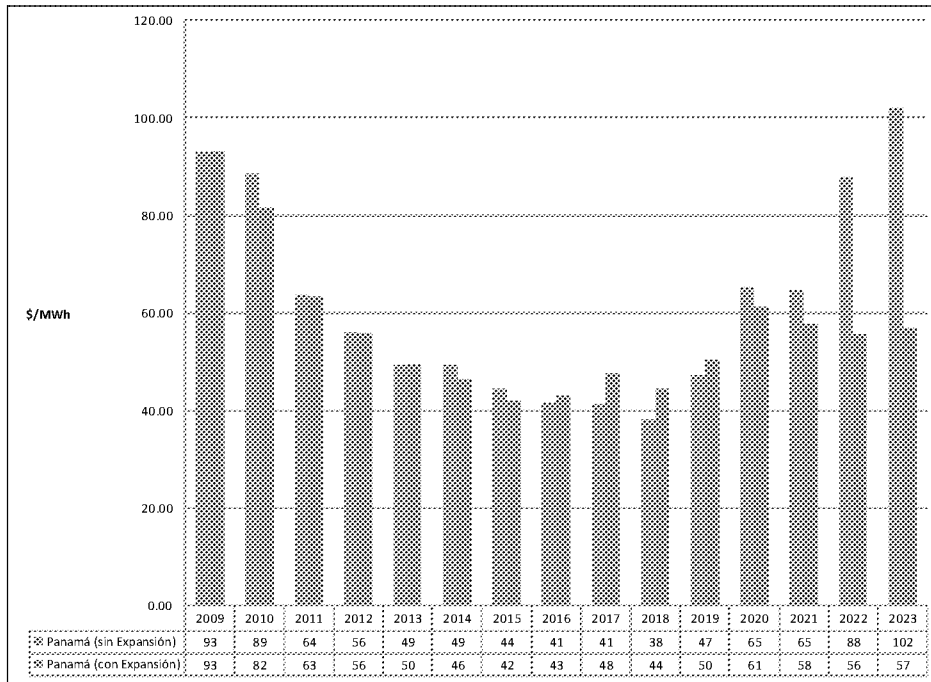


Figura 9.5: Costo Marginal de Demanda – Panamá – Caso con Expansión Transmisión.

Por fin, el último resultado que se destaca es el costo marginal a nivel de barra, que está ilustrado a continuación.

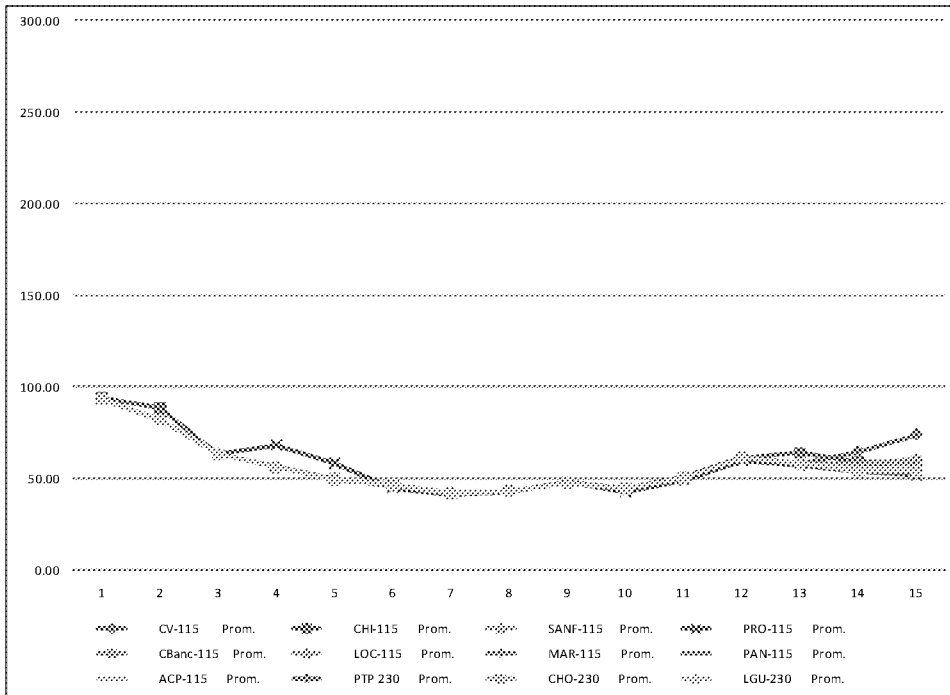


Figura 9.6: Costo Marginal de Barra – Panamá – Caso con Expansión Transmisión.

Comparando esta variable con el caso anterior, se destaca que con la implementación de la expansión se observa también una estabilidad espacial para los precios de la energía, indicando que la red de transmisión no está imponiendo restricciones de congestión para los cambios de energía entre los mercados consumidores del sistema de Panamá.



9.2 EXPANSIÓN CON EXPORTACIÓN AL MER Y COMPENSACIÓN (50%) EN 2012 EN CIRCUITOS EXISTENTES (GUASQUITAS-VELADERO-LLANO SÁNCHEZ-PANAMÁ2) Y EXPANSIÓN EN CIRCUITO SIMPLE

Si se considera la nueva línea de Guasquitas – Llano Sánchez y Llano Sánchez – Panamá II de circuito sencillo, con conductor 1200 ACAR, se obtendrían los siguientes resultados.

La expansión del sistema se presenta en la siguiente tabla, con la diferencia del costo de inversión de las líneas Guasquitas – Llano Sánchez y Llano Sánchez – Panamá II .

Tabla 9.7: Cronograma de inversión del sistema de transmisión de largo plazo

Fecha	Proyecto	Costo (M\$)	Financiamiento (M\$)	Financiamiento (%)	Financiamiento (M\$)	Financiamiento (M\$)
9/1/2012	3103 LLS-230	3116 PA2-230	230-12 - Comp. 50%	314	\$10.82	\$1,448.94
9/1/2012	3103 LLS-230	3116 PA2-230	230-13 - Comp. 50%	314	\$10.82	\$1,448.94
9/1/2012	3115 VEL-230	3103 LLS-230	230-14 - Comp. 50%	314	\$6.29	\$842.60
9/1/2012	3115 VEL-230	3103 LLS-230	230-15 - Comp. 50%	314	\$6.29	\$842.60
9/1/2012	3128 GUA-230	3115 VEL-230	230-16 - Comp. 50%	314	\$4.80	\$643.00
9/1/2012	3128 GUA-230	3115 VEL-230	230-17 - Comp. 50%	314	\$4.80	\$643.00
9/1/2014	3402 PAB-230	3102 PAN-230		314	\$5.19	\$644.04
9/1/2015	3103 LLS-230	3116 PA2-230		314	\$35.24	\$4,374.82
9/1/2015	3105 MDN-230	3115 VEL-230		193	\$15.59	\$1,935.40
9/1/2015	3107 FOR-230	3128 GUA-230		314	\$7.39	\$917.42
9/1/2015	3115 VEL-230	3103 LLS-230		450	\$37.34	\$4,635.52
9/1/2015	3302 PAA-230	3102 PAN-230		314	\$5.19	\$644.04
9/1/2017	3102 PAN-230	3108 PAN-115		350	\$7.66	\$950.83
9/1/2017	3184 CON-230	3105 MDN-230		193	\$8.32	\$1,032.88

Considerando que la inversión de los proyectos se paga anualmente, asociado al plan de expansión que se ilustra en la Tabla 9.7, se obtiene el siguiente cronograma de pagos (valores expresos en miles de dólares):

Tabla 9.8: Cronograma de pagos asociado al plano de expansión del sistema de transmisión.

Fecha	Proyecto	Costo (M\$)	Financiamiento (M\$)	Financiamiento (%)	Financiamiento (M\$)	Financiamiento (M\$)
Ene-2009		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Ene-2010		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Ene-2011		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Ene-2012	\$3,740.49	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Ene-2013	\$3,740.49	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Ene-2014	\$4,284.94	\$644.04	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Ene-2015	\$16,891.75	\$644.04	\$4,374.82	\$1,935.40	\$917.42	\$4,635.52
Ene-2016	\$16,891.75	\$644.04	\$4,374.82	\$1,935.40	\$917.42	\$4,635.52
Ene-2017	\$18,875.45	\$644.04	\$4,374.82	\$1,935.40	\$917.42	\$4,635.52
Ene-2018	\$18,875.45	\$644.04	\$4,374.82	\$1,935.40	\$917.42	\$4,635.52
Ene-2019	\$18,875.45	\$644.04	\$4,374.82	\$1,935.40	\$917.42	\$4,635.52
Ene-2020	\$18,875.45	\$644.04	\$4,374.82	\$1,935.40	\$917.42	\$4,635.52
Ene-2021	\$18,875.45	\$644.04	\$4,374.82	\$1,935.40	\$917.42	\$4,635.52
Ene-2022	\$18,875.45	\$644.04	\$4,374.82	\$1,935.40	\$917.42	\$4,635.52
Ene-2023	\$18,875.45	\$644.04	\$4,374.82	\$1,935.40	\$917.42	\$4,635.52

La evaluación del valor presente del cronograma de inversión de la Tabla 9.8 se presenta en detalle para cada proyecto en la tabla a continuación:



Tabla 9.9: Memoria de cálculo del valor presente del plan de expansión.

Actividad	Año Inicio	Año Fin	Valor Presente (USD)	Año Inicio	Valor Presente (USD)	Valor Presente (USD)
PAB-PAN-230	30	10	\$2,064.86	20	-\$4,810.66	\$878.89
LLS-PA2-230	30	9	\$11,809.65	21	-\$33,082.42	\$6,044.03
MDN-VEL-230	30	9	\$5,224.53	21	-\$14,635.50	\$2,673.85
FOR-GUA-230	30	9	\$2,476.54	21	-\$6,937.55	\$1,267.46
VEL-LLS-230	30	9	\$12,513.40	21	-\$35,053.85	\$6,404.21
PAA-PAN-230	30	9	\$1,738.57	21	-\$4,870.27	\$889.78
PAN-PAN-115	20	12	\$6,388.44	8	-\$7,197.83	\$1,315.02
CON-MDN-230	20	7	\$1,903.82	13	-\$6,634.72	\$1,212.14
230-12 - 50%	20	12	\$6,388.44	8	-\$7,197.83	\$1,315.02
230-13 - 50%	20	12	\$6,388.44	8	-\$7,197.83	\$1,315.02
230-14 - 50%	20	12	\$3,715.06	8	-\$4,185.74	\$764.72
230-15 - 50%	20	12	\$3,715.06	8	-\$4,185.74	\$764.72
230-16 - 50%	20	12	\$2,835.02	8	-\$3,194.21	\$583.57
230-17 - 50%	20	12	\$2,835.02	8	-\$3,194.21	\$583.57
Total			\$69,996.87		-\$142,378.38	\$26,012.00

El resultado para el valor esperado del costo operativo del caso en que se considera la expansión del sistema Tabla 9.7 está ilustrado en la tabla a continuación.

Tabla 9.9: Valor esperado del costo operativo (total) y estadísticas – Caso con Expansión Transmisión.

Costo Operativo	Valor Esperado	Valor Mínimo	Valor Máximo
(MILLONES)	(MILLONES)	(MILLONES)	(MILLONES)
\$1,103,044.88	\$80,692.72	\$911,261.86	\$1,299,100.68

Los beneficios se estiman en cerca de US\$ 67 millones, mientras que el costo de inversión para el desarrollo y implementación del plan de expansión de largo plazo, presentado en la Tabla 9.9, es de US\$ 70 millones.

El comportamiento promedio para la producción de energía en el sistema Panameño, con el desarrollo del sistema de transmisión en el horizonte de largo plazo, se ilustra por la grafica presentada en la Figura 9.7 a continuación.

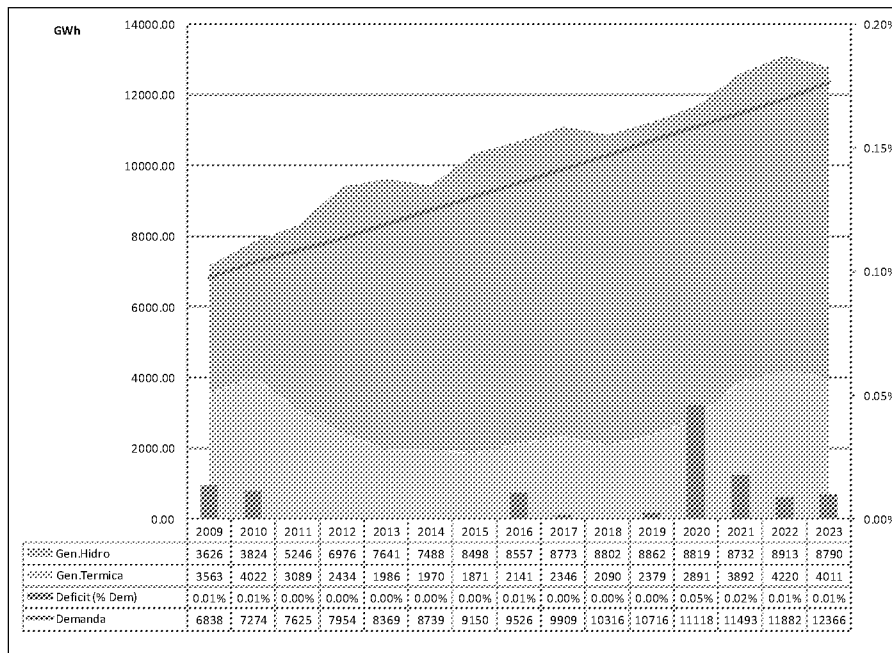


Figura 9.7: Generación promedio anual – Panamá – Caso con Expansión Transmisión.

La Figura 9.8 a continuación ilustra los valores estimados para el costo marginal de demanda para el caso en que se considera la expansión de largo plazo para el sistema de transmisión. El resultado más importante a destacar, respecto al variable costo marginal de demanda, es una mejor estabilidad de los precios en el horizonte de largo plazo.

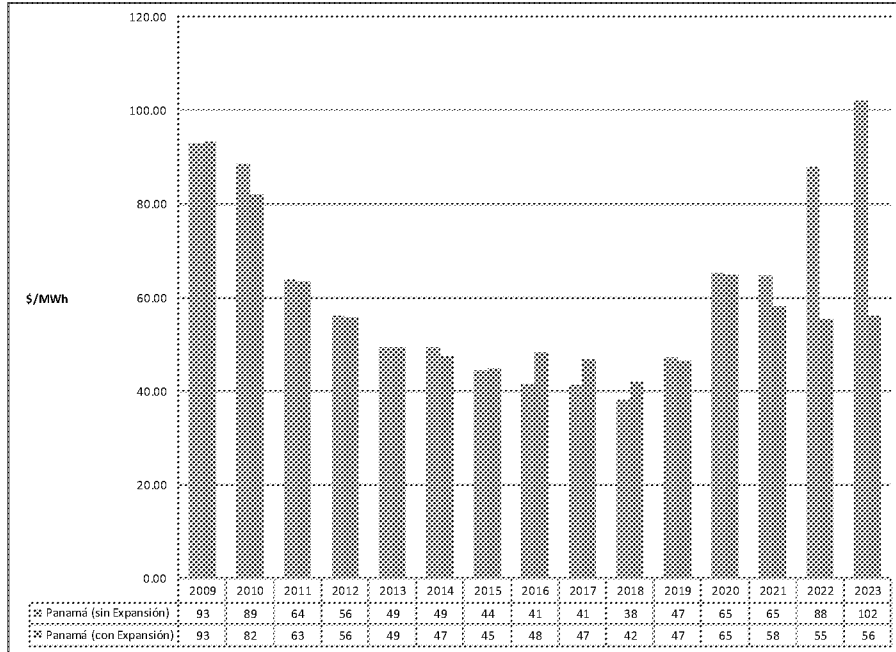


Figura 9.8: Costo Marginal de Demanda – Panamá – Caso con Expansión Transmisión.

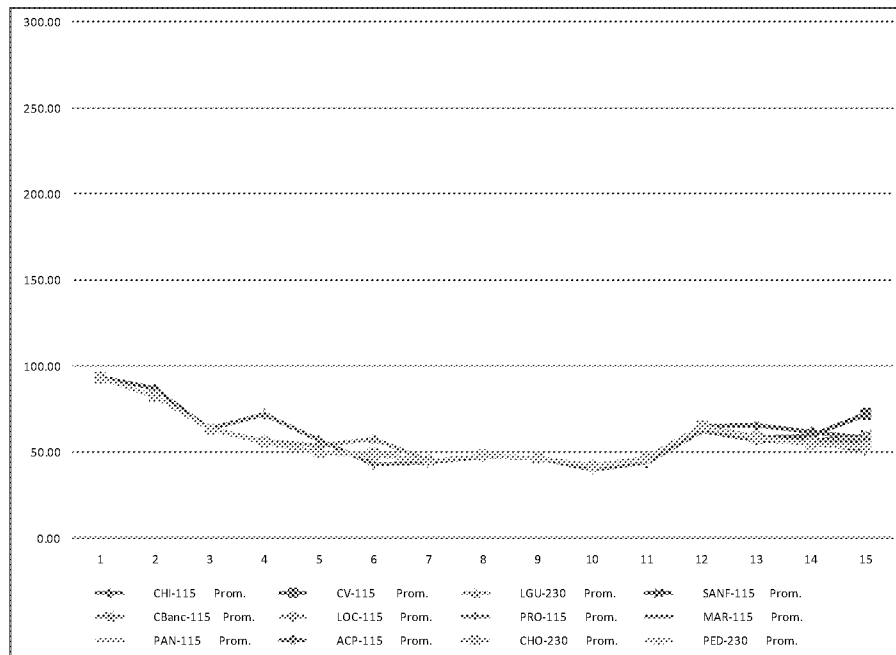


Figura 9.9: Costo Marginal de Barra – Panamá – Caso con Expansión Transmisión.

Como se puede observar de estos resultados, resulta más beneficioso para el sistema la construcción de una nueva línea Guasquitas – Llano Sánchez – Panamá II 230 KV, en torres para doble circuito, con dos conductores por fase, montando inicialmente un solo circuito, por lo que esta será la alternativa recomendada en este plan de expansión.

9.3 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 límites 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

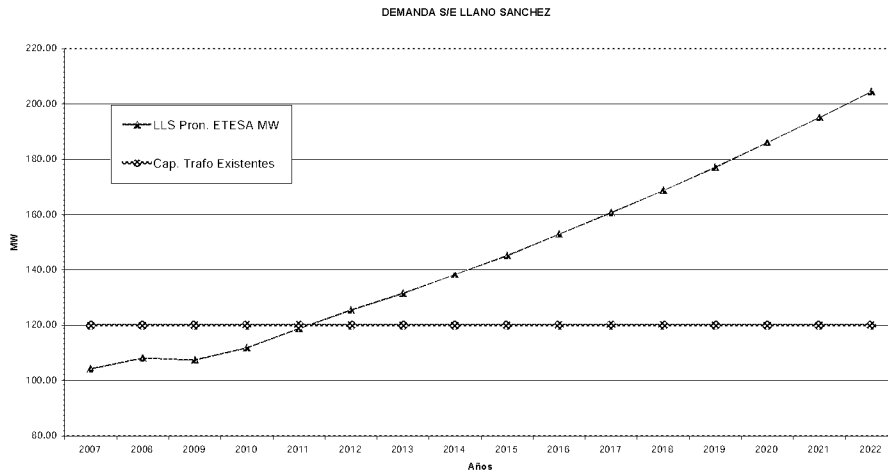
La subestación Llano Sánchez 230KV consta en la actualidad de dos (2) transformadores 230/115/34.5 KV con las siguientes capacidades:

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

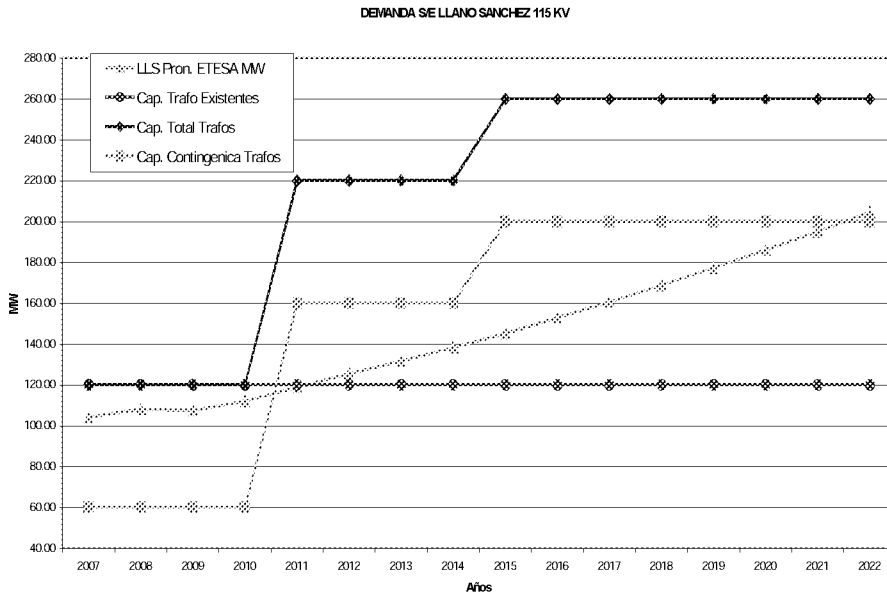
Tabla 9-2

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 límite 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.

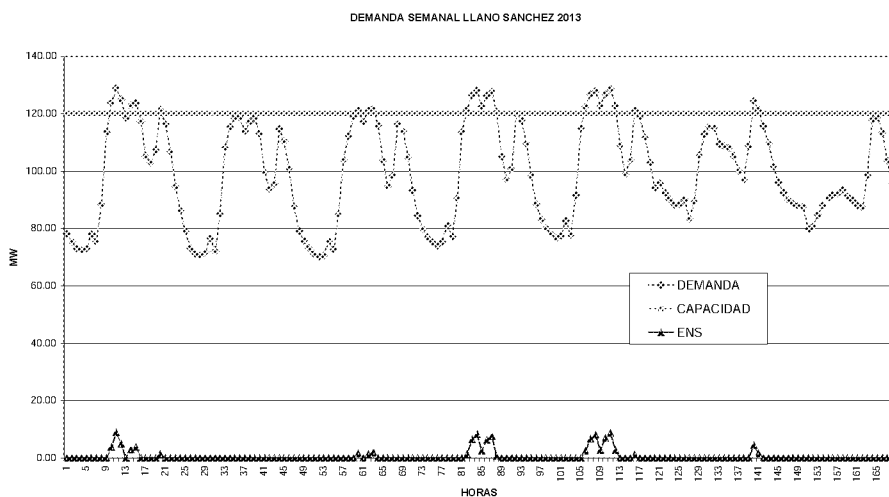
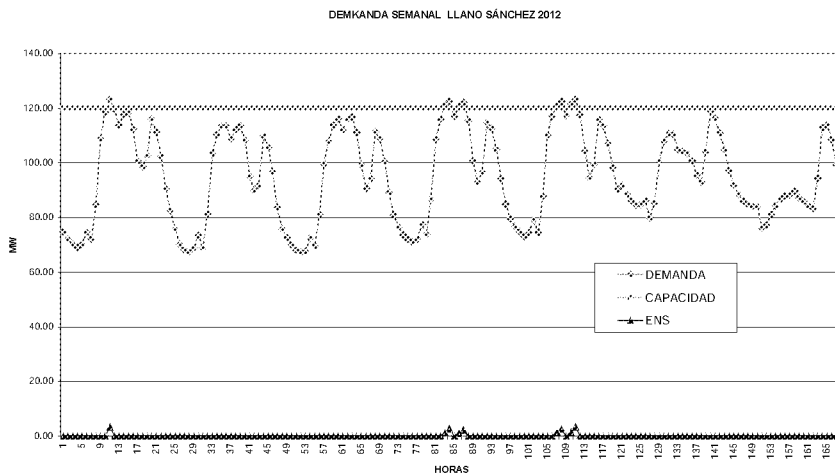


Es necesario destacar que el pronóstico utilizado en esta subestación considera que parte de la actual carga del sector hotelero y residencial turístico de Antón, Río Hato y Farallón, actualmente servida por la conexión de EDEMET en la S/E Llano Sánchez 230/115 KV, se traslada hacia la nueva subestación 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.



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/.5,430,101⁴⁴

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.

⁴⁴ 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 servida⁴⁵. 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

⁴⁵ ASEP Resolución No. AN-1143-Elec.



componentes de beneficios identificados, 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. 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 Arraján, Vacamonte, al área urbana y suburbana de Chorrera y al oeste a los distritos de Capiará, 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 Arraján, 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

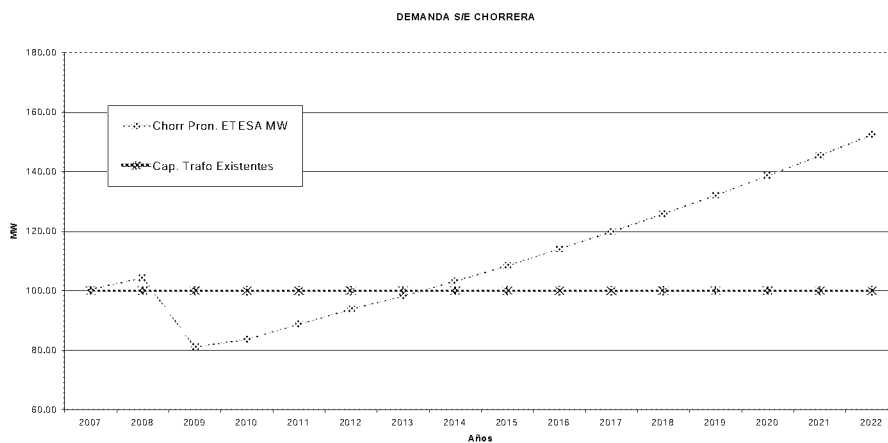
Tabla 9-3

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

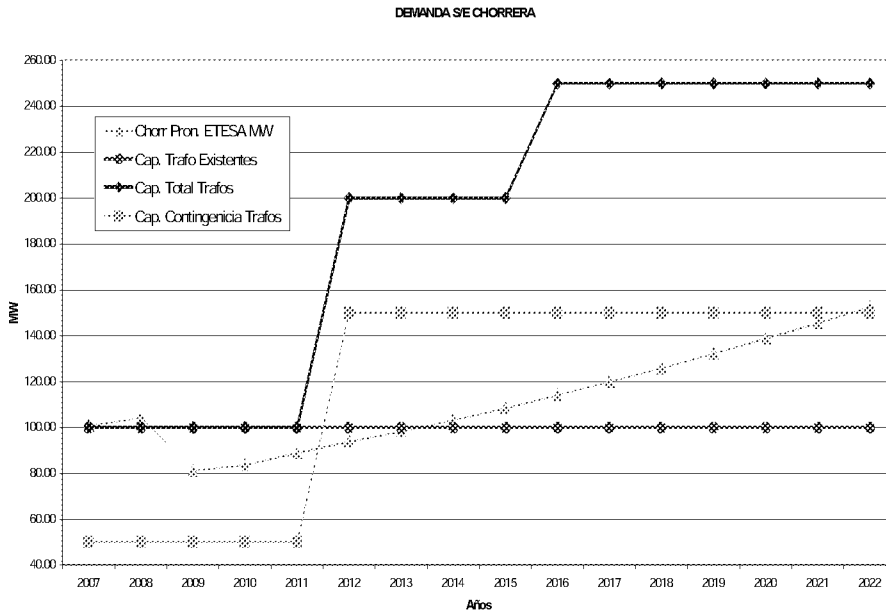


esta subestación, que se muestra en la figura a continuación, en el año 2013 se llegaría al límite de carga de estos transformadores, por lo que se hace necesario para ese año la adición de un tercer transformador en esta subestación.

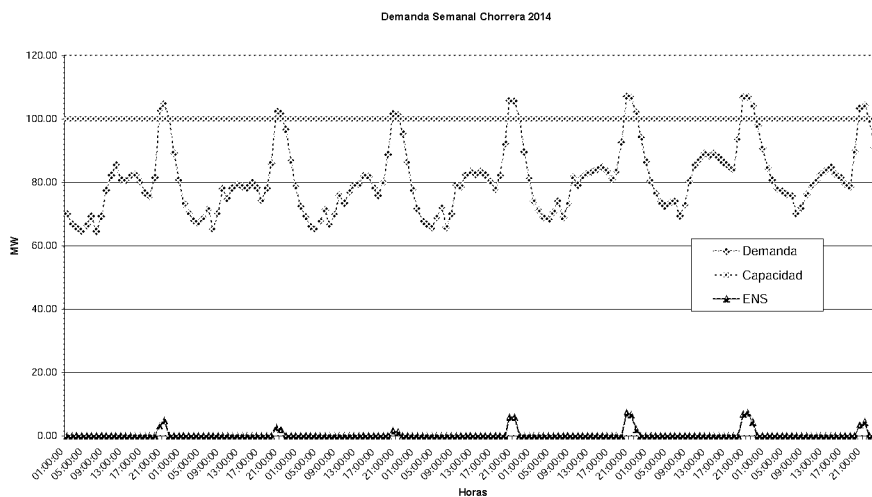
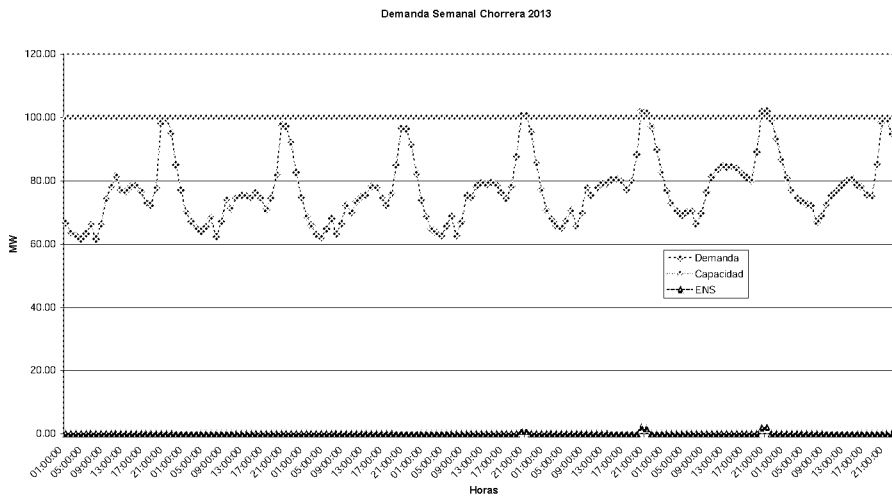
La tasa de crecimiento sostenido de 3.8% anual para el periodo 2008-2022, considera la puesta en servicio de la nueva S/E Las Guías, en el año 2009, con un capacidad de transformación en 230/115/34.5 KV, absorbiendo a partir de ese momento una apreciable cantidad de la carga generada por el desarrollo 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/.4,205,931⁴⁶

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

⁴⁶ Un Balboa (B/.) = Un dólar (\$) estadounidense



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 No.	Crono	COSTOS		BENEFICIOS		FLUJO NETO
		INVERSION	O y M	E. N. S. (MWh)	('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 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 y Bocas del Toro, 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 (mínima 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 (mínima 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: julio de 2015

Inversión: Guasquitas – Llano Sánchez: B/. 69,726,000

Llano Sánchez – Panamá II: B/. 69,726,000

Total: B/. 139,452,000

Subestaciones:

Inicio del Proyecto: enero de 2009

Inicio de Operación: julio de 2015

Inversión: S/E Guasquitas: B/. 1,387,000

S/E Llano Sánchez: B/. 3,748,000

S/E Panamá II: B/. 2,361,000

TOTAL: B/. 7,496,000

Gran Total: B/. 146,948,000

2. Refuerzo Guasquitas – Fortuna 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 y Bocas del Toro, 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 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 – Fortuna

Cantidad de circuitos: 1

Longitud: 16 km

Conductor: 1200 ACAR



Capacidad: 300 MVA (mínima normal) 450 MVA (contingencia), capacidad estimada

SUBESTACIONES

También será necesaria la ampliación de las subestaciones Guasquitas y Fortuna:

Guasquitas: adición de una nave de dos interruptores 230 KV

Fortuna: adición de una nave 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 2012

Inicio de Operación: julio de 2015

Inversión: Guasquitas – Fortuna: B/. 2,482,000

Subestaciones:

Inicio del Proyecto: enero de 2012

Inicio de Operación: julio de 2015

Inversión: S/E Fortuna: B/. 1,387,000

S/E Guasquitas: B/. 2,361,000

TOTAL: B/. 3,748,000

Gran Total: B/. 6,230,000

3. 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 2017

Inversión: entrada S/E Antón:	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 2017

Inversión: S/E Antón:	B/. 3,748,000
S/E Panamá:	B/. 4,722,000
Total :	B/. 8,470,000

Gran total: B/. 10,841,000

4. 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 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 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 2018

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 2018

Inversión: S/E Guasquitas: B/. 2,361,000

S/E Llano Sánchez: B/. 3,748,000

S/E Panamá II: B/. 2,361,000

TOTAL: B/. 8,470,000

Gran Total: B/. 39,992,000

5. Refuerzo Santa Rita – Panamá II 230 KV

Debido a que este es un proyecto a largo plazo, en revisiones posteriores del Plan de Expansión se verificará la necesidad de este proyecto, el cual depende de futuras plantas térmicas a instalarse en la provincia de Colón.

Debido a la entrada en operación de los proyectos termoeléctricos incluidos en el Plan Indicativo de Generación en el área de Colón, específicamente proyectos de Carbón de 250 MW, se ve la necesidad de reforzar el sistema de transmisión entre



las subestaciones Santa Rita y Panamá II, con el fin de que las líneas de transmisión operen dentro de 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:

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 2021

Inversión: S/E Santa Rita:	B/. 14,124,000
S/E Panamá II:	B/. 4,722,000
TOTAL:	B/. 18,846,000

6. 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 del banco de capacitores de S/E Panamá: 60 MVAR (2 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 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

Inicio de Operación: enero de 2015

Inversión: B/. 1,778,000



7. Adición de Transformadores

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/. 7,362,000



Capítulo 11: Plan de Expansión del Sistema de Comunicaciones

Las ampliaciones del sistema de comunicaciones determinada en el horizonte de corto plazo son las presentadas en la siguiente tabla. En el Anexo 8 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 \$.)

	DESCRIPCIÓN	Fecha de Inicio de Operación Aprobada 2008	Observación	Nueva Fecha Plan 2009	Gasto (Miles de \$.)
04	PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES				4.218
05	PROYECTO 2009 A 2009	2009/01/01		2009/01/01	4.200



Capítulo 12: Plan de Reposición de Corto Plazo

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de reposición identificados en el corto plazo. Mayor detalle se presenta en el Anexo 6, 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 (MILES DE \$)					
	DESCRIPCIÓN	Fecha de inicio de Operación Aprobada 2008	Observaciones	Inicio Fecha Plan 2009	Costo (Miles de \$)
2					11.488
3	PLAN DE REPOSICIÓN				
4	REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO				6.840
5	PROTECCIONES				1.270
6	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE TRANSFORMADORES CLASICA	2010/01/01		2010/01/01	1.210
7	SUGERENCIAS				3.351
8	REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE ALTERNAN	2010/01/01		2010/01/01	400
9	REEMPLAZO AUTOTRANSFORMADORES en las sub Estacion	2010/01/01		2010/01/01	400
10	REEMPLAZO AUTOTRANSFORMADORES en las sub Estacion	2010/01/01		2010/01/01	750
11	REEMPLAZO TRANSFORMADORES en las sub Estacion	2010/01/01		2010/01/01	1.000



Capítulo 13: Plan de Reposición de Largo Plazo

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de reposición identificados en el largo plazo. Mayor detalle se presenta en el Anexo 7, 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 (MILES DE \$)					
	DESCRIPCIÓN	Fecha de Inicio de Operación Aproximada 2008	Observaciones	Fecha Finis Plan 2008	Costo (Miles de \$)
12	REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO				4.826
13	SUBESTACIONES				4.000
14	REPOSICIÓN DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO	01-01-2010		01-01-2010	4.000



Capítulo 14: 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 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 (MILES DE \$)					
	DESCRIPCIÓN	Fecha de Inicio de Operación Aprobada 2009	Observación	Fecha Fin del Plan 2009	Costo
10	PLAN DE PLANTA GENERAL				18.799
11	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE TRAMPA DE TIPO AUTOMÁTICO	2011-2012		2011-2012	1.170
12	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE TRAMPA DE TIPO AUTOMÁTICO	2011-2012		2011-2012	1.000
13	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE TRAMPA DE TIPO AUTOMÁTICO	2011-2012		2011-2012	1.000
14	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE TRAMPA DE TIPO AUTOMÁTICO	2011-2012		2011-2012	1.000
15	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE TRAMPA DE TIPO AUTOMÁTICO	2011-2012		2011-2012	1.000
16	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE TRAMPA DE TIPO AUTOMÁTICO	2011-2012		2011-2012	1.000
17	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE TRAMPA DE TIPO AUTOMÁTICO	2011-2012		2011-2012	1.000
18	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE TRAMPA DE TIPO AUTOMÁTICO	2011-2012		2011-2012	1.000
19	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE TRAMPA DE TIPO AUTOMÁTICO	2011-2012		2011-2012	1.000
20	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE TRAMPA DE TIPO AUTOMÁTICO	2011-2012		2011-2012	1.000
21	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE TRAMPA DE TIPO AUTOMÁTICO	2011-2012		2011-2012	1.000
22	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE TRAMPA DE TIPO AUTOMÁTICO	2011-2012		2011-2012	1.000
23	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE TRAMPA DE TIPO AUTOMÁTICO	2011-2012		2011-2012	1.000
24	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE TRAMPA DE TIPO AUTOMÁTICO	2011-2012		2011-2012	1.000
25	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE TRAMPA DE TIPO AUTOMÁTICO	2011-2012		2011-2012	1.000
26	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE TRAMPA DE TIPO AUTOMÁTICO	2011-2012		2011-2012	1.000
27	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE TRAMPA DE TIPO AUTOMÁTICO	2011-2012		2011-2012	1.000
28	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE TRAMPA DE TIPO AUTOMÁTICO	2011-2012		2011-2012	1.000
29	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE TRAMPA DE TIPO AUTOMÁTICO	2011-2012		2011-2012	1.000
30	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE TRAMPA DE TIPO AUTOMÁTICO	2011-2012		2011-2012	1.000
31	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE TRAMPA DE TIPO AUTOMÁTICO	2011-2012		2011-2012	1.000
32	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE TRAMPA DE TIPO AUTOMÁTICO	2011-2012		2011-2012	1.000
33	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE TRAMPA DE TIPO AUTOMÁTICO	2011-2012		2011-2012	1.000
34	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE TRAMPA DE TIPO AUTOMÁTICO	2011-2012		2011-2012	1.000
35	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE TRAMPA DE TIPO AUTOMÁTICO	2011-2012		2011-2012	1.000
36	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE TRAMPA DE TIPO AUTOMÁTICO	2011-2012		2011-2012	1.000
37	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE TRAMPA DE TIPO AUTOMÁTICO	2011-2012		2011-2012	1.000
38	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE TRAMPA DE TIPO AUTOMÁTICO	2011-2012		2011-2012	1.000
39	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE TRAMPA DE TIPO AUTOMÁTICO	2011-2012		2011-2012	1.000
40	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE TRAMPA DE TIPO AUTOMÁTICO	2011-2012		2011-2012	1.000



Capítulo 15: Plan de Ampliaciones de Conexión

Las siguientes solicitudes de acceso han sido aprobadas por ETESA. Se presenta a continuación una breve descripción de las mismas, con carácter informativo.

15.1 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.

15.2 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/. 3,881,000 y la misma debe entrar en operación a fines de 2010.



15.3 Subestación Chan 1 230 KV

La empresa AES Panamá desarrolla el proyecto hidroeléctrico Changuinola 1, con capacidad de 223 MW, el cual debe entrar en operación a mediados del año 2011. Para la conexión de éste proyecto, la empresa AES Panamá ha propuesto seccionar la línea Changuinola – Fortuna 230 KV, 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 Chan2. 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. Se ha estimado que el costo de esta nave de 230 KV será de aproximadamente B/. 3,881,000.

15.4 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/. 3,881,000 y la misma debe entrar en operación a mediados de 2011.

15.5 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.



15.6 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/. 6,517,000 y debe entrar en operación a mediados de 2012.

15.7 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 está justificado en el Informe presentado en el Plan de Reposición de Largo Plazo. Los transformador de Llano Sánchez y Chorrera se reemplazarán por unos de mayor capacidad (60/80/100 MVA) para que así estas subestaciones cumplan con el Criterio de Seguridad N-1, de acuerdo a lo establecido en la modificación al RT.

El costo estimado es el siguiente:

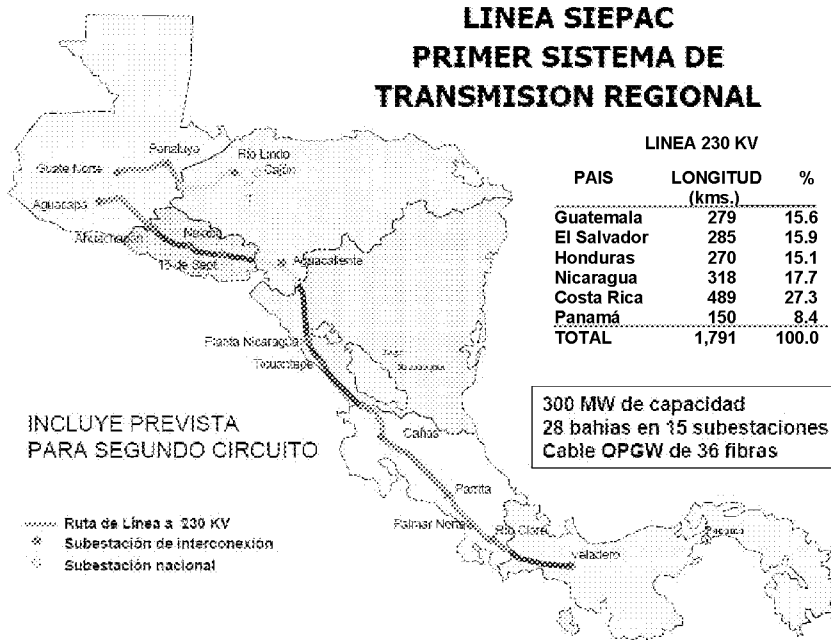
T1 Llano Sánchez: B/. 3,306,000, entrada en operación julio de 2015
T2 Chorrera: B/. 3,306,000, entrada en operación julio 2016
TT2 Chorrera: B/. 150,000, entrada en operación julio 2013

15.8 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.

15.9 Proyecto de Interconexión Eléctrica Panamá – Colombia

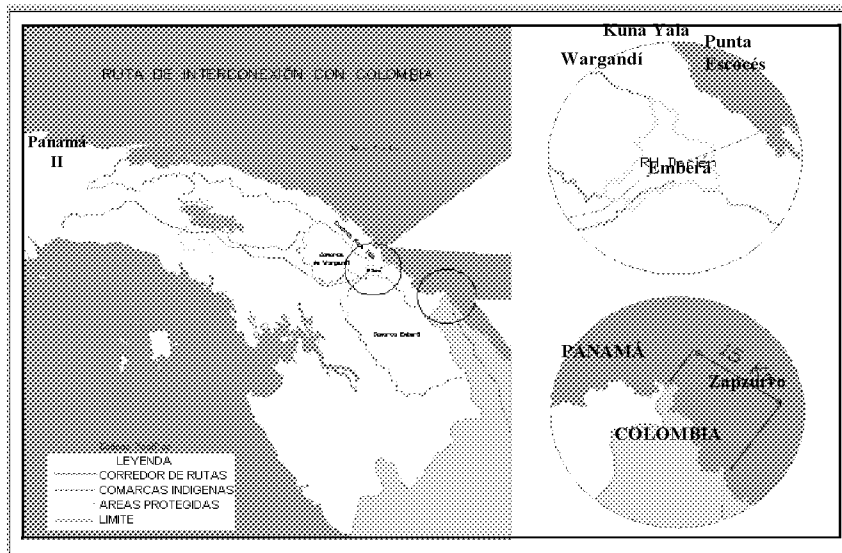
Descripción Técnica

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).



Corredor de ruta propuesto (Colombia y Panamá)



Características: longitud total

A continuación se presenta la información detallada de la longitud de la línea de interconexión, de acuerdo con el trazado propuesto.

	Colombia	Panamá	Total
Aéreo (km)	325	234	559
Submarino (km)	15	40	55
Total (km)	340	274	614

Características: costo preliminar (estimado)

En la siguiente tabla se presenta el costo total de inversión del proyecto teniendo como referencia los costos unitarios de inversión y los costos de mitigación empleados en el estudio del DAA.

Valores en Miles USD	Línea / Cable		Ambiental	Estaciones HVDC	Total
	Aérea	Submarina			
Colombia	38,025	11,400	4,976	41,812	96,213
Panamá	27,360	30,400	11,414	41,812	110,986
Total	65,385	41,800	16,390	83,623	207,198

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

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

El costo estimado es de 207 millones de dólares, incluyendo las ampliaciones a las subestaciones Cerromatoso y Panamá II.

Situación Actual

Con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y aportes de las empresas ISA y ETESA se procede a la realización de los estudios técnicos, ambientales, económicos, financieros y regulatorios necesarios para desarrollar el



proyecto de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia. Los estudios son los siguientes:

1. Evaluación Económica y Financiera
2. Ingeniería Básica y Prediseños
3. Estudio de Impacto Ambiental y Social
4. Panel de Expertos para el Estudio de Impacto Ambiental Social
5. Fotogrametría
6. Estudio de Armonización Regulatoria (por parte de los reguladores de ambos países)

Los mismos serán ejecutados durante los años 2007 y primer semestre del 2008 para la toma de decisiones en cuanto a la ejecución del proyecto de interconexión.



Capítulo 16: Plan de Expansión de Transmisión Estratégico

En el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2006, aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante la Resolución AN No. 372-Elec, se incluyó el aprovechamiento de fuentes renovables ubicadas en las cuencas de los Ríos Chiriquí Viejo, Piedra y Chiriquí, por medio de los proyectos estratégicos de las subestaciones 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.

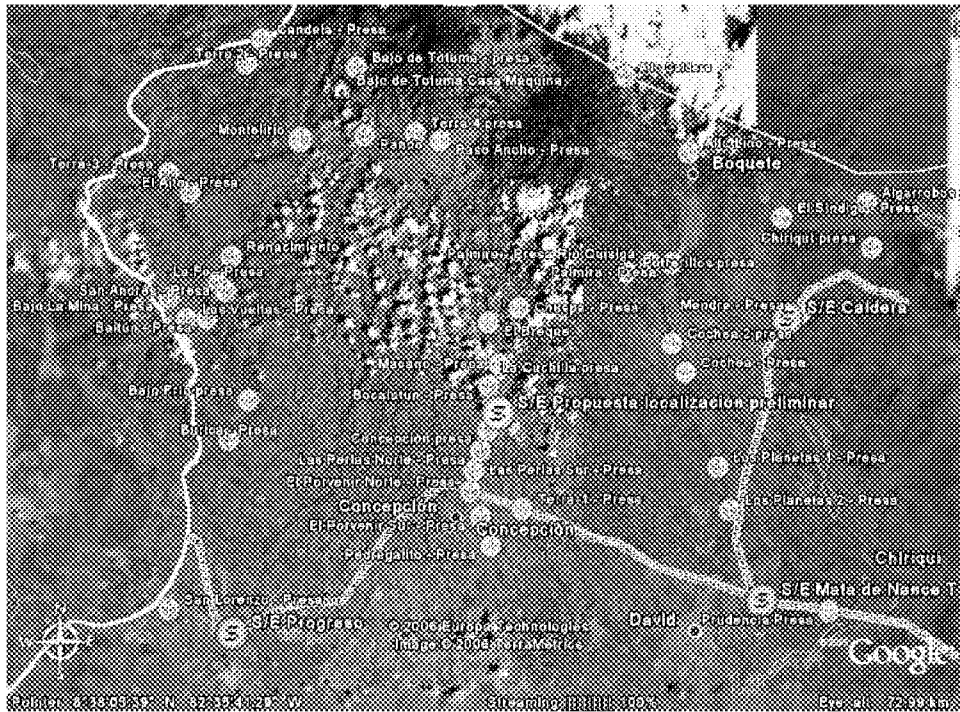


Figura 17-1



16.1 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.

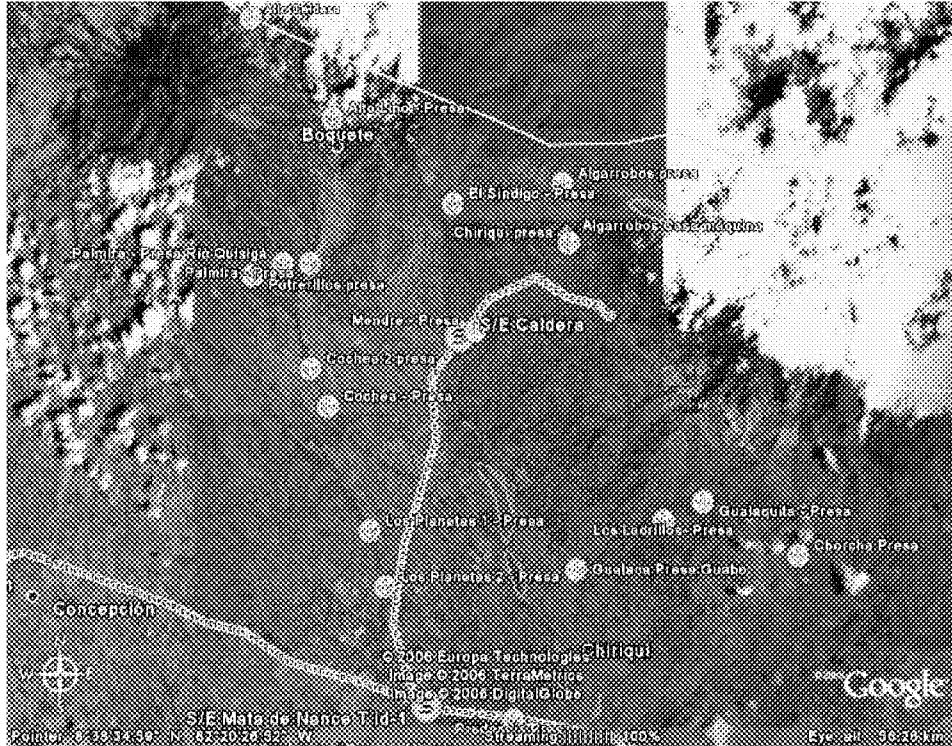


Figura 17-2

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 última 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: sept. de 2009

Inversión total de ETESA: B/. 3,845.000

16.2 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

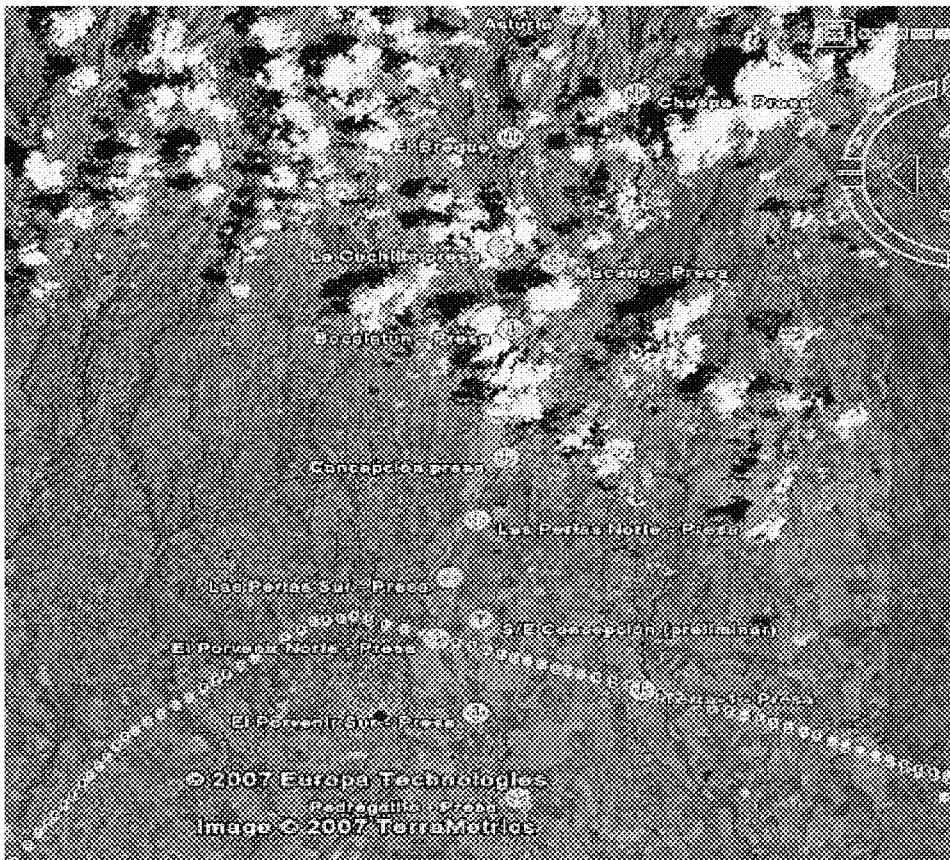


TOTAL	99.2
--------------	-------------

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.⁴⁷

La Figura 17-3 muestra la ubicación de estos proyectos y el recorrido de la línea 230-9, Mata de Nance – Progreso 230 KV:



⁴⁷ Todas estas notas se recibieron en a finales del mes de abril del presenta año



Figura 17-3

Este proyecto contempla la construcción de aproximadamente 10 km de línea de 230 KV, circuito sencillo, para seccionar la línea 230-9 Mata de Nance – Progreso y llegar hasta la ubicación de la S/E Concepción, con un costo de B/. 1, 115,000. La Tabla 16-3 muestra el desglose de este costo. Se estima que la nueva S/E Concepción estará ubicada a no más de 5 km al norte de la actual Línea 230-9 Mata de Nance – Progreso. La subestación seccionadora 230/34.5 KV, se realizara en un esquema de anillo (una nave con tres interruptores, para la conexión de las líneas y una nave con dos cuchillas para la conexión del transformador). 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: enero de 2011

Inversión: B/. 8,500,000



Capítulo 17: Conclusiones

CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

- El sistema actual, año 2009, 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.
- Es importante destacar que actualmente se está atravesando por un incremento generalizado en los costos del petróleo, lo que afecta el costo de los combustibles y a su vez incrementa de manera importante el costo operativo de un sistema donde la generación térmica tiene un componente importante.
- Adicionalmente, para este plan el costo del déficit es de 1850 USD/MWh, independientemente del porcentaje de racionamiento esperado, siendo que en planes anteriores ese costo era de 350 USD/MWh. Por lo anterior, cualquier racionamiento evitado tiene un peso relevante en los beneficios de cada proyecto que lo elimine.
- En caso de que se logren desarrollar los proyectos de generación hidráulica definidos en los Escenarios 1, 2 y 3 en los cuales aparecen más de 900 MW de proyectos de generación hidro y eólica, 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, además de la repotenciación de los circuitos existentes Guasquitas - Veladero - Llano Sánchez - Panamá II 230 KV a un mínimo de 314 MVA y la compensación serie a 50% de los mismos. 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 18: Recomendaciones

Año 2009:

- Terminar la construcción de Ampliación de S/E Caldera 115/34.5 KV.
- Terminar la adquisición de la nave 3 de la S/E Fortuna 230 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.

Año 2012:

- Refuerzo S/E Las Guías.
- Refuerzo S/E Panamá Etapa 1
- 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.
- Repotenciación de líneas Guasquitas - Veladero – Llano Sánchez – Panamá II.
- Compensación serie 50% de las líneas Guasquitas - Veladero – Llano Sánchez – Panamá II.

Año 2015:

- Refuerzo L.T. Guasquitas – Llano Sánchez – Panamá II 230 KV (un circuito inicialmente, 2 conductores por fase 750 ACAR)
- Refuerzo L.T. Guasquitas – Fortuna 230 KV, un circuito sencillo, conductor 1200 ACAR.
- Adición de Banco de Capacitores de 60 MVAR adicionales en S/E Panamá 115 KV.

Año 2016:

- Instalación del transformador T3 de 230/115 KV, 105/140/175 MVA de la subestación Panamá II
- Refuerzo Subestaciones Antón y Panamá 230 KV Etapa 2

**Año 2018:**

- Adición del segundo circuito en la línea de transmisión Guasquitas – Llano Sánchez – Panamá II 230 KV

Año 2021:

- Energizar en 230 KV la línea de transmisión Santa Rita – Panamá II 230 KV (operada inicialmente en 115 KV).

PROYECTOS DE CARÁCTER GENERAL

En la Tabla 18-1 se resumen los proyectos propuestos en este plan de expansión. Los proyectos recomendados en esta tabla son independientes de los proyectos de conexión de transmisión de las nuevas plantas de generación que entren al sistema.

En el Anexo 1 se presentan el plan de inversiones y las fichas de los proyectos propuestos. En la Tabla 18-1 a continuación se presenta el resumen de las inversiones necesarias en el sistema de transmisión, hasta el año 2021.



ETESA Plan de Expansión 2009

Estudios Básicos

Equipo	Año	Costo Miles B/.
Sistema Principal		
Nave 3 S/E Fortuna 230 KV	2009	2,170
Refuerzo Santa Rita – Panamá II 115 KV	2011	16,037
Refuerzo Guasquitas – Changuinola 230 KV	2011	10,481
Banco de Capacitores 120 MVAR S/E Panamá II	2011	3,781
Sistema de Comunicaciones	2011	1,518
Refuerzo S/E Las Guías 230 KV	2012	3,881
Refuerzo S/E Panamá Etapa 1	2012	5,990
Adición Transformador T4 S/E Panamá	2012	8,331
Banco de Capacitores 90 MVAR S/E Llano Sánchez	2012	2,836
Repotenciación Líneas GUASQ - VEL - LLS - PAN II	2012	8,320
Compensación Serie Líneas GUASQ-VEL - LLS - PAN II	2012	43,820
Banco de Capacitores 60 MVAR S/E Panamá	2015	1,778
Refuerzo Guasquitas - Llano Sánchez - Panamá II 230 KV Etapa 1	2015	146,948
Refuerzo S/E Antón y Panamá 230 KV Etapa 2	2016	10,841
Adición Transformador T3 S/E Panamá II	2016	7,362
Refuerzo Guasquitas - Llano Sánchez - Panamá II 230 KV Etapa 2	2018	39,992
Refuerzo Santa Rita – Panamá II 230 KV	2021	18,368
Plan de Reposición		
Protecciones	2009-2011	1,479
Subestaciones	2009-2012	2,323
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	8,500
Plan de Planta General		
	2010-2013	19,169
Sistema de Conexión		
	2010-2016	38,867

Tabla 18-1 Propuesta Plan de Expansión de Transmisión 2009 – 2023

ANEXO 1

Fundamentos Teóricos de Regresión Lineal Múltiple

FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE

Los fundamentos teóricos expuestos en este artículo fueron extraídos de una versión traducida del libro "Econometría Básica" del economista Damodar Gujarati. En 1995, McGraw-Hill publicó la segunda edición de este libro y en 2002, McGraw-Hill y Irwin publicaron la cuarta y más reciente edición. El economista Victor Matunga, del IICA, realizó la segunda traducción, la cual ha publicado por McGraw-Hill en 1996.

1. DEFINICIÓN

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

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots + \beta_k X_k + \epsilon$$

Y = Variable explicada

X = Variables explicativas

β = Parámetros de regresión

2. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS

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

- **Formulación de la hipótesis estadística:** La hipótesis estadística es un enunciado lógico que se quiere aceptar o rechazar. Esta formulación debe ser la más consistente posible con la realidad que representa.
- **Formulación de la regresión estadística:** Toda regresión lineal múltiple se puede formular matemáticamente usando una notación matricial en donde se define claramente la variable dependiente, las variables explicativas y los parámetros de regresión.
- **Estimación de los parámetros de regresión:** En este paso, los parámetros de regresión lineal se estiman mediante el método de mínimos cuadrados, el cual minimiza la suma de cuadrados de los residuos de regresión. Más adelante se explica con detalle esta técnica.
- **Pruebas estadísticas de bondad de ajuste:** Existen varias pruebas estadísticas que se usan para verificar la bondad de ajuste de una regresión lineal múltiple. Entre más pruebas se usan mejor será el ajuste.
- **Pronóstico de las variables explicativas:** Por lo general se definen e justifican tres escenarios de pronóstico (bajo, medio y alto) para cada variable explicativa. A cada escenario se le puede asignar una probabilidad de ocurrencia.
- **Pronóstico de la variable explicada:** El pronóstico de la variable dependiente depende de los escenarios de pronóstico de las variables explicativas y del modelo de regresión lineal desarrollado, ajustado y validado.

3. PROGRAMAS ESTADÍSTICOS

En el mercado existen una amplia gama de programas estadísticos, con precios que varían entre \$200 y \$1.100 USD. Estos precios incluyen una licencia corporativa comercial y profesional. Los programas estadísticos más populares son:

PROGRAMA	INTERNET	PRECIO
SPSS 12.0	www.spss.com	\$745 USD
PCGIVE 10.0	www.pcgive.com	\$510 USD
SYSTAT 10.0	www.jmp.com	\$1010 USD
SHAZAM 9.0	econometrics.com	\$490 USD
STATA 8.0	www.stata.com	\$1.000 USD
LNDEP 3.0	www.lndep.com	\$890 USD
NIESTAT 6.1 (win-64)	www.niestat.com	\$299 USD
STATISTICAL	www.statsoft.com	\$800 USD
SAS IMPL 1	www.ima.com	\$990 USD
RATS 5.0	www.econometrics.com	\$300 USD
TSP 4.5	www.tsp.com	\$900 USD
VIEW 9.4.1	www.view.com	\$1.05 USD
REBALSTAT 4.0	www.surmount.com	\$500 USD

La selección del programa estadístico depende de las necesidades y requerimientos del usuario. Si las necesidades se limitan a un análisis de regresión lineal, logística, un cumplimiento (add-in) como NIESTAT es suficiente. Si se desea análisis más complejos y especializados, SPSS, LNDEP o SHAZAM son la solución. Para análisis robustos y complejos, STATISTICAL, STATA o SPSS son las indicadas.

4. FORMULACIÓN DE LA HIPÓTESIS ESTADÍSTICA

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

- Primera hipótesis ilustrativa: La demanda de energía eléctrica en el sector residencial depende linealmente de la población y del ingreso promedio disponible.
- Segunda hipótesis ilustrativa: La demanda de energía eléctrica en el sector industrial depende linealmente del producto interno bruto y del precio promedio de la energía eléctrica.

5. FORMULACIÓN DE LA REGRESIÓN ESTADÍSTICA

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

$$Y = X\beta$$

$$Y = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_n \end{bmatrix}$$

$$X = \begin{bmatrix} 1 & x_{11} & x_{12} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 & x_{n1} & x_{n2} \end{bmatrix}$$

$$\beta = \begin{bmatrix} \beta_0 \\ \beta_1 \\ \beta_2 \end{bmatrix}$$

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

Un modelo de regresión lineal simple involucra solamente una variable explicativa y dos parámetros de regresión. Por tal motivo, su formulación matricial se reduce a una ecuación escalar bastante conocida y sencilla de resolver ($Y = \beta_0 + \beta_1 X$). Cuando se involucra más de una variable explicativa, la formulación matricial simplifica las ecuaciones cuadradas. Sin embargo, se requiere un conocimiento de las operaciones matriciales, tales como matriz identidad, inversa y transpuesta de una matriz, y suma y multiplicación de matrices.

3. ESTIMACIÓN DE PARÁMETROS DE REGRESIÓN

Existen varios métodos para resolver regresiones estadísticas, algunos basados en álgebra (OLS) y otros basados en métodos estadísticos (WLS), incluido generalizado de momentos (GMM) y técnicas estadísticas autorregresivas no lineales (ARNL). El método de mínimos cuadrados ordinarios es el más utilizado para regresiones lineales múltiples. Más adelante se presentarán métodos más avanzados.

Para entender el método de mínimos cuadrados, es necesario definir tres estadísticas que miden la dispersión de las estimaciones con respecto a las observaciones, suma de cuadrados de residuos (SCR), suma de cuadrados de regresión (SCR), y suma de cuadrados totales (SCT).



- Y = Variable explicada
- Y' = Matriz transpuesta de Y
- X = Variables explicativas
- β = Parámetros de regresión
- y = i -ésima observación
- \hat{y} = i -ésima estimación de regresión
- \bar{y} = Promedio de las observaciones
- n = Número de observaciones
- m = Número de variables explicativas

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

$$SRC = \beta' X' Y - n\bar{y}^2 = \sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - \bar{y})^2$$

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

$$SRC = Y' Y - \beta' X' Y = \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2$$

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

$$STC = SRC + SRC = Y' Y - n\bar{y}^2 = \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2$$

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

$$\text{min SRC} = Y' Y - \beta' X' Y = \sum_{i=1}^n e_i^2 = \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2$$

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

$$e_i = y_i - \hat{y}_i \sim N(0, \sigma^2) \quad \sigma^2 = \frac{\sum e_i^2}{n - m}$$

$e = (y_i - \hat{y}_i)$: Residuos de regresión

$N(\beta, \sigma^2)$: Distribución Normal con media β y desviación σ

σ^2 : Varianza muestral de los residuos de regresión

n : Número de observaciones

m : Número de variables explicativas

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

$$\hat{\beta} = (X'X)^{-1}X'Y = NIB(X'X)^{-1}Y$$

$N(B, \sigma^2)$: Distribución Normal con media β y desviación $\sigma(N'X)^{-1/2}$

$E(\hat{\beta}) = \beta$: Valor esperado de $\hat{\beta}$

$Var(\hat{\beta}) = \sigma^2(N'X)^{-1}$: Varianza muestral de $\hat{\beta}$

4. PRUEBAS ESTADÍSTICAS DE BONDAD DE AJUSTE

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

- Correlación de variables
- Aproximación de observaciones
- Distribución normal de residuos
- Prueba estadística conjunta
- Pruebas estadísticas individuales

4.1. Correlación de variables

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

$$R^2 = \frac{SEC}{STC} = \frac{SEC}{SEC + SRC} = \frac{\sum_{i=1}^n \hat{y}_i^2 + Y_i^2}{\sum_{i=1}^n y_i^2 + Y_i^2}$$



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

$$R^2_a = 1 - \frac{\frac{SSE}{n-2}}{\frac{SST}{n-1}} = 1 - \frac{\frac{\sum e_i^2}{n-2}}{\frac{\sum (y_i - \bar{y})^2}{n-1}} = (1 - R^2) \frac{n-1}{n-2}$$

4.2. Autocorrelación de observaciones

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

$$\frac{\sum_{i=1}^n (e_i - e_{i-1})^2}{\sum_{i=1}^n e_i^2}$$

Autocorrelación positiva	Autocorrelación indeterminada	Señal autocorrelación	Autocorrelación indeterminada	Autocorrelación Negativa
0	2	4	4 - d ₁	4 - d ₂

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

4.3. Distribución normal de residuos

Como se mencionó anteriormente, el método de mínimos cuadrados ordinarios se fundamenta en el postulado de que los residuos de regresión tienen una distribución Normal, con un valor esperado de cero y con una mínima desviación. En otros palabras, la diferencia entre las estimaciones y las observaciones debe depender exclusivamente de factores aleatorios. Para verificar esta hipótesis de los residuos, se usa el estadístico llamado J que es una medida de ajuste normal de la ecuación de regresión:

$$J_2 = \frac{n}{2k} \left(\sum_{i=1}^n \frac{(K - 2)e_i^2}{k} \right)$$

$S = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{Y_i - \bar{Y}}{s} \right)^2$: Simetría mide la simetría de las observaciones con respecto al promedio

$K = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{Y_i - \bar{Y}}{s} \right)^3$: Kurtosis mide la amplitud y el ancho de la distribución de las observaciones

4.3. Prueba estadística colectiva

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

$H_0 : \beta_1 = \dots = \beta_k = 0$ (prueba nula que se quiere rechazar)

$H_1 : \beta_1 \neq 0 \vee \beta_2 \neq 0 \vee \dots \vee \beta_k \neq 0$ (prueba alternativa)

Variable	GRADOS DE LIBERTAD	SUMA CUADRADOS	PROMEDIO CUADRADOS	ESTADÍSTICO F	MECANISMOS DE RECHAZAR H_0
STC	$n-1$	$\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2$	STC $(n-1)$		
SCC	$m-1$	$\sum_{i=1}^m (Y_i - \bar{Y})^2$	SCC $(m-1)$	$\frac{SCC (m-1)}{STC (n-1)}$	$F_{\alpha, m-1, n-m}$
SSC	$n-m$	$\sum_{i=1}^n (Y_i - \hat{Y}_i)^2$	SSC $(n-m)$		

$$F > F_{\alpha, m-1, n-m} \vee P(F > F_{\alpha, m-1, n-m}) < \alpha \text{ se rechaza } H_0$$

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

4.4. Prueba estadística colectiva

La prueba estadística individual, también denominada pruebas de intervalos de confianza, verifica que el parámetro de regresión de una variable explicativa sea nulo. En otras palabras, esta prueba verifica que cada variable explicativa sea relevante dentro de la regresión estadística.

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

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

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

VARIABLE	GRANDEZAS LIBERTAD	PROMEDIO β	DEVIACION ESTÁNDAR \sqrt{VIB}	ESTADÍSTICO t	PROBABILIDAD $P(\beta_{i-1} < \beta < \beta_{i+1})$
X	$n - p$	$(K'X)' / K'Y$	$\sqrt{\text{diag}_{ii}(K'X)' / K'Y} \cdot \sigma$	$\frac{\beta_i}{\sqrt{VIB_{ii}}}$	$P(\beta_{i-1} < \beta < \beta_{i+1})$

$$|t_i| > t_{1-\alpha/2, n-p} \text{ o } P(\beta_{i-1} < \beta < \beta_{i+1}) > 1 - \alpha \text{ se rechaza } H_0$$

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

$$\left[\beta_i - t_{1-\alpha/2, n-p} \sqrt{VIB_{ii}}, \beta_i + t_{1-\alpha/2, n-p} \sqrt{VIB_{ii}} \right]$$

5. PRONÓSTICO DE LAS VARIABLES EXPLICATIVAS

Antes de entrar en esta etapa de pronóstico, se debe haber seleccionado la regresión lineal múltiple que mejor correlaciona la variable dependiente con las variables explicativas. Para pronóstico de variable explicada se debe pronosticar primero las variables explicativas seleccionadas (X). De lo general, se definen y justifican los escenarios de pronóstico (alto, medio y bajo) para cada variable explicativa:

$$X_{i,t+1} = \lambda_{i,t+1} X_{i,t} + \lambda_{i,t+1} \left\{ \begin{array}{l} \text{Escenario de crecimiento bajo} \\ \text{Escenario de crecimiento medio} \\ \text{Escenario de crecimiento alto} \end{array} \right.$$

- $X_{i,t}$: Valor de la i -ésima variable explicativa para el período t
- $X_{i,t+1}$: Pronóstico de la i -ésima variable explicativa para el período $(t+1)$
- $\lambda_{i,t+1}$: Escenario de variación porcentual de la i -ésima variable entre los periodos t y $(t+1)$

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

$$\lambda_{i+1} = \frac{P_L \lambda_{i+1|L} + P_M \lambda_{i+1|M} + P_H \lambda_{i+1|H}}{\lambda}$$

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

$\lambda_{i+1|L}, \lambda_{i+1|M}, \lambda_{i+1|H}$: Pronóstico de la j-ésima variable explicativa para el período (t+1) y para el escenario bajo (L), medio (M) y alto (H)

λ : Pronóstico más probable de la j-ésima variable explicativa para el período (t)

8. PRONÓSTICO DE LA VARIABLE EXPLICADA

Una vez estimado y validado los escenarios de pronóstico de las variables explicativas ponderadas y la regresión lineal múltiple de mejor ajuste, se procede finalmente a pronosticar la variable explicada. De esta forma se concluye el proceso estadístico.

ANEXO 2
BONDAD DE AJUSTES ECONOMÉTRICOS
Regresiones Sectoriales

**PLAN DE EXPANSIÓN 2009-2023
PROYECCIONES DE DEMANDA**

**ANEXO 2
BONDAD DE AJUSTES ECONOMETRICOS Y REGRESIONES SECTORIALES**

No.	TITULO
1	BONDAD DE AJUSTES ESTADÍSTICOS DE VARIABLES EXPLICATIVAS
2	REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE PARA EL SECTOR RESIDENCIAL ESCENARIO MEDIO
3	REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE PARA EL SECTOR COMERCIAL ESCENARIO MEDIO
4	REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE PARA EL SECTOR INDUSTRIAL ESCENARIO MEDIO
5	REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE PARA EL SECTOR OFICIAL ESCENARIO MEDIO

PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA DE PANAMÁ
BONDAD DE AJUSTES ESTADÍSTICOS DE VARIABLES EXPLICATIVAS

SECTOR RESIDENCIAL

ESTADÍSTICO	RESULTADO	VALORES CRÍTICOS		CONCLUSIÓN
		MINIMO	MAXIMO	
Variables (m)	4			
Observaciones (n)	38			
Nivel de confianza (1- α)	89%			
Correlación de variables				Resultado dentro del rango aceptable: hay correlación de variables.
Coefficiente de correlación ajustado (R^2_{adj})	0.9973	89%	100%	
Auto correlación de observaciones				Resultado fuera del rango crítico: no hay autocorrelación de residuos.
Coefficiente Durbin - Watson (d)	2.012	1.317	1.656	
Distribución normal de residuos				Resultado inferior al mínimo requerido: No tiene distribución normal.
Estadístico Jarque Bera (X)	2.7633	4.4145		
Prueba estadística colectiva				Resultado superior al mínimo requerido: las variables son simultáneamente relevantes.
Estadístico F	4201	2.1667		$-t_{\alpha/2} < t < t_{\alpha/2}$
Prueba individual				
Estadístico t-studen	3.705	-1.6411	1.6411	Resultados dentro del rango aceptable: cada variable es relevante.
POBURR(t)	-3.040			
POBURR(t)	14.224			
GWHRes (t-1)	1.659			
CONSTANTE				
FÓRMULA:	GWHRES(T) = 0.8665xGWHRES(T-1) + 0.2021xPOBURR(T) - 0.2123xPOBURR(T) + 88.3427			

SECTOR COMERCIAL

ESTADÍSTICO	RESULTADO	VALORES CRÍTICOS		CONCLUSIÓN
		MINIMO	MAXIMO	
Variables (m)	4			
Observaciones (n)	38			
Nivel de confianza (1- α)	95%			
Correlación de variables				Resultado dentro del rango aceptable: hay correlación de variables.
Coefficiente de correlación ajustado (R^2_{adj})	0.9952	95%	100%	
Auto correlación de observaciones				Resultado fuera del rango crítico: no hay autocorrelación de residuos.
Coefficiente Durbin - Watson (d)	2.242	1.317	1.656	
Distribución normal de residuos				Resultado superior al mínimo requerido: tiene distribución normal.
Estadístico Jarque Bera (X)	60.9936	5.9915		
Prueba estadística colectiva				Resultado superior al mínimo requerido: las variables son simultáneamente relevantes.
Estadístico F	2539	2.8826		$-t_{\alpha/2} < t < t_{\alpha/2}$
Prueba individual				
Estadístico t-studen	2.699	-2.032	2.032	Resultados dentro del rango aceptable: cada variable es relevante.
PIBCom(t)	-2.721			
PRETOT(t)	27.793			
GWHCom (t-1)	2.070			
CONSTANTE				
FÓRMULA:	GWHCOM(T) = 0.9733xGWHCOM(T-1) + 0.1306xPIBCOM(T) - 16.1524xPRETOT(T) + 107.6787			

ETESA- Gerencia de Planeamiento

Plan de Expansión 2009

Estudios Básicos

REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE PARA EL SECTOR RESIDENCIAL

$$GWHRES(T) = 0.8443 \times GWHRES(T-1) + 0.2210 \times POBUR(T) - 0.2184 \times POBRUR(T) + 85.3536$$

INTERVALO DE TIEMPO		
PASADO	1971	2008
FUTURO	2009	2023

ESTADÍSTICOS DE REGRESIÓN	
Coef. de correlación (R ²)	0.9973
Coef. ajustado (R ² _{adj})	0.9971
Durbin-Watson (d)	2.0120
Jarque Bera (J)	2.7633
Log likelihood	-169.3619
Schwarz	9.2967

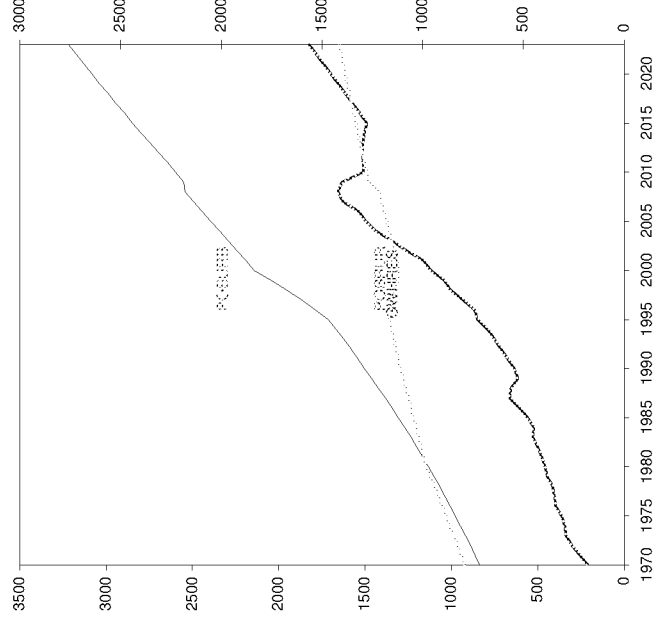
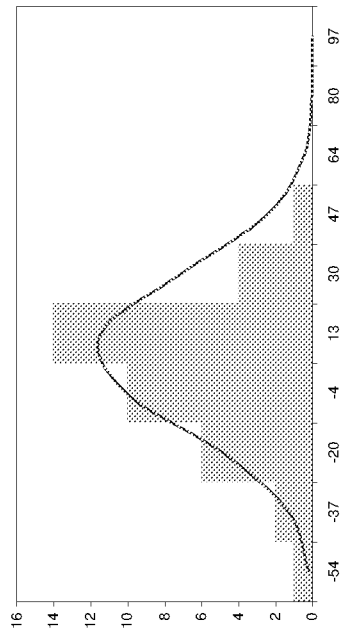
VALORES CRÍTICOS	
Nivel de confianza (1-α)	.89%
Límite inferior (d _L)	1.3170
Límite superior (d _U)	1.6560
t-student (tα/2)	1.6411
Fisher (Fα)	2.1667
Chi-cuadrado (χ ² α)	4.4145

TAMAÑO DE LA MUESTRA	
Variables (m)	4
Observaciones (n)	38

PRUEBA ESTADÍSTICA INDIVIDUAL H0: β ₁ = 0 vs H1: β ₁ ≠ 0					
VARIABLE	GRADOS	ESTIMADOR	ERROR	t	P(α/2 > t)
CTE	34	85.3536	51.4548	1.6588	1.1E-01
POBURB	34	0.2210	0.0596	3.7050	7.5E-04
POBRUR	34	-0.2184	0.0718	-3.0396	4.5E-03
DEFASE	34	0.8443	0.0594	14.2239	7.1E-16

PRUEBA ESTADÍSTICA COLECTIVA H0: β ₁ = β ₂ = β ₃ = β ₄ = 0 vs H1: β ₁ ≠ β ₂ ≠ β ₃ ≠ β ₄ ≠ 0					
VARIABLE	GRADOS	SUMA	PROMEDIO	F	P(Fα > F)
STC	37	6147667	166153		
SEC	3	6131127	2043709	4201	9.6E-44
SRC	34	16539	486		

HISTOGRAMA DE RESIDUOS				
MINIMO	MÁXIMO	PROMEDIO	FRECUENCIA	NORMAL ACUMULADO
-62.4928	-45.6754	-54.0841	1	0
-45.6754	-28.8580	-37.2667	2	1
-28.8580	-12.0405	-20.4492	6	5
-12.0405	4.7769	-3.6318	10	10
4.7769	21.5943	13.1856	14	11
21.5943	38.4117	30.0030	4	7
38.4117	55.2292	46.8204	1	2
55.2292	72.0466	63.6379	0	0
72.0466	88.8640	80.4553	0	0
88.8640	105.6814	97.2727	0	0



Plan de Expansión 2009 **REGRESIÓN LINEAL MULTIPLE PARA EL SECTOR COMERCIAL** Estudios Básicos
 GWHCOM(T) = 0.9733×GWHCOM(T-1) + 0.1306×PIBCOM(T) - 16.1524×PRETOT(T) + 107.6787

INTERVALO DE TIEMPO		
PASADO	1971	2008
FUTURO	2009	2023

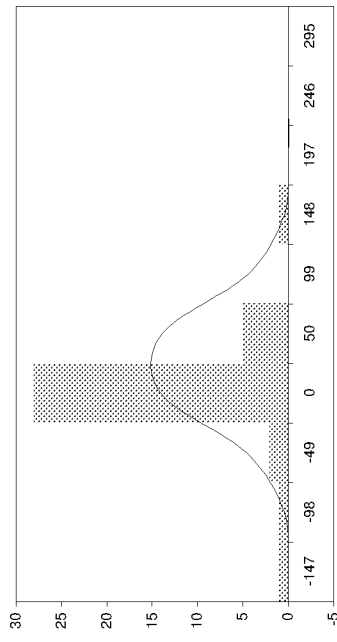
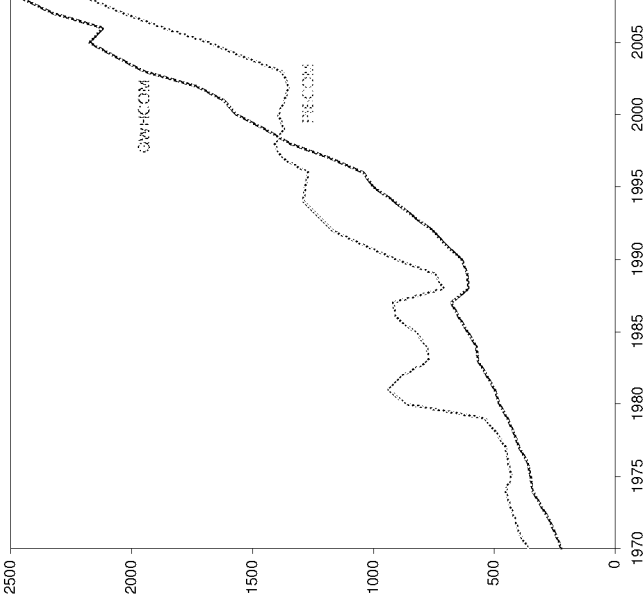
ESTADÍSTICOS DE REGRESIÓN	
Coef. de correlación (R ²)	0.9956
Coef. ajustado (R ² Adj)	0.9952
Durbin-Watson (d)	2.2421
Jarque Bera (J)	60.9936
Log likelihood	-197.1239
Schwarz	10.7578

VALORES CRÍTICOS	
Nivel de confianza (1-α)	95%
Límite inferior (d _L)	1.3170
Límite superior (d _U)	1.6560
t-student (ta2)	2.0322
Fisher (Fα)	2.8826
Chi-cuadrado (χ²α)	5.9915

PRUEBA ESTADÍSTICA INDIVIDUAL					
H0: βi = 0 vs H1: βi ≠ 0					
VARIABLE	GRADOS	ESTIMADOR	ERROR	t	P(tα/2 > t)
CTE	34	107.6787	52.0128	2.0702	4.6E-02
PIBCOM	34	0.1306	0.0484	2.6991	1.1E-02
PRETOT	34	-16.1524	5.9358	-2.7212	1.0E-02
DESFASE	34	0.9733	0.0350	27.7927	5.8E-25

PRUEBA ESTADÍSTICA COLECTIVA				
H0: β1 = β2 = β3 = βm = 0 vs H1: β1 ≠ β2 ≠ β3 ≠ βm ≠ 0				
VARIABLE	GRADOS	SUMA	F	P(Fα > F)
STC	37	16044281	433629	
SEC	3	15972980	5324327	2539
SFC	34	71300	2097	4.9E-40

HISTOGRAMA DE RESIDUOS				
MINIMO	MÁXIMO	PROMEDIO	FRECUENCIA	NORMAL ACUMULADO
-171.5410	-122.4178	-146.9794	1	0
-122.4178	-73.2947	-97.8563	1	0
-73.2947	-24.1716	-48.7331	2	5
-24.1716	24.9516	0.3900	28	14
24.9516	74.0747	49.5131	5	14
74.0747	123.1978	98.6363	0	4
123.1978	172.3209	147.7594	1	0
172.3209	221.4441	196.8825	0	0
221.4441	270.5672	246.0056	0	0
270.5672	319.6903	295.1288	0	0



Plan de Expansión 2009

Estudios Básicos

REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE PARA EL SECTOR INDUSTRIAL

$$GWHIND(T) = 0.4821 \times GWHIND(T-1) + 0.5795 \times PIBMAN(T) - 0.0097 \times PIBSUB(T) - 143.2459$$

INTERVALO DE TIEMPO	
PASADO	1971 - 2008
FUTURO	2009 - 2023

ESTADÍSTICOS DE REGRESIÓN	
Coef. de correlación (R ²)	0.9650
Coef. ajustado (R ² _{Adj})	0.9619
Durbin-Watson (d)	1.7779
Jarque Bera (J)	41.8054
Log likelihood	-178.3108
Schwarz	9.7677

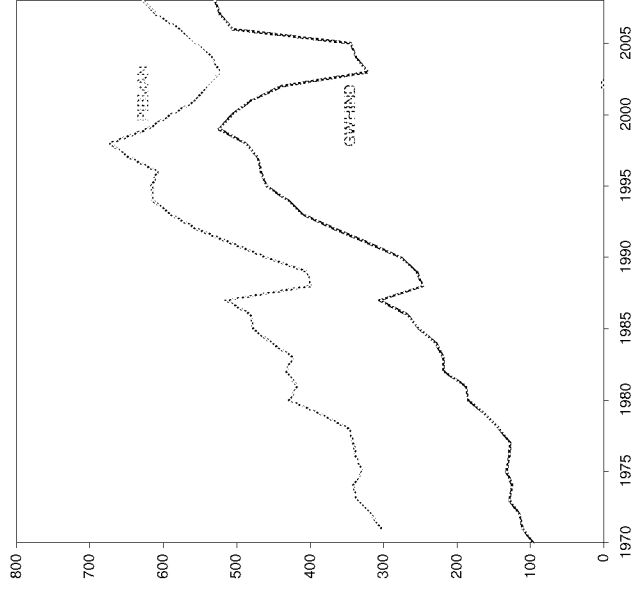
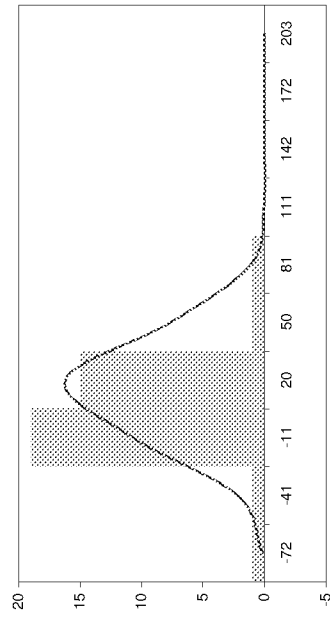
VALORES CRÍTICOS	
Nivel de confianza (1- α)	90%
Límite inferior (d _L)	1.3170
Límite superior (d _U)	1.6560
t-student (ta ₂)	1.6909
Fisher (Fa)	2.2524
Chi-cuadrado (χ^2_{α})	4.6052

TAMAÑO DE LA MUESTRA	
Variables (m)	4
Observaciones (n)	38

PRUEBA ESTADÍSTICA INDIVIDUAL					
H ₀ : $\beta_j = 0$ vs. H ₁ : $\beta_j \neq 0$					
VARIABLE	GRADOS	ESTIMADOR	ERROR	t	P(t > t)
CTE	34	-143.2459	31.3757	-4.5655	6.2E-05
PIBMAN	34	0.5795	0.1093	5.3007	7.0E-06
PIBSUB	34	0.0097	0.0056	1.7385	9.1E-02
DEFASE	34	0.4821	0.0870	5.5428	3.4E-06

PRUEBA ESTADÍSTICA COLECTIVA				
H ₀ : $\beta_1 = \beta_2 = \beta_3 = 0$ vs. H ₁ : $\beta_1 \neq \beta_2 \neq \beta_3 \neq 0$				
VARIABLE	GRADOS	SUMA	F	P(Fa > F)
STC	37	755752	20426	
SEC	3	729263	243088	312
SFC	34	26489	779	8.5E-25

HISTOGRAMA DE RESIDUOS				
MINIMO	MÁXIMO	PROMEDIO	FRECUENCIA	ACUMULADO
-87.1013	-56.6015	-71.8514	1	0
-56.6015	-26.1018	-41.3517	1	2
-26.1018	4.3980	-10.8519	19	11
4.3980	34.8977	19.6478	15	16
34.8977	65.3974	50.1476	1	8
65.3974	95.8972	80.6473	1	1
95.8972	126.3969	111.1470	0	0
126.3969	156.8966	141.6468	0	0
156.8966	187.3964	172.1465	0	0
187.3964	217.8961	202.6462	0	0



ANEXO 3

CUADROS SOPORTE Y DETALLE DE CALCULO

CUADRO No. 1
INCREMENTO DE POBLACIÓN ASOCIADO A LOS TRABAJOS DE AMPLICACION DEL CANAL

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

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

CUADRO No. 2
INCREMENTO DE POBLACIÓN ASOCIADO AL TURISMO RESIDENCIAL

CASO DE IMPACTO MODERADO					
SUPUESTO: OCUPACIÓN DE EDIFICIOS POR EXTRANJEROS AUMENTADO					10.00%
	TOTAL	Ocupación	Dueño	Acompañantes	INMIGRANTES
				1.00	TOTALES
2007	-				
2008	-				
2009	23,947	20%	7,982	7,982	15,965
2010	35,921	30%	11,974	11,974	23,947
2011	47,895	40%	15,965	15,965	31,930
2012	59,869	50%	19,956	19,956	39,912
2013	71,842	60%	23,947	23,947	47,895
2014	83,816	70%	27,939	27,939	55,877
2015	95,790	80%	31,930	31,930	63,860
2016	107,764	90%	35,921	35,921	71,842
2017	119,737	100%	39,912	39,912	79,825
2018	119,737	100%	39,912	39,912	79,825
2019	119,737	100%	39,912	39,912	79,825
2020	119,737	100%	39,912	39,912	79,825
2021	119,737	100%	39,912	39,912	79,825

CASO DE IMPACTO OPTIMISTA					
SUPUESTO: OCUPACIÓN DE EDIFICIOS POR EXTRANJEROS AUMENTADO					25.00%
	TOTAL	Ocupación	Dueño	Acompañantes	INMIGRANTES
				3.00	TOTALES
2007	-				
2008	-				
2009	55,877	20%	7,982	23,947	31,930
2010	125,724	45%	17,961	53,882	71,842
2011	195,571	70%	27,939	83,816	111,755
2012	265,418	95%	37,917	113,751	151,667
2013	279,387	100%	39,912	119,737	159,650
2014	279,387	100%	39,912	119,737	159,650
2015	279,387	100%	39,912	119,737	159,650
2016	279,387	100%	39,912	119,737	159,650
2017	279,387	100%	39,912	119,737	159,650
2018	279,387	100%	39,912	119,737	159,650
2019	279,387	100%	39,912	119,737	159,650
2020	279,387	100%	39,912	119,737	159,650
2021	279,387	100%	39,912	119,737	159,650

CUADRO No. 3
EDIFICIOS EN CONSTRUCCIÓN

	GRUPO	EDIFICIO	# PISOS	# APARTAMENTOS RESIDENCIALES	Apartamentos por Piso
1	Oloqui de España	El Palacio de la Bahía-	97	333	3.43
2	The Trump Organization, y el Grupo K de Panamá	Trump Ocean Club International Hotel And Tower	65	229	
3		Ice Tower	104		
4	Grupo Mall	Los Faros de Panamá1	84	1,716	7.66
5		Los Faros de Panamá2	70		5.55
6		Los Faros de Panamá3	70		
7 - 10	4	más según Informe del MEF	82	1,819	
11 - 25	15	edificios en preventa a dic/2006	50	4,150	
26 -176	150	edificios de menor envergadura	30	24,981	
Chiriquí	Sin información cuantitativa, estimado asumiendo			5,000	
1	Boquete	1000	residencias		
2	Potrerrillos		por lugar		
3	Las Lajas				
4	Volcán				
5	Cerro Punta				
Coclé		1000		1,000	
Bocas del Toro	A febrero/2006 se conoce de 500 a 700 casas en construcción			700	
RESIDENCIAS TOTALES				39,912	

CUADRO No. 4
ESCENARIO OPTIMISTA: IMPACTO POBLACIONAL POR AMPLIACION DEL CANAL + TURISMO RESIDENCIAL

Año	POBRUR		POBRUR		POBRUR		POBRUR		POBRUR		POBRUR	
	Población rural		Población rural masculina		Población rural femenina		Población total		Población urbana		Población urbana masculina	
	Miles de habitantes	Fórmula	Miles de habitantes	Miles de habitantes	Miles de habitantes	Miles de habitantes	Miles de habitantes	Miles de habitantes	Miles de habitantes	Miles de habitantes	Miles de habitantes	Miles de habitantes
1970	789.5		419.8		369.7		1506.3		716.8		349.1	367.7
1971	807.6		426.5		378.1		1547.3		736.7		360.0	376.8
1972	826.2		433.2		386.9		1589.5		753.3		371.3	386.9
1973	845.2		440.0		395.8		1632.8		767.6		380.0	395.8
1974	864.7		446.8		404.7		1677.4		812.7		389.0	404.7
1975	884.6		453.6		414.0		1723.2		838.6		407.4	431.2
1976	904.9		460.4		422.9		1769.2		863.3		416.0	444.0
1977	925.5		467.2		431.2		1816.3		888.8		424.3	457.5
1978	946.5		474.0		440.1		1855.6		915.0		432.9	471.0
1979	967.9		480.8		449.2		1902.0		942.0		441.7	485.2
1980	979.9		487.6		458.5		1949.7		969.9		450.9	499.9
1981	992.8		494.4		467.9		1991.1		996.4		460.0	514.5
1982	1005.8		501.2		477.6		2033.6		1027.8		469.0	529.5
1983	1019.0		508.0		487.1		2077.1		1058.1		478.1	545.0
1984	1032.4		514.8		496.5		2121.7		1089.3		487.0	560.9
1985	1046.0		521.6		506.0		2167.4		1121.4		496.0	577.3
1986	1059.8		528.4		515.4		2214.3		1153.0		505.0	593.8
1987	1073.7		535.2		524.9		2262.2		1185.2		514.0	610.0
1988	1087.8		542.0		534.4		2311.2		1218.0		523.0	626.0
1989	1098.0		548.8		544.0		2361.2		1251.3		532.0	642.0
1990	1108.3		555.6		553.5		2397.5		1287.7		541.0	658.0
1991	1118.8		562.4		563.0		2442.2		1322.3		550.0	674.0
1992	1129.4		569.2		572.5		2487.9		1358.8		559.0	690.0
1993	1140.1		576.0		582.0		2534.5		1392.2		568.0	706.0
1994	1150.9		582.8		591.5		2582.2		1428.5		577.0	722.0
1995	1161.8		589.6		601.0		2631.0		1465.8		586.0	738.0
1996	1172.8		596.4		610.5		2680.7		1503.0		595.0	754.0
1997	1183.9		603.2		620.0		2731.2		1541.3		604.0	770.0
1998	1195.1		610.0		629.5		2782.4		1580.6		613.0	786.0
1999	1206.4		616.8		639.0		2834.3		1621.0		622.0	802.0
2000	1217.8		623.6		648.5		2886.9		1662.4		631.0	818.0
2001	1229.3		630.4		658.0		2940.2		1704.7		640.0	834.0
2002	1240.9		637.2		667.5		3004.0		1748.0		649.0	850.0
2003	1252.6		644.0		677.0		3068.1		1792.3		658.0	866.0
2004	1264.4		650.8		686.5		3133.4		1837.6		667.0	882.0
2005	1276.3		657.6		696.0		3209.7		1884.0		676.0	898.0
2006	1288.3		664.4		705.5		3287.5		1931.3		685.0	914.0
R ²	0.921		0.907		0.934		0.994		0.993		0.995	

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

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

CUADRO No. 5
INFLACIÓN, 1970-2006

AÑOS	IPCPAN	INFPAN
	IPC anual de Panamá (1987 = 100) 1987 = 100 Fórmula	Inflación de Panamá % COPE 1971-2002
1970	42.2	
1971	43.0	2.0
1972	45.4	5.6
1973	48.5	6.9
1974	56.9	17.3
1975	60.0	5.5
1976	62.4	4.0
1977	65.4	4.8
1978	68.3	4.4
1979	73.8	8.0
1980	84.3	14.2
1981	90.6	7.5
1982	94.5	4.3
1983	96.6	2.2
1984	98.2	1.7
1985	99.1	0.9
1986	99.1	0.0
1987	100.0	0.9
1988	100.5	0.5
1989	100.6	0.1
1990	101.4	0.8
1991	102.7	1.3
1992	104.5	1.8
1993	105.0	0.5
1994	106.4	1.3
1995	107.4	0.9
1996	108.8	1.3
1997	110.1	1.2
1998	110.8	0.6
1999	112.4	1.4
2000	114.1	1.5
2001	114.4	0.3
2002	115.8	1.2
2003	117.7	1.6
2004	119.4	1.4
2005	122.8	2.9
2006	125.8	2.5
2007	134.0	6.5
2008	147.3	9.9

CUADRO No.6
PRONÓSTICO DEL PIB 2008, TENDENCIAL HISTÓRICO. (Millones de B/. 1996)

	BASE HISTÓRICA					Preliminar 2006	Preliminar 2007	TENDENCIAL 2004-2007	ESTIMACIONES 2008	
	2003	2002	2001	2004	2005				E1	E2
GRAN DIVISION ECONOMICA										
1. Agricultura, silvicultura y caza	588.3	566.2	581.1	592.9	621.6	670.6	700.2	701.0	740.2	740.2
2. Pesca	261.0	312.3	377.8	379.0	375.4	368.5	366.2	403.7	349.0	349.0
3. Explotación de canteras	75.6	89.3	120.9	136.0	136.1	159.5	195.7	204.1	221.8	221.8
Subtotal Sector Primario	924.9	966.8	1079.8	1107.9	1133.1	1198.6	1262.1	1,308.8	1,311	1,311
4. Industria Manufacturera	1,033.3	968.4	953.4	965.3	1,033.9	1,036.7	1,123.7	1,096.6	1,132	1,132
5. Electricidad, gas y agua	367.0	381.5	387.0	410.6	433.4	447.6	488.6	497.0	518.0	518.0
6. Construcción	394.1	366.4	491.0	561.6	566.8	671.2	809.0	827.3	916.4	916.4
7. Transporte, almacenamiento y comunicaciones	1,767.5	1,803.2	1,999.0	2,296.3	2,567.9	2,920.9	3,427.2	3,590.3	3,917.0	3,917.0
Subtotal Sector Secundario y de Infraestructura	3,544.9	3,545.5	3,842.4	4,254.0	4,956.0	5,106.4	5,890.5	5,922.3	6,380	6,380
8. Comercio al por mayor y al por menor	1,703.5	1,688.1	1,686.8	1,881.9	2,047.4	2,274.0	2,465.1	2,510.0	2,709.9	2,709.9
9. Hoteles y Restaurantes	299.2	277.4	306.2	347.6	386.1	433.2	493.9	514.2	551.4	551.4
10. Intermediación Financiera	1,090.4	1,011.9	939.4	887.0	1,032.4	1,187.1	1,416.3	1,283.7	1,636.5	1,636.5
11. Actividades Inmobiliarias, empresariales y de alquiler	690.5	717.5	753.9	834.9	899.0	947.4	1,015.4	1,062.6	1,081.7	1,081.7
12. Enseñanza Privada	82.4	84.8	86.7	92.8	96.9	105.9	112.2	114.8	119.9	119.9
Menos: Servicio de intermediación financiera	-353.8	-353.2	-353.2	-353.2	-353.2	-353.2	-353.2	-353.2	-353.2	-353.2
Subtotal Sector Terciario (comercial y financiero)	3,457	3,471.5	3,474.8	3,781.7	4,172.8	4,573.3	5,123.2	5,136.4	5,278	5,278
13. Actividades de servicio sociales y de salud privada	111.9	118.7	122.9	129.5	134.3	137.9	146.0	150.4	152.0	152.0
14. Otras actividades comunitarias, sociales y personales	368.9	388.4	394.8	410.3	426.8	448.4	499.8	497.4	534.0	534.0
15. Productores de servicios gubernamentales	1,126.9	1,171.3	1,188.0	1,217.0	1,208.3	1,231.8	1,272.7	1,284.4	1,292.0	1,292.0
Construcción	25.8	24.6	25.7	27.0	27.8	32.8	37.9	36.6	42.5	42.5
Actividades inmobiliarias, empresariales y de alquiler	1,103.9	1,150.0	1,201.7	1,268.2	1,365.4	1,453.9	1,568.0	1,608.7	1,682.9	1,682.9
Hogares privados con servicio doméstico	84.3	93.1	96.1	102.7	104.5	111.3	114.2	120.1	118.3	118.3
16. Productores de servicios domésticos	1,214.0	1,267.7	1,322.5	1,397.9	1,490.7	1,598.0	1,720.1	1,766.4	1,843.2	1,843.2
Subtotal Sector Terciario (oficial y personal)	2,823.7	2,946.1	3,028.2	3,154.7	3,260.1	3,416	3,638.6	3,697.7	3,881	3,881
Más: Derechos de importancia e ITBM	206.9	211.5	196.2	207.9	228.7	256.3	349.4	327.1	416.0	416.0
Más: ITBM que graba las compras de los hogares	139.7	136.7	139.2	170.7	191.8	254.5	302.4	301.6	366.8	366.8
Más: Otros impuestos a los productores	397.1	460.8	465.6	500.0	539.5	562.0	639.5	652.6	694.6	694.6
Menos: Subvenciones a los productos	-83.8	-61.8	-61.8	-77.2	-77.2	-77.2	-77.2	-77.2	-77.2	-77.2
Subtotal Impuestos y transferencias	695.7	737.2	757.6	800.9	890.2	944.3	1,133.2	1,144.1	1,266.4	1,266.4
Producto Interno Bruto País	11,436.2	11,589.1	12,482.9	13,898.2	14,944.2	16,248.6	18,197.8	17,169.2	18,615.5	18,615.5
TASA DE CRECIMIENTO ANUAL	2.25%	4.21%	7.52%	7.19%	8.55%	11.54%	9.27%	9.27%	9.27%	9.27%

**ESTIMADOS DE MONTOS Y VARIACIONES ANUALES DE LA ACTIVIDAD DE
MANUFACTURA EN EL PRODUCTO INTERNO BRUTO
DURANTE EL PERIODO DE EVALUACION DEL PLAN 2009-2023
EN CONSIDERACION AL PIB ESTIMADO DE 2008
EMPALMADO Precios de 1996 a 1982**

AÑOS	Producto Interno Bruto 2008 de 9.76% (2)						
	ESCENARIO MODERADO		ESCENARIO OPTIMISTA		ESCENARIO PESIMISTA		
	MONTOS (En miles de Balboas)	VAR. ANUAL (En %)	MONTOS (En miles de Balboas)	VAR. ANUAL (En %)	MONTOS (En miles de Balboas)	VAR. ANUAL (En %)	
2000	1982=100	589.2		589.2		589.2	
2001		555.6		555.6		555.6	
2002		541.0		541.0		541.0	
2003		522.6		522.6		522.6	
2004		533.5		533.5		533.5	
2005		555.9		555.9		555.9	
2006	REAL	577.5	3.88%	577.5	3.88%	577.5	3.88%
2007		609.4	5.53%	609.4	5.53%	609.4	5.53%
2008	ESTIMADO	627.5	2.97%	627.5	2.97%	627.5	2.97%
2009		648.9	3.40%	650.3	3.63%	641.8	2.27%
2010	PRONOSTICOS	680.3	4.84%	684.6	5.27%	669.4	4.31%
2011		688.8	1.25%	694.5	1.45%	676.1	1.00%
2012		690.7	0.28%	695.3	0.12%	676.4	0.04%
2013		688.8	-0.28%	703.6	1.19%	678.4	0.29%
2014		715.8	3.93%	737.1	4.76%	704.0	3.79%
2015		772.4	7.90%	807.1	9.49%	751.5	6.74%
2016		797.6	3.26%	845.9	4.81%	768.6	2.27%
2017		827.1	3.70%	884.8	4.59%	792.9	3.16%
2018		861.5	4.16%	929.5	5.06%	821.1	3.56%
2019		894.6	3.84%	974.3	4.81%	847.9	3.27%
2020		932.1	4.19%	1,022.8	4.98%	878.6	3.62%
2021		966.5	3.70%	1,069.6	4.58%	906.0	3.12%
2022		999.6	3.42%	1,121.6	4.86%	932.5	2.93%
2023	1,029.9	3.04%	1,174.4	4.71%	956.2	2.55%	

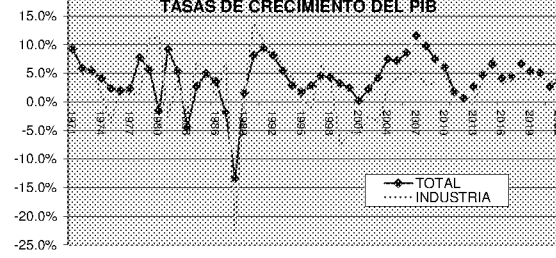
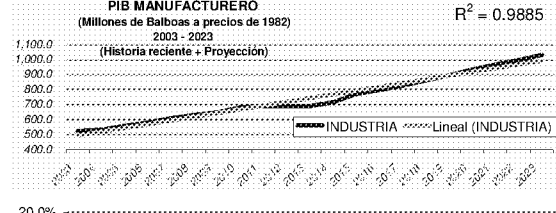
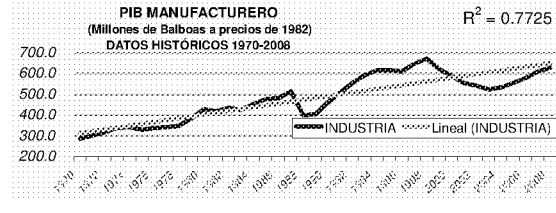
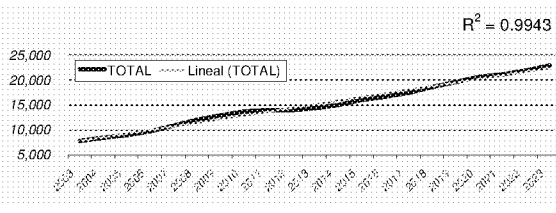
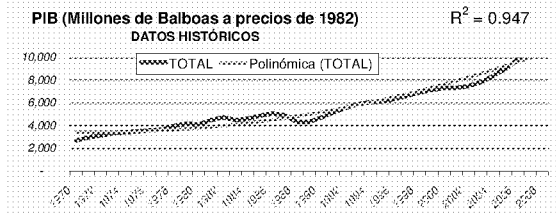
CUADRO No. 8
PRODUCTO INTERNO BRUTO
ESCENARIO BASE M MODERADO

Millones de Balboas de 1982

AÑO	TOTAL	VAR%	INDUSTRIA	VAR%	%TOTAL
1970	2,725		285.1		10.5%
1971	2,978	9.3%	303.2	6.3%	10.2%
1972	3,153	5.9%	317.1	4.6%	10.1%
1973	3,323	5.4%	337.0	6.3%	10.1%
1974	3,460	4.1%	341.5	1.3%	9.9%
1975	3,542	2.4%	329.2	-3.6%	9.3%
1976	3,613	2.0%	337.5	2.5%	9.3%
1977	3,693	2.2%	341.5	1.2%	9.2%
1978	3,980	7.8%	346.9	1.6%	8.7%
1979	4,206	5.7%	385.2	11.0%	9.2%
1980	4,142	-1.5%	428.9	11.3%	10.4%
1981	4,523	9.2%	418.0	-2.5%	9.2%
1982	4,765	5.3%	433.0	3.6%	9.1%
1983	4,551	-4.5%	423.7	-2.1%	9.3%
1984	4,674	2.7%	452.7	6.8%	9.7%
1985	4,905	4.9%	478.1	5.6%	9.7%
1986	5,080	3.6%	481.4	0.7%	9.5%
1987	4,988	-1.8%	514.5	6.9%	10.3%
1988	4,321	-13.4%	398.9	-22.5%	9.2%
1989	4,368	1.6%	404.1	1.3%	9.2%
1990	4,744	8.1%	459.8	13.8%	9.7%
1991	5,190	9.4%	507.9	10.5%	9.8%
1992	5,616	8.2%	554.4	9.2%	9.9%
1993	5,923	5.5%	589.5	6.3%	10.0%
1994	6,091	2.9%	614.6	4.3%	10.1%
1995	6,198	1.8%	615.8	0.2%	9.9%
1996	6,372	2.8%	608.1	-1.3%	9.5%
1997	6,658	4.5%	646.8	6.4%	9.7%
1998	6,947	4.4%	672.1	3.9%	9.7%
1999	7,170	3.2%	622.0	-7.5%	8.7%
2000	7,346	2.5%	589.2	-5.3%	8.0%
2001	7,365	0.3%	555.6	-5.7%	7.5%
2002	7,529	2.2%	541.0	-2.6%	7.2%
2003	7,846	4.2%	522.6	-3.4%	6.7%
2004	8,436	7.5%	533.5	2.1%	6.3%
2005	9,043	7.2%	555.9	4.2%	6.1%
2006	9,814	8.5%	577.5	3.9%	5.9%
2007	10,947	11.5%	609.4	5.5%	5.6%
2008	12,015	9.8%	627.5	2.98%	5.2%
2009	12,921	7.5%	648.9	3.40%	5.0%
2010	13,711	6.1%	680.3	4.84%	5.0%
2011	13,957	1.8%	688.8	1.25%	4.9%
2012	14,043	0.6%	690.7	0.28%	4.9%
2013	14,408	2.6%	688.8	-0.28%	4.8%
2014	15,090	4.7%	715.8	3.93%	4.7%
2015	16,081	6.6%	772.4	7.90%	4.8%
2016	16,744	4.1%	797.6	3.26%	4.8%
2017	17,491	4.5%	827.1	3.70%	4.7%
2018	18,661	6.7%	861.5	4.16%	4.6%
2019	19,663	5.4%	894.6	3.84%	4.5%
2020	20,662	5.1%	932.1	4.19%	4.5%
2021	21,209	2.6%	966.5	3.70%	4.6%
2022	22,016	3.8%	999.6	3.42%	4.5%
2023	22,959	4.3%	1,029.9	3.04%	4.5%
PROMEDIO		4.4%		3.4%	4.7%

PREMISAS

- a) **PIB TOTAL:** Escenario conservador, con crecimiento promedio anual de 4.4%, para todo el período del horizonte de planeamiento.
- b) **PIB MANUFACTURERO:** Escenario conservador, con crecimiento promedio inferior al PIB total, manteniendo su participación estructural, en 4.7% del PIB Total. Promedio de los últimos tres años.



CUADRO No. 9

PRODUCTO INTERNO BRUTO

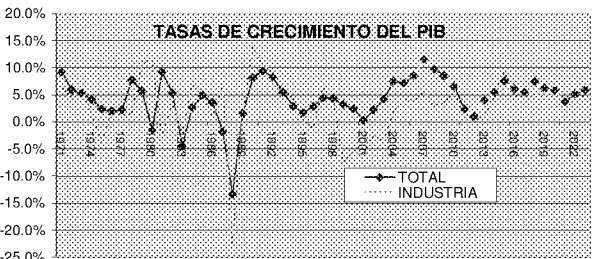
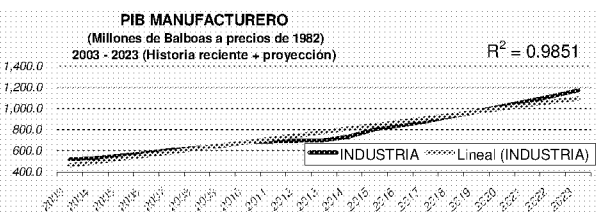
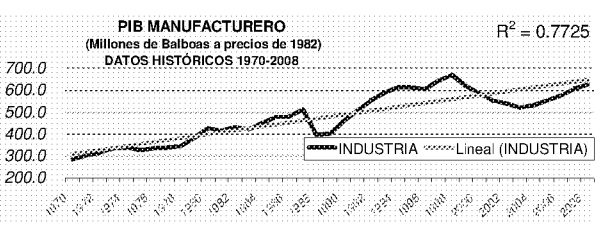
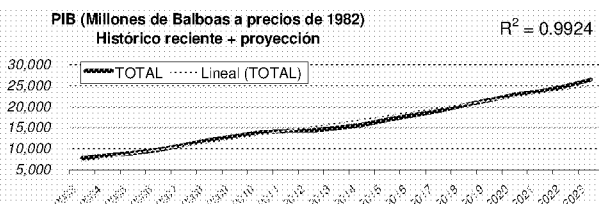
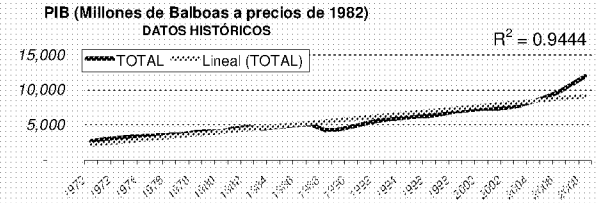
ESCENARIO ALTO O OPTIMISTA
Millones de Balboas de 1982

AÑO	TOTAL	VAR%	INDUSTRIA	VAR%	%TOTAL
1970	2.725		285.1		10.5%
1971	2.978	9.3%	303.2	6.3%	10.2%
1972	3.153	5.9%	317.1	4.6%	10.1%
1973	3.323	5.4%	337.0	6.3%	10.1%
1974	3.460	4.1%	341.5	1.3%	9.9%
1975	3.542	2.4%	329.2	-3.6%	9.3%
1976	3.613	2.0%	337.5	2.5%	9.3%
1977	3.693	2.2%	341.5	1.2%	9.2%
1978	3.980	7.8%	346.9	1.6%	8.7%
1979	4.206	5.7%	385.2	11.0%	9.2%
1980	4.142	-1.5%	428.9	11.3%	10.4%
1981	4.523	9.2%	418.0	-2.5%	9.2%
1982	4.765	5.3%	433.0	3.6%	9.1%
1983	4.551	-4.5%	423.7	-2.1%	9.3%
1984	4.674	2.7%	452.7	6.8%	9.7%
1985	4.905	4.9%	478.1	5.6%	9.7%
1986	5.080	3.6%	481.4	0.7%	9.5%
1987	4.988	-1.8%	514.5	6.9%	10.3%
1988	4.321	-13.4%	398.9	-22.5%	9.2%
1989	4.388	1.6%	404.1	1.3%	9.2%
1990	4.744	8.1%	459.8	13.8%	9.7%
1991	5.190	9.4%	507.9	10.5%	9.8%
1992	5.616	8.2%	554.4	9.2%	9.9%
1993	5.923	5.5%	589.5	6.3%	10.0%
1994	6.091	2.9%	614.6	4.3%	10.1%
1995	6.198	1.8%	615.8	0.2%	9.9%
1996	6.372	2.8%	608.1	-1.3%	9.5%
1997	6.658	4.5%	646.8	6.4%	9.7%
1998	6.947	4.4%	672.1	3.9%	9.7%
1999	7.170	3.2%	622.0	-7.5%	8.7%
2000	7.346	2.5%	589.2	-5.3%	8.0%
2001	7.365	0.3%	555.6	-5.7%	7.5%
2002	7.529	2.2%	541.0	-2.6%	7.2%
2003	7.846	4.2%	522.6	-3.4%	6.7%
2004	8.436	7.5%	533.5	2.1%	6.3%
2005	9.043	7.2%	555.9	4.2%	6.1%
2006	9.814	8.5%	577.5	3.9%	5.9%
2007	10.947	11.54%	609.4	5.53%	5.6%
2008	12.015	9.76%	627.5	2.98%	5.2%
2009	13.036	8.50%	650.3	3.63%	5.0%
2010	13.891	6.56%	684.6	5.27%	4.9%
2011	14.217	2.34%	694.5	1.45%	4.9%
2012	14.362	1.02%	695.3	0.12%	4.8%
2013	14.944	4.05%	703.6	1.19%	4.7%
2014	15.762	5.48%	737.1	4.76%	4.7%
2015	16.957	7.58%	807.1	9.49%	4.8%
2016	17.988	6.08%	845.9	4.81%	4.7%
2017	18.976	5.49%	884.8	4.59%	4.7%
2018	20.382	7.41%	929.5	5.06%	4.6%
2019	21.648	6.21%	974.3	4.81%	4.5%
2020	22.917	5.87%	1,022.8	4.98%	4.5%
2021	23.776	3.75%	1,069.6	4.58%	4.5%
2022	25,002	5.16%	1,121.6	4.86%	4.5%
2023	26,470	5.87%	1,174.4	4.71%	4.4%
PROMEDIO		5.7%		4.3%	4.7%

PREMISAS

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

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



CUADRO No. 10

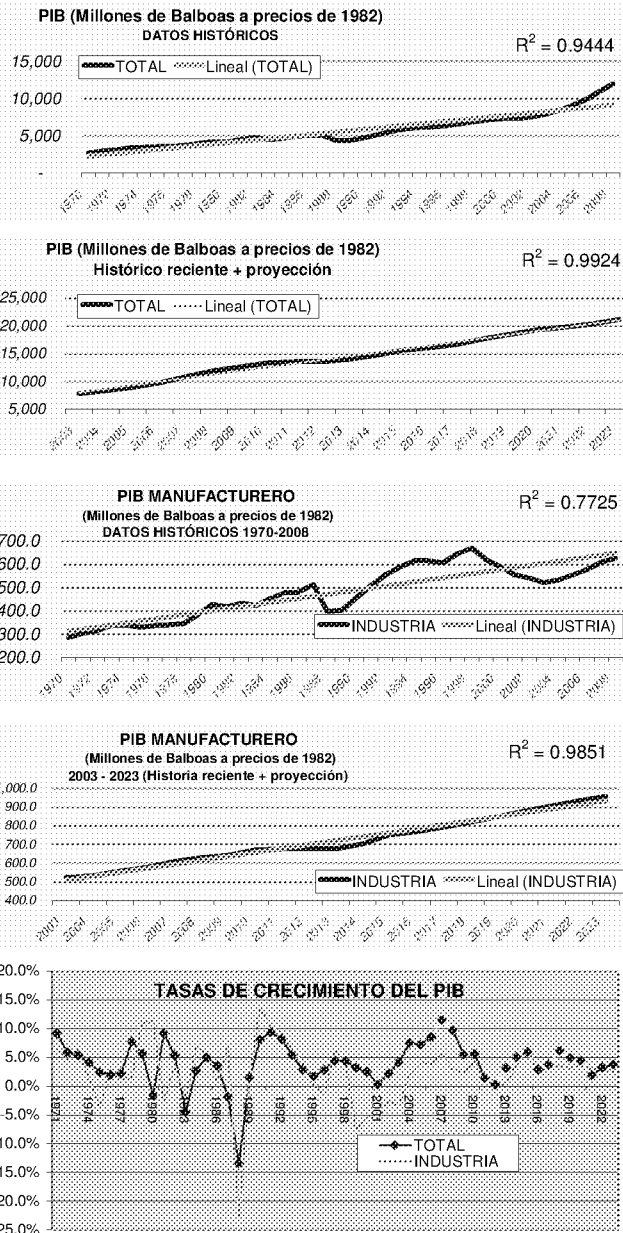
ESCENARIO BAJO PESIMISTA
Millones de Balboas de 1982

AÑO	TOTAL	VAR%	INDUSTRIA	VAR%	%TOTAL
1970	2,725		285.1		10.5%
1971	2,978	9.3%	303.2	6.3%	10.2%
1972	3,153	5.9%	317.1	4.6%	10.1%
1973	3,323	5.4%	337.0	6.3%	10.1%
1974	3,460	4.1%	341.5	1.3%	9.9%
1975	3,542	2.4%	329.2	-3.6%	9.3%
1976	3,613	2.0%	337.5	2.5%	9.3%
1977	3,693	2.2%	341.5	1.2%	9.2%
1978	3,980	7.8%	346.9	1.6%	8.7%
1979	4,206	5.7%	385.2	11.0%	9.2%
1980	4,142	-1.5%	428.9	11.3%	10.4%
1981	4,523	9.2%	418.0	-2.5%	9.2%
1982	4,765	5.3%	433.0	3.6%	9.1%
1983	4,551	-4.5%	423.7	-2.1%	9.3%
1984	4,674	2.7%	452.7	6.8%	9.7%
1985	4,905	4.9%	478.1	5.6%	9.7%
1986	5,080	3.6%	481.4	0.7%	9.5%
1987	4,988	-1.8%	514.5	6.9%	10.3%
1988	4,321	-13.4%	398.9	-22.5%	9.2%
1989	4,388	1.6%	404.1	1.3%	9.2%
1990	4,744	8.1%	459.8	13.8%	9.7%
1991	5,190	9.4%	507.9	10.5%	9.8%
1992	5,616	8.2%	554.4	9.2%	9.9%
1993	5,923	5.5%	589.5	6.3%	10.0%
1994	6,091	2.9%	614.6	4.3%	10.1%
1995	6,198	1.8%	615.8	0.2%	9.9%
1996	6,372	2.8%	608.1	-1.3%	9.5%
1997	6,658	4.5%	646.8	6.4%	9.7%
1998	6,947	4.4%	672.1	3.9%	9.7%
1999	7,170	3.2%	622.0	-7.5%	8.7%
2000	7,346	2.5%	589.2	-5.3%	8.0%
2001	7,365	0.3%	555.6	-5.7%	7.5%
2002	7,529	2.2%	541.0	-2.6%	7.2%
2003	7,846	4.2%	522.6	-3.4%	6.7%
2004	8,436	7.5%	533.5	2.1%	6.3%
2005	9,043	7.2%	555.9	4.2%	6.1%
2006	9,814	8.5%	577.5	3.9%	5.9%
2007	10,947	11.54%	609.4	5.53%	5.6%
2008	12,015	9.76%	627.5	2.98%	5.2%
2009	12,675	5.49%	641.8	2.27%	5.1%
2010	13,381	5.57%	669.4	4.31%	5.0%
2011	13,572	1.43%	676.1	1.00%	5.0%
2012	13,616	0.32%	676.4	0.04%	5.0%
2013	14,051	3.19%	678.4	0.29%	4.8%
2014	14,761	5.06%	704.0	3.79%	4.8%
2015	15,637	5.93%	751.5	6.74%	4.8%
2016	16,090	2.90%	768.6	2.27%	4.8%
2017	16,690	3.73%	792.9	3.16%	4.8%
2018	17,723	6.19%	821.1	3.56%	4.6%
2019	18,575	4.81%	847.9	3.27%	4.6%
2020	19,413	4.51%	878.6	3.62%	4.5%
2021	19,784	1.91%	906.0	3.12%	4.6%
2022	20,426	3.25%	932.5	2.93%	4.6%
2023	21,192	3.75%	956.2	2.55%	4.5%
PROMEDIO		3.9%		2.9%	4.8%

PREMISAS

- a) **PIB TOTAL:** Escenario conservador, con crecimiento promedio anual de 3.9%, para todo el periodo del horizonte de planeamiento.
- b) **PIB MANUFACTURERO:** crecimiento promedio, de un punto porcentual inferior al PIB total, manteniendo su participación estructural, de 4.7% del PIB Total. En concordancia con promedio de los últimos tres años.

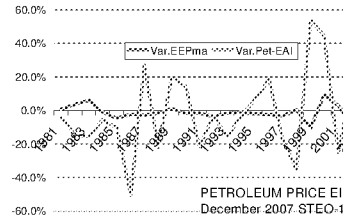
PRODUCTO INTERNO BRUTO



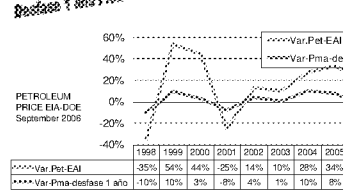
CUADRO No. 11
EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD

AÑO	Facturación Millones B.	Ventas GWh	Precio Centavos/K Wh	IGCPAN		B.F.PAN.		Precio Electricidad		VBI BNUB		Var. Pma- deltasa 1 año
				IPC B-1987	IPC B-1992	Índice de Precios	Índice de Precios	Índice de Precios	Índice de Precios	Índice de Precios	Índice de Precios	
1970	20.8	710.3	2.93	42.20	44.66					6.56		
1971	24.4	775.4	3.15	43.00	45.50	0.85	6.92	0.36	5.5%			
1972	28.4	869.8	3.27	45.40	48.04	2.54	6.80	-0.12	-1.7%			
1973	31.6	984.0	3.21	48.50	51.32	3.28	6.26	-0.54	-7.9%			
1974	45.6	980.7	4.85	56.90	60.21	8.89	7.72	1.47	23.4%			
1975	56.4	1041.0	5.42	60.00	63.49	3.28	8.53	0.81	10.5%			
1976	83.0	1143.1	9.51	62.40	66.03	2.54	8.35	-0.19	-2.2%			
1977	83.7	1260.1	6.64	65.40	69.21	3.17	9.60	1.25	15.0%			
1978	92.5	1268.2	7.29	68.30	72.28	3.07	10.09	0.49	5.1%			
1979	111.1	1480.9	7.50	73.80	78.10	5.82	9.61	-0.49	-4.8%			
1980	143.4	1472.3	9.74	84.30	89.21	11.11	10.92	1.31	13.7%			
1981	164.3	1554.3	10.57	90.60	95.87	6.67	11.03	0.11	1.0%			-3%
1982	191.7	1674.8	11.45	94.50	100.00	4.13	11.45	0.42	3.8%			-15%
1983	230.3	1850.6	12.44	96.60	102.22	2.22	12.17	0.73	6.4%			-15%
1984	228.4	1816.5	12.57	98.20	103.92	1.69	12.10	-0.07	-0.6%			-5%
1985	235.1	1944.1	12.09	99.10	104.87	0.95	11.53	-0.57	-4.7%			-10%
1986	242.0	2045.1	11.83	99.10	104.87	0.00	11.28	-0.25	-2.1%			-50%
1987	255.2	2191.1	11.65	100.00	105.82	0.95	11.01	-0.28	-2.5%			27%
1988	236.3	2053.1	11.55	100.50	106.35	0.53	10.86	-0.15	-1.3%			-22%
1989	231.8	1933.5	11.69	100.80	106.48	0.11	10.99	0.12	1.1%			20%
1990	238.8	2053.0	11.63	101.40	107.30	0.85	10.84	-0.14	-1.2%			15%
1991	254.0	2185.9	11.62	102.70	108.68	1.38	10.69	-0.15	-1.4%			-21%
1992	263.8	2311.4	11.41	104.50	110.58	1.90	10.32	-0.37	-3.5%			-3%
1993	281.7	2486.2	11.33	105.00	111.11	0.53	10.20	-0.12	-1.2%			-15%
1994	304.2	2671.9	11.39	106.40	112.59	1.48	10.11	-0.09	-0.8%			3%
1995	324.3	2859.6	11.30	107.40	113.85	1.06	9.94	-0.17	-1.7%			7%
1996	333.9	2984.0	11.19	106.80	115.13	1.48	9.72	-0.22	-2.3%			19%
1997	362.0	3302.1	10.99	110.10	116.51	1.38	9.43	-0.29	-2.9%			-17%
1998	377.3	3392.3	11.12	110.80	117.25	0.74	9.49	0.05	0.5%			-35%
1999	362.8	3578.0	10.14	112.40	118.94	1.69	8.52	-0.96	-10.1%			10%
2000	429.4	3801.1	11.30	114.10	120.74	1.80	9.36	0.83	8.8%			3%
2001	460.0	3933.9	11.69	114.40	121.06	0.32	9.66	0.30	3.2%			8%
2002	450.4	4113.1	10.95	115.80	122.54	1.48	8.93	-0.72	-7.9%			4%
2003	499.3	4306.8	11.59	117.70	124.55	2.01	9.31	0.37	4.2%			10%
2004	544.3	4595.2	11.85	119.40	126.35	1.80	9.37	0.07	0.7%			10%
2005	643.3	4780.8	13.46	122.80	129.95	3.60	10.35	0.98	10.5%			8%
2006	735.9	4936.2	14.91	125.90	133.23	3.28	11.20	0.84	8.1%			2%
2007	824.7	5322.1	15.50	134.10	141.90	8.68	10.92	-0.28	-2.5%			0%

VARIACIÓN % DE PRECIOS PROMEDIOS DE LA
ELECTRICA EN PANAMÁ Y DEL PETRÓLEO C
IMPORTADO EN USA, 1980-2006



VARIACIÓN % DE PRECIOS PROMEDIOS DE LA
ELECTRICA EN PANAMÁ Y DEL PETRÓLEO C
IMPORTADO EN USA, 1998-2006



CUADRO No. 12**PRONOSTICO DE PRECIOS DE LA ENERGIA**

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

PRECIOS DE LA ENERGÍA, SEGÚN ESCENARIOS**IMPORTED LOW -SULFUR LIGHT CRUDE OIL¹ PRICE -EIA**

Crude Oil Prices (2006 dollars per barrel)

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

1/ Weighted average price delivered to U.S. refiners.

Annual Energy Outlook 2007 with Projections to 2008-2030

Report #: DOE/EIA-0383(2007)

Release Date: May 2007

Next Release Date: May 2008

Table 12. Petroleum Product Prices

CUADRO No. 13**PRONOSTICO DE PRECIOS DE LA ENERGIA**

HIPOTESIS Se considera la expectativa de precios de referencia para el crudo por el EIA-DOE como optimista,
 La proyeccion de precios Alta del crudo del EIA-DOE como insumo par la Proyeccion Pesimista.
 Para la proyeccion de precios Moderada se promedian la proyeccion de precios del crudo a la alta y
 la proyeccion de Referencia de EIA-DOE
 Incluye la proyeccion de corto plazo 2007-2008 de Short-Term Energy Outlook (STEO) del 11 de diciembre de 2007

PRECIOS DE LA ENERGIA, SEGUN ESCENARIOS**IMPORTED LOW -SULFUR LIGHT CRUDE OIL¹ PRICE -EIA**

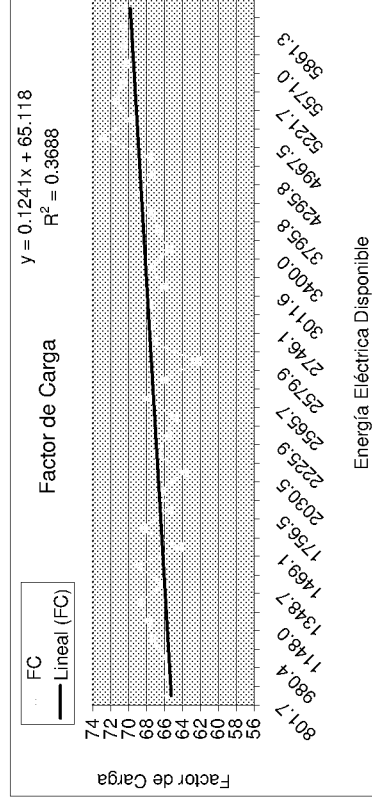
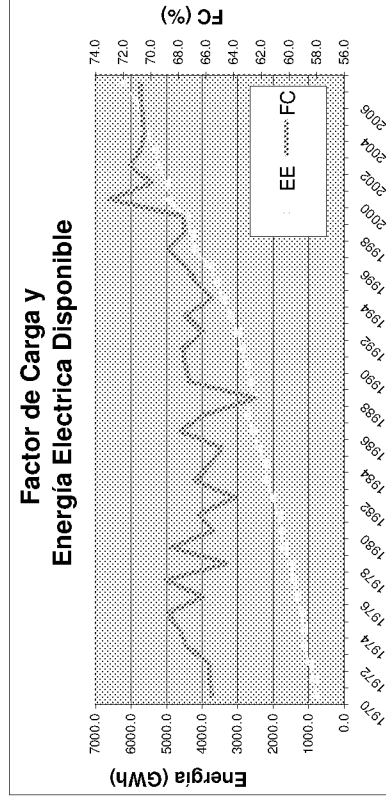
Crude Oil Prices (2006 dollars per barrel)

AÑO	PROMEDIO DE PRECIOS ALTOS ESCENARIO PESIMISTA (High Price Oil)		PROMEDIO DE PRECIOS ALTOS ESCENARIO MODERADO (High Price Oil+Reference)/2		PROMEDIO DE PRECIOS BAJOS- ESCENARIO OPTIMISTA (Reference)		VARIACION PROMEDIO _ ESCENARIO MODERADO
	PRECIO	VARIACION	PRECIO	VARIACION	PRECIO	VARIACION	
2003	33.99		33.99		33.99		
2004	44.26	1.30	44.26	1.30	44.26	1.30	
2005	58.59	1.32	58.59	1.32	58.59	1.32	
2006	71.34	1.22	71.34	1.22	71.34	1.22	
2007	66.98	0.94	66.98	0.94	66.98	0.94	
2008	78.87	1.18	78.87	1.18	78.87	1.18	1.18
2009	69.89	0.89	66.38	0.84	62.87	0.80	0.84
2010	71.44	1.02	65.38	0.99	59.33	0.94	0.98
2011	73.37	1.03	64.73	0.99	56.08	0.95	0.99
2012	74.99	1.02	64.19	0.99	53.38	0.95	0.99
2013	77.09	1.03	64.35	1.00	51.60	0.97	1.00
2014	79.68	1.03	65.46	1.02	51.24	0.99	1.01
2015	82.13	1.03	66.81	1.02	51.48	1.00	1.02
2016	84.56	1.03	67.95	1.02	51.35	1.00	1.01
2017	86.41	1.02	69.42	1.02	52.44	1.02	1.02
2018	88.21	1.02	70.57	1.02	52.93	1.01	1.02
2019	90.14	1.02	71.88	1.02	53.63	1.01	1.02
2020	92.00	1.02	72.86	1.01	53.72	1.00	1.01
2021	93.17	1.01	73.80	1.01	54.43	1.01	1.01
2022	93.91	1.01	74.54	1.01	55.16	1.01	1.01

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

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

FC	Var Anual	EE	Estimado	Error	
1970	65.6	801.7	65.3	-0.31	0%
1971	65.7	859.4	65.4	-0.29	0%
1972	65.8	980.4	65.5	-0.27	0%
1973	67.4	1139.9	65.7	-1.75	-3%
1974	67.9	1148.0	65.8	-2.13	-3%
1975	68.8	1214.3	65.9	-2.91	-4%
1976	66.2	1348.7	66.0	-0.19	0%
1977	68.9	1450.3	66.1	-2.77	-4%
1978	64.5	1469.1	66.3	1.75	3%
1979	68.5	1724.0	66.4	-2.13	-3%
1980	65.5	1756.5	66.5	0.99	2%
1981	66.5	1863.5	66.6	0.11	0%
1982	63.9	2030.5	66.7	2.83	4%
1983	66.8	2193.5	66.9	0.05	0%
1984	65.7	2225.9	67.0	1.27	2%
1985	64.9	2412.9	67.1	2.19	3%
1986	67.9	2565.7	67.2	-0.69	-1%
1987	66.1	2748.3	67.3	1.23	2%
1988	62.4	2579.9	67.5	5.05	8%
1989	67.2	2624.7	67.6	0.37	1%
1990	67.5	2746.1	67.7	0.19	0%
1991	67.7	2896.6	67.8	0.11	0%
1992	66.2	3011.6	67.9	1.73	3%
1993	67.5	3199.1	68.1	0.55	1%
1994	65.6	3400.0	68.2	2.57	4%
1995	66.7	3619.4	68.3	1.59	2%
1996	67.5	3795.8	68.4	0.91	1%
1997	68.7	4254.4	68.5	-0.17	0%
1998	67.5	4295.8	68.7	1.15	2%
1999	67.7	4474.5	68.8	1.07	2%
2000	73.0	4967.5	68.9	-4.10	-6%
2001	69.9	4999.9	69.0	-0.91	-1%
2002	71.5	5221.7	69.1	-2.35	-3%
2003	70.8	5342.6	69.3	-1.51	-2%
2004	70.4	5571.0	69.4	-1.06	-2%
2005	70.6	5711.0	69.5	-1.12	-2%
2006	70.7	5861.3	69.6	-1.09	-2%
2007	70.7	6246.3	69.7	-0.98	-1%
		Promedios---->			
		0.3%		-0.03	0.0%



CUADRO N° 15
PREMISAS DE PROYECCION DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

AÑO	PERDIDAS			Estructura respecto a Energía Disponible		
	Ventas de Energía	Total	Transmisión	Distribución	Transm.	Distrib.
2001	3.839	1.066	129.19	936.81	5.000	18.7%
2002	4.015	1.109	186.80	921.80	5.222	17.7%
2003	4.201	1.036	150.86	884.94	5.343	16.6%
2004	4.476	976	184.22	791.58	5.571	14.2%
2005	4.658	930	155.52	774.68	5.711	13.6%
2006	4.834	877	119.48	807.82	5.861	13.8%
2007	5.022	824	119.93	804.33	6.036	13.7%

POERCENTAJE DE PERDIDAS RESPECTO A VENTAS TOTALES (Relación requerida por el modelo)

Año	Total	Transmisión	Distribución	Técnicas	No Técnicas
2001	27.77%	3.4%	24.40%	5.0%	19.4%
2002	27.61%	4.7%	22.96%		19.4%
2003	24.66%	3.6%	21.07%		18.0%
2004	21.80%	4.1%	17.69%		16.1%
2005	19.97%	3.3%	16.63%		12.7%
2006	18.79%	2.4%	16.37%		11.6%
2007	17.82%	2.3%	15.1%		11.4%
PROMEDIO					
2001-2007	22.57%	3.4%	19.18%		14.2%
2001-2003	26.7%	3.9%	22.8%		17.8%
2004-2007	18.8%	3.6%	15.5%		11.3%

PREMISAS PROYECCION ESCENARIO MODERADO

	Total	Transmisión	Distribución	Técnicas	No Técnicas
2006	18.79%	2.4%		5.0%	11.4%
2007	17.82%	2.3%		5.0%	11.4%
2008	16.85%	3.9%		5.0%	8.0%
Variación periodo completo		1.53%		0.0%	-3.3%
Variación Anual Promedio	-0.17%	2.84%		0.00%	-2.05%

PREMISAS PROYECCION ESCENARIO OPTIMISTA

	Total	Transmisión	Distribución	Técnicas	No Técnicas
2006	18.79%	2.4%		5.0%	11.4%
2007	17.4%	3.0%		5.0%	13.1%
2023	15.00%	4.0%		5.0%	6.0%
Variación periodo completo	-0.91%	1.7%		0.0%	-4.1%
Variación Anual Promedio		3.65%		0.00%	-3.21%

**CUADRO No. 16
DEMANDA DE LA PROVINCIA DE BOCAS DEL TORO**

AÑO	INFORMACION BASE		AÑO INICIAL COMPLETO		PROYECTO PUNTUAL		ESC. MODERADO		ESC. OPTIMISTA		ESC. PESIMISTA	
	Plan 2006 GWh	TASAS	Ajuste nuevos proyectos Plan 2007 (a) 10% GWh	Bombas PTP (Chiriquí Grande) 2009 (20 MW) 2010 (37 MW) GWh	TASAS	Plan 2007 (b) GWh	Oct-08 TASAS	3 TASAS	15% GWh	TASAS	-15% GWh	TASAS
2008						0.00			0.00		0.00	
2009	75.85		83.43	121.00		204.43	204.433.800.0		208.2	208.226.250.0	185.5	185.471.550.0
2010	77.73	2.48	85.50	224.00	85.12	309.50	51.40		313.4	50.51	290.1	56.40
2011	79.75	2.60	87.73	224.00	-	311.73	0.72		315.7	0.74	291.8	0.59
2012	81.82	2.59	90.00	224.00	-	314.00	0.73		323.9	2.59	293.5	0.60
2013	83.93	2.58	92.32	224.00	-	316.32	0.74		332.2	2.58	295.3	0.61
2014	85.25	1.58	93.78	224.00	-	317.78	0.46		337.5	1.58	296.5	0.38
2015	88.29	3.56	97.11	224.00	-	321.11	1.05		349.5	3.56	299.0	0.87
2016	90.54	2.55	99.59	224.00	-	323.59	0.77		358.4	2.55	301.0	0.64
2017	92.85	2.55	102.13	224.00	-	326.13	0.78		367.5	2.55	302.9	0.65
2018	95.21	2.55	104.73	224.00	-	328.73	0.80		376.9	2.55	304.9	0.66
2019	97.64	2.55	107.40	224.00	-	331.40	0.81		386.5	2.55	307.0	0.68
2020	100.13	2.55	110.14	224.00	-	334.14	0.83		396.4	2.55	309.1	0.69
2021	102.50	2.37	112.75	224.00	-	336.75	0.78		405.8	2.37	311.1	0.65
2022	104.93	2.37	115.42	224.00	-	339.42	0.79		415.4	2.37	313.2	0.66
2023	107.41	2.37	118.15	224.00	-	342.15	0.80		425.2	2.37	315.3	0.67
Tasa anual	2.52%		2.52%			3.75%			5.23%		3.86%	

(a) Se considera 10% adicional para los primeros 4 años, debido a los nuevos proyectos
(b) De acuerdo a la fecha probable de interconexión, se considera el consumo ponderado de

Cuadro N° 17

PERIODOS	TOTAL		DIFERENCIAS		INDUSTRIAL	
	TASA	% / TOTAL	TASA	% / TOTAL	TASA	% / TOTAL
TASAS HISTORICAS (PIB- base 982)						
1980-1990	1.29%	0.79%	2.08%	9.58%		
1991-2000	4.50%	-1.83%	2.67%	9.53%		
2001-2008	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%		
ESCENARIO PESIMISTA						
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%		

ANEXO 4

Pérdidas de Empresas Distribuidoras

1373



Región
Sector
Grupo
Unidad de Gestión

09.10.2009

12011101
09.10.2009

Tarifa

Tarifa para Imp. Resid.

09.10.2009
09.10.2009

256.0.0
20 pape

45 pape

Descripción

Se autoriza a la UG... para la explotación de... con la obligación de... [text is faint]

Se autoriza a la UG... para la explotación de... [text is faint]

Resumen

[Handwritten signature]

Form with fields: Etiqueta Única de Operación Integrada, Fecha, Hora



Adjunta Nota VFC-1121-09

2009.09.26 P 1423

Año	Pérdidas de energía eléctrica		Pérdidas técnicas de energía			Pérdidas NO técnicas de energía		
	EDMAY (BOGOTÁ)	EDMAY (BOGOTÁ)	EDMAY (BOGOTÁ)	EDMAY (BOGOTÁ)	EDMAY (BOGOTÁ)	EDMAY (BOGOTÁ)	EDMAY (BOGOTÁ)	EDMAY (BOGOTÁ)
2000	11,74%	1,89%	11,44%	7,53%	4,55%	7,40%	4,20%	3,20%
2001	11,45%	1,85%	11,13%	7,44%	4,50%	7,20%	4,00%	3,20%
2002	11,61%	1,83%	11,31%	7,40%	4,50%	7,20%	4,10%	3,10%
2003	11,50%	1,80%	11,20%	7,33%	4,41%	7,10%	4,00%	3,10%
2004	11,45%	1,84%	11,07%	7,20%	4,50%	7,00%	4,10%	3,00%
2005	11,50%	1,85%	11,30%	7,10%	4,50%	7,00%	4,10%	3,00%
2006	11,20%	1,85%	11,00%	7,10%	4,50%	7,00%	4,10%	3,00%
2007	11,22%	1,85%	10,93%	7,00%	4,40%	6,90%	4,10%	3,00%
2008	11,43%	1,80%	10,80%	6,95%	4,40%	6,90%	4,10%	3,00%
2009	11,50%	1,85%	10,80%	6,92%	4,30%	6,80%	4,10%	3,00%
2010	10,90%	1,80%	10,50%	6,85%	4,30%	6,70%	4,10%	3,00%
2011	10,90%	1,80%	10,50%	6,80%	4,30%	6,70%	4,10%	3,00%
2012	10,90%	1,80%	10,50%	6,80%	4,30%	6,70%	4,10%	3,00%
2013	10,90%	1,80%	10,50%	6,80%	4,30%	6,70%	4,10%	3,00%
2014	10,90%	1,80%	10,50%	6,80%	4,30%	6,70%	4,10%	3,00%
2015	10,90%	1,80%	10,50%	6,80%	4,30%	6,70%	4,10%	3,00%
2016	10,90%	1,80%	10,50%	6,80%	4,30%	6,70%	4,10%	3,00%
2017	10,90%	1,80%	10,50%	6,80%	4,30%	6,70%	4,10%	3,00%
2018	10,90%	1,80%	10,50%	6,80%	4,30%	6,70%	4,10%	3,00%
2019	10,90%	1,80%	10,50%	6,80%	4,30%	6,70%	4,10%	3,00%
2020	10,90%	1,80%	10,50%	6,80%	4,30%	6,70%	4,10%	3,00%

Año	Pérdidas de potencia		Pérdidas técnicas de potencia			Pérdidas NO técnicas de potencia		
	EDMAY (BOGOTÁ)	EDMAY (BOGOTÁ)	EDMAY (BOGOTÁ)	EDMAY (BOGOTÁ)	EDMAY (BOGOTÁ)	EDMAY (BOGOTÁ)	EDMAY (BOGOTÁ)	EDMAY (BOGOTÁ)
2000	11,14%	1,50%	10,80%	6,90%	3,90%	6,70%	4,00%	2,90%
2001	11,30%	1,50%	10,80%	6,84%	3,85%	6,70%	4,00%	2,90%
2002	11,50%	1,50%	10,90%	6,70%	3,80%	6,60%	4,00%	2,90%
2003	11,60%	1,50%	11,00%	6,60%	3,80%	6,50%	4,00%	2,90%
2004	11,70%	1,50%	11,10%	6,50%	3,80%	6,40%	4,00%	2,90%
2005	11,80%	1,50%	11,20%	6,40%	3,80%	6,30%	4,00%	2,90%
2006	11,90%	1,50%	11,30%	6,30%	3,80%	6,20%	4,00%	2,90%
2007	12,00%	1,50%	11,40%	6,20%	3,80%	6,10%	4,00%	2,90%
2008	12,10%	1,50%	11,50%	6,10%	3,80%	6,00%	4,00%	2,90%
2009	12,20%	1,50%	11,60%	6,00%	3,80%	5,90%	4,00%	2,90%
2010	12,30%	1,50%	11,70%	5,90%	3,80%	5,80%	4,00%	2,90%
2011	12,40%	1,50%	11,80%	5,80%	3,80%	5,70%	4,00%	2,90%
2012	12,50%	1,50%	11,90%	5,70%	3,80%	5,60%	4,00%	2,90%
2013	12,60%	1,50%	12,00%	5,60%	3,80%	5,50%	4,00%	2,90%
2014	12,70%	1,50%	12,10%	5,50%	3,80%	5,40%	4,00%	2,90%
2015	12,80%	1,50%	12,20%	5,40%	3,80%	5,30%	4,00%	2,90%
2016	12,90%	1,50%	12,30%	5,30%	3,80%	5,20%	4,00%	2,90%
2017	13,00%	1,50%	12,40%	5,20%	3,80%	5,10%	4,00%	2,90%
2018	13,10%	1,50%	12,50%	5,10%	3,80%	5,00%	4,00%	2,90%
2019	13,20%	1,50%	12,60%	5,00%	3,80%	4,90%	4,00%	2,90%
2020	13,30%	1,50%	12,70%	4,90%	3,80%	4,80%	4,00%	2,90%



1343

RECIBIDO EN BOGOTÁ
Ing. D. Paredes
45h. d.b.
Cálculos
Ing. Russell
Ch. J. J. J.

13 de septiembre de 2009
COT-438-09

Ingeniería
Calle Castilla
Barranquilla
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
Ciudad

Señor Ing. Cesar:

En atención a su nota ETE-DECOMPLAN-186-09 de fecha 11 de agosto, solicito información sobre los pérdidas de energía y acciones de mitigación en líneas aéreas y las técnicas para la eliminación del fenómeno de Deslizamiento, adjunto suministrando información de las pérdidas solicitada.

Quedamos a su disposición ante alguna consulta al respecto.

Atentamente,

[Signature]
César Jiménez
Gerente de Mercado Eléctrico

Adjunto la planilla

ETESA
GERENCIA DE MANTENIMIENTO
Recibido por: *[Signature]*
Fecha: 15/11/09
Hora: *[Signature]*

Dirección Ejec. de Operación Integrada
Recibido: *[Signature]*
Fecha: 15/11/09
Hora: *[Signature]*

ANEXO 5

Costos, Selección del Conductor y Requerimientos de Protección

Costo Unitario de Líneas de Transmisión

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 636 ACSR						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		7.25	0.00	7.25	7.25
2. Conductores y accesorios	1.00		33.60	0.00	33.60	33.60
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.44	0.00	2.44	2.44
4. OPGW y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	1.00		3.22	0.00	3.22	3.22
5. Torres y accesorios	1.00		50.72	0.00	50.72	50.72
Sub-Total Materiales				0.00	97.23	97.23
6. Fundaciones	1.00	0.20		19.77		19.77
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.04		1.04
8. Montaje	1.00	0.33		32.51		32.51
Total Costo Base				53.31	97.23	150.55
9. Contingencias	0.10			5.33	9.72	15.05
10. Ingeniería y Administración	0.08			12.04		12.04
11. EIA B/. * KM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			4.52		4.52
13. Inspección	0.03			4.52		4.52
14. Indemnización B/. * KM	10.00			10.00		10.00
15. IDC	0.06			9.03		9.03
COSTO TOTAL				101.25	106.96	208.21

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO 2 COND. POR FASE CONDUCTOR 750 ACAR						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		14.50	0.00	14.50	14.50
2. Conductores y accesorios	1.00		75.32	0.00	75.32	75.32
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		1.22	0.00	1.22	1.22
4. OPGW y accesorios	1.00		7.61	0.00	7.61	7.61
4. Sistema puesta a tierra	1.00		3.56	0.00	3.56	3.56
5. Torres y accesorios	1.00		66.74	0.00	66.74	66.74
Sub-Total Materiales				0.00	168.96	168.96
6. Fundaciones	1.00	0.20		34.34		34.34
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.81		1.81
8. Montaje	1.00	0.33		56.48		56.48
Total Costo Base				92.64	168.96	261.59
9. Contingencias	0.10			9.26	16.90	26.16
10. Ingeniería y Administración	0.08			20.93		20.93
11. EIA B/. * KM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			7.85		7.85
13. Inspección	0.03			7.85		7.85
14. Indemnización B/. * KM	10.00			10.00		10.00
15. IDC	0.06			15.70		15.70
COSTO TOTAL				166.72	185.85	352.57

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 750 ACAR						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		7.25	0.00	7.25	7.25
2. Conductores y accesorios	1.00		37.66	0.00	37.66	37.66
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.44	0.00	2.44	2.44
4. OPGW y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	1.00		2.97	0.00	2.97	2.97
5. Torres y accesorios	1.00		40.04	0.00	40.04	40.04
Sub-Total Materiales				0.00	90.37	90.37
6. Fundaciones	1.00	0.20		18.37		18.37
7. Derecho de vía	1.00	0.01		0.97		0.97
8. Montaje	1.00	0.33		30.21		30.21
Total Costo Base				49.55	90.37	139.92
9. Contingencias	0.10			4.95	9.04	13.99
10. Ingeniería y Administración	0.08			11.19		11.19
11. EIA B/. * KM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			4.20		4.20
13. Inspección	0.03			4.20		4.20
14. Indemnización B/. * KM	10.00			10.00		10.00
15. IDC	0.06			8.40		8.40
COSTO TOTAL				94.99	99.41	194.39

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 1200 ACAR						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		7.25	0.00	7.25	7.25
2. Conductores y accesorios	1.00		45.67	0.00	45.67	45.67
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		1.22	0.00	1.22	1.22
4. OPGW y accesorios	1.00		7.61	0.00	7.61	7.61
4. Sistema puesta a tierra	1.00		2.97	0.00	2.97	2.97
5. Torres y accesorios	1.00		53.39	0.00	53.39	53.39
Sub-Total Materiales				0.00	118.11	118.11
6. Fundaciones	1.00	0.20		24.01		24.01
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.26		1.26
8. Montaje	1.00	0.33		39.49		39.49
Total Costo Base				64.76	118.11	182.87
9. Contingencias	0.10			6.48	11.81	18.29
10. Ingeniería y Administración	0.08			14.63		14.63
11. EIA B/. * KM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			5.49		5.49
13. Inspección	0.03			5.49		5.49
14. Indemnización B/. * KM	10.00			10.00		10.00
15. IDC	0.06			10.97		10.97
COSTO TOTAL				120.31	129.92	250.23

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO CONDUCTOR 750 ACAR						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		3.63	0.00	3.63	3.63
2. Conductores y accesorios	1.00		18.83	0.00	18.83	18.83
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		1.22	0.00	1.22	1.22
4. OPGW y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	1.00		2.97	0.00	2.97	2.97
5. Torres y accesorios	1.00		30.03	0.00	30.03	30.03
Sub-Total Materiales				0.00	56.68	56.68
6. Fundaciones	1.00	0.20		11.52		11.52
7. Derecho de vía	1.00	0.01		0.61		0.61
8. Montaje	1.00	0.33		18.95		18.95
Total Costo Base				31.08	56.68	87.76
9. Contingencias	0.10			3.11	5.67	8.78
10. Ingeniería y Administración	0.08			7.02		7.02
11. EIA B/. * KM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			2.63		2.63
13. Inspección	0.03			2.63		2.63
14. Indemnización B/. * KM	10.00			10.00		10.00
15. IDC	0.06			5.27		5.27
COSTO TOTAL				64.24	62.35	126.58

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO CONDUCTOR 1200 ACAR						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		3.63	0.00	3.63	3.63
2. Conductores y accesorios	1.00		22.83	0.00	22.83	22.83
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		1.22	0.00	1.22	1.22
4. OPGW y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	1.00		3.22	0.00	3.22	3.22
5. Torres y accesorios	1.00		40.04	0.00	40.04	40.04
Sub-Total Materiales				0.00	70.95	70.95
6. Fundaciones	1.00	0.20		14.37		14.37
7. Derecho de vía	1.00	0.01		0.80		0.80
8. Montaje	1.00	0.34		23.96		23.96
Total Costo Base				39.13	70.95	110.08
9. Contingencias	0.10			3.91	7.09	11.01
10. Ingeniería y Administración	0.08			8.81		8.81
11. EIA B/. * KM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			3.30		3.30
13. Inspección	0.03			3.30		3.30
14. Indemnización B/. * KM	10.00			10.00		10.00
15. IDC	0.06			6.60		6.60
COSTO TOTAL				77.56	78.04	155.60

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO CON TORRE PARA DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 1200 ACAR						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		3.63	0.00	3.63	3.63
2. Conductores y accesorios	1.00		22.83	0.00	22.83	22.83
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		1.22	0.00	1.22	1.22
4. OPGW y accesorios	1.00		7.61	0.00	7.61	7.61
4. Sistema puesta a tierra	1.00		3.22	0.00	3.22	3.22
5. Torres y accesorios	1.00		53.39	0.00	53.39	53.39
Sub-Total Materiales				0.00	91.90	91.90
6. Fundaciones	1.00	0.26		24.26		24.26
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.28		1.28
8. Montaje	1.00	0.43		39.90		39.90
Total Costo Base				65.44	91.90	157.35
9. Contingencias	0.10			6.54	9.19	15.73
10. Ingeniería y Administración	0.08			12.59		12.59
11. EIA B/. * KM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			4.72		4.72
13. Inspección	0.03			4.72		4.72
14. Indemnización B/. * KM	10.00			10.00		10.00
15. IDC	0.06			9.44		9.44
COSTO TOTAL				115.96	101.09	217.05

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO 2 COND. POR FASE 1 CTO INICIAL CONDUCTOR 750 ACAR						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		7.25	0.00	7.25	7.25
2. Conductores y accesorios	1.00		37.66	0.00	37.66	37.66
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		1.22	0.00	1.22	1.22
4. OPGW y accesorios	1.00		7.61	0.00	7.61	7.61
4. Sistema puesta a tierra	1.00		3.56	0.00	3.56	3.56
5. Torres y accesorios	1.00		66.74	0.00	66.74	66.74
Sub-Total Materiales				0.00	124.05	124.05
6. Fundaciones	1.00	0.20		25.22		25.22
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.33		1.33
8. Montaje	1.00	0.33		41.47		41.47
Total Costo Base				68.01	124.05	192.06
9. Contingencias	0.10			6.80	12.40	19.21
10. Ingeniería y Administración	0.08			15.36		15.36
11. EIA B/. * KM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			5.76		5.76
13. Inspección	0.03			5.76		5.76
14. Indemnización B/. * KM	10.00			10.00		10.00
15. IDC	0.06			11.52		11.52
COSTO TOTAL				125.72	136.45	262.17

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO CON TORRE PARA DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 750 ACAR						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		3.63	0.00	3.63	3.63
2. Conductores y accesorios	1.00		18.83	0.00	18.83	18.83
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		1.22	0.00	1.22	1.22
4. OPGW y accesorios	1.00		7.61	0.00	7.61	7.61
4. Sistema puesta a tierra	1.00		3.22	0.00	3.22	3.22
5. Torres y accesorios	1.00		40.04	0.00	40.04	40.04
Sub-Total Materiales				0.00	74.55	74.55
6. Fundaciones	1.00	0.20		15.15		15.15
7. Derecho de vía	1.00	0.01		0.80		0.80
8. Montaje	1.00	0.33		24.92		24.92
Total Costo Base				40.88	74.55	115.43
9. Contingencias	0.10			4.09	7.46	11.54
10. Ingeniería y Administración	0.08			9.23		9.23
11. EIA B/. * KM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			3.46		3.46
13. Inspección	0.03			3.46		3.46
14. Indemnización B/. * KM	10.00			10.00		10.00
15. IDC	0.06			6.93		6.93
COSTO TOTAL				80.55	82.01	162.56

LINEA DE TRANSMISION DE 115 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 636 ACSR						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		7.53	0.00	7.53	7.53
2. Conductores y accesorios	1.00		33.60	0.00	33.60	33.60
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.44	0.00	2.44	2.44
4. OPGW y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	1.00		0.57	0.00	0.57	0.57
5. Torres y accesorios	1.00		45.50	0.00	45.50	45.50
Sub-Total Materiales				0.00	89.64	89.64
6. Fundaciones	1.00	0.10		9.04		9.04
7. Derecho de vía	1.00	0.01		0.77		0.77
8. Montaje	1.00	0.27		23.97		23.97
Total Costo Base				33.79	89.64	123.42
9. Contingencias	0.10			3.38	8.96	12.34
10. Ingeniería y Administración	0.08			9.87		9.87
11. EIA B/. * KM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			3.70		3.70
13. Inspección	0.03			3.70		3.70
14. Indemnización B/. * KM	10.00			10.00		10.00
15. IDC	0.06			7.41		7.41
COSTO TOTAL				74.35	98.60	172.95

LINEA DE TRANSMISION DE 115 KV CIRCUITO SENCILLO CONDUCTOR 636 ACSR						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		3.77	0.00	3.77	3.77
2. Conductores y accesorios	1.00		16.80	0.00	16.80	16.80
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		1.22	0.00	1.22	1.22
4. OPGW y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	1.00		0.62	0.00	0.62	0.62
5. Torres y accesorios	1.00		34.12	0.00	34.12	34.12
Sub-Total Materiales				0.00	56.52	56.52
6. Fundaciones	1.00	0.10		5.70		5.70
7. Derecho de vía	1.00	0.01		0.49		0.49
8. Montaje	1.00	0.27		15.11		15.11
Total Costo Base				21.31	56.52	77.83
9. Contingencias	0.10			2.13	5.65	7.78
10. Ingeniería y Administración	0.08			6.23		6.23
11. EIA B/. * KM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			2.33		2.33
13. Inspección	0.03			2.33		2.33
14. Indemnización B/. * KM	10.00			10.00		10.00
15. IDC	0.06			4.67		4.67
COSTO TOTAL				51.50	62.18	113.68

LINEA DE TRANSMISION DE 115 KV CIRCUITO SENCILLO CON TORRE PARA DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 636 ACSR						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		3.77	0.00	3.77	3.77
2. Conductores y accesorios	1.00		16.80	0.00	16.80	16.80
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.44	0.00	2.44	2.44
4. OPGW y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	1.00		0.62	0.00	0.62	0.62
5. Torres y accesorios	1.00		45.50	0.00	45.50	45.50
Sub-Total Materiales				0.00	69.12	69.12
6. Fundaciones	1.00	0.13		9.14		9.14
7. Derecho de vía	1.00	0.01		0.78		0.78
8. Montaje	1.00	0.35		24.22		24.22
Total Costo Base				34.14	69.12	103.26
9. Contingencias	0.10			3.41	6.91	10.33
10. Ingeniería y Administración	0.08			8.26		8.26
11. EIA B/. * KM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			3.10		3.10
13. Inspección	0.03			3.10		3.10
14. Indemnización B/. * KM	10.00			10.00		10.00
15. IDC	0.06			6.20		6.20
COSTO TOTAL				70.71	76.03	146.74

Costo Unitario de Subestaciones

ADICION 1 INT. 115 KV				
ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.	Total Suministro B/.
1	Interruptores 115 KV	1	90,000	90,000
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	1	22,010	22,010
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	2	13,151	26,301
17	Pararrayos 96 KV	3	5,451	16,352
18	CT 230 KV	-	17,362	-
19	CT 115 KV	6	12,437	74,620
20	PT 230 KV	-	16,894	-
21	PT 115 KV	3	11,102	33,306
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	-	43,717	-
SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO				262,588
SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN				262,588
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
38	Sistema de puesta a tierra	lote	2.42	6,345
39	Servicios auxiliares	lote	10.57	27,763
40	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	25.25	66,314
41	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	47.46	124,632
42	Equipo de Comunicaciones	lote	32.92	86,436
43	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	12.99	34,112
SUB TOTAL SUMINISTRO				608,189
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	6.04	36,735
46	Obras Civiles Generales	lote	23.94	145,607
TOTAL COSTO BASE				790,530
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	39,526
48	Diseño		3.00	23,716
49	Ingeniería		4.00	31,621
50	Administración		4.00	31,621
51	Inspección		3.00	23,716
52	IDC		6.00	47,432
53	EIA		0.19	1,502
54	Terrenos	m2	50000.0	837,500
COSTO TOTAL				1,827,165

ADICION 2 INT. 115 KV				
ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.	Total Suministro B/.
1	Interruptores 115 KV	2	90,000	180,000
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	1	22,010	22,010
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	4	13,151	52,602
17	Pararrayos 96 KV	3	5,451	16,352
18	CT 230 KV	-	17,362	-
19	CT 115 KV	12	12,437	149,239
20	PT 230 KV	-	16,894	-
21	PT 115 KV	3	11,102	33,306
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO			453,509
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN			453,509
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
38	Sistema de puesta a tierra	lote	2.42	10,958
39	Servicios auxiliares	lote	10.57	47,948
40	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	25.25	114,528
41	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	47.46	215,249
42	Equipo de Comunicaciones	lote	32.92	149,281
43	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	12.99	58,914
	SUB TOTAL SUMINISTRO			1,050,387
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	6.04	63,443
46	Obras Civiles Generales	lote	23.94	251,473
	TOTAL COSTO BASE			1,365,303
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	68,265
48	Diseño		3.00	40,959
49	Ingeniería		4.00	54,612
50	Administración		4.00	54,612
51	Inspección		3.00	40,959
52	IDC		6.00	81,918
53	EIA		0.19	2,594
54	Terrenos	m2	50000.0	837,500
	COSTO TOTAL			2,546,723

ADICION 3 INT. 115 KV				
ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.	Total Suministro B/.
1	Interruptores 115 KV	3	90,000	270,000
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	2	22,010	44,019
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	6	13,151	78,904
17	Pararrayos 96 KV	6	5,451	32,703
18	CT 230 KV	-	17,362	-
19	CT 115 KV	18	12,437	223,859
20	PT 230 KV	-	16,894	-
21	PT 115 KV	6	11,102	66,612
37	CT 34.5 KV	-	6,323	-
SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO				716,097
SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN				716,097
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
38	Sistema de puesta a tierra	lote	2.42	17,302
39	Servicios auxiliares	lote	10.57	75,710
40	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	25.25	180,842
41	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	47.46	339,881
42	Equipo de Comunicaciones	lote	32.92	235,717
43	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	12.99	93,026
SUB TOTAL SUMINISTRO				1,658,576
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	6.04	100,178
46	Obras Civiles Generales	lote	23.94	397,080
TOTAL COSTO BASE				2,155,833
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	107,792
48	Diseño		3.00	64,675
49	Ingeniería		4.00	86,233
50	Administración		4.00	86,233
51	Inspección		3.00	64,675
52	IDC		6.00	129,350
53	EIA		0.19	4,096
54	Terrenos	m2	50000.0	837,500
COSTO TOTAL				3,536,387

ADICION 1 INT. 230 KV				
ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.	Total Suministro B/.
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	1	120,200	120,200
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	103,955	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	1	31,454	31,454
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	2	22,884	45,767
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	16,980	-
16	Pararrayos 192 KV	3	9,208	27,625
17	Pararrayos 96 KV	-	5,451	-
18	CT 230 KV	6	17,362	104,172
19	CT 115 KV	-	12,437	-
20	PT 230 KV	3	16,894	50,683
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO			379,901
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN			379,901
			% Sobre ítem de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
38	Sistema de puesta a tierra	lote	2.42	9,179
39	Servicios auxiliares	lote	10.57	40,166
40	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	25.25	95,940
41	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	47.46	180,312
42	Equipo de Comunicaciones	lote	32.92	125,052
43	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	12.99	49,352
	SUB TOTAL SUMINISTRO			879,901
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	6.04	53,146
46	Obras Cíviles Generales	lote	23.94	210,657
	TOTAL COSTO BASE			1,143,705
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	57,185
48	Diseño		3.00	34,311
49	Ingeniería		4.00	45,748
50	Administración		4.00	45,748
51	Inspección		3.00	34,311
52	IDC		6.00	68,622
53	EIA		0.19	2,173
54	Terrenos	m2	50000.0	837,500
	COSTO TOTAL			2,269,304

ADICION 2 INT. 230 KV				
ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.	Total Suministro B/.
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	2	120,200	240,400
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	103,955	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	1	31,454	31,454
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	4	22,884	91,535
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	16,980	-
16	Pararrayos 192 KV	3	9,208	27,625
17	Pararrayos 96 KV	-	5,451	-
18	CT 230 KV	12	17,362	208,344
19	CT 115 KV	-	12,437	-
20	PT 230 KV	3	16,894	50,683
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO			650,041
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN			650,041
			% Sobre ítem de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
38	Sistema de puesta a tierra	lote	2.42	15,706
39	Servicios auxiliares	lote	10.57	68,726
40	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	25.25	164,160
41	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	47.46	308,529
42	Equipo de Comunicaciones	lote	32.92	213,973
43	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	12.99	84,445
	SUB TOTAL SUMINISTRO			1,505,580
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	6.04	90,937
46	Obras Civiles Generales	lote	23.94	360,451
	TOTAL COSTO BASE			1,956,967
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	97,848
48	Diseño		3.00	58,709
49	Ingeniería		4.00	78,279
50	Administración		4.00	78,279
51	Inspección		3.00	58,709
52	IDC		6.00	117,418
53	EIA		0.19	3,718
54	Terrenos	m2	50000.0	837,500
	COSTO TOTAL			3,287,428

ADICION 3 INT. 230 KV				
ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.	Total Suministro B/.
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	3	120,200	360,600
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	103,955	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	2	31,454	62,908
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	6	22,884	137,302
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	16,980	-
16	Pararrayos 192 KV	6	9,208	55,250
17	Pararrayos 96 KV	-	5,451	-
18	CT 230 KV	18	17,362	312,516
19	CT 115 KV	-	12,437	-
20	PT 230 KV	6	16,894	101,366
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO			1,029,942
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN			1,029,942
			% Sobre ítem de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
38	Sistema de puesta a tierra	lote	2.42	24,885
39	Servicios auxiliares	lote	10.57	108,892
40	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	25.25	260,100
41	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	47.46	488,841
42	Equipo de Comunicaciones	lote	32.92	339,025
43	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	12.99	133,796
	SUB TOTAL SUMINISTRO			2,385,481
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	6.04	144,083
46	Obras Cíviles Generales	lote	23.94	571,108
	TOTAL COSTO BASE			3,100,672
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	155,034
48	Diseño		3.00	93,020
49	Ingeniería		4.00	124,027
50	Administración		4.00	124,027
51	Inspección		3.00	93,020
52	IDC		6.00	186,040
53	EIA		0.19	5,891
54	Terrenos	m2	50000.0	837,500
	COSTO TOTAL			4,719,231

Criterios Básicos para la Selección Óptima del Conductor

CRITERIOS BÁSICOS PARA LA SELECCIÓN ÓPTIMA DE CONDUCTORES¹

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3.3. Nivel máximo de radiointerferencia (RI): la radiointerferencia producida por el efecto corona de los conductores de una línea de transmisión es más intensa en la faja de frecuencia entre 0.5 y 1.6MHz. Generalmente una señal de ruido estándar se encuentra en el orden de 66 dB referida a 1 $\mu\text{V}/\text{m}$.

3.4. Ruido Audible (RA): el ruido audible se torna más intenso a medida que crece el nivel de tensión de la línea de transmisión.

3.5. Regulación y pérdidas: se establecen los límites del 10% para la máxima regulación de tensión y del 10% de pérdidas, en relación a la potencia máxima transmitida por la línea.

3.6. Potencia natural (SIL): la potencia natural solamente depende de la tensión de la línea de transmisión, de la configuración y del número de subconductores por haz.

3.7. Temperaturas del conductor: la temperatura máxima del conductor a ser utilizada en los modelos "templates" depende de la temperatura ambiente, la potencia transmitida, velocidad del viento y de los índices de radiación solar. Para temperaturas de hasta 80°C no hay pérdida de resistencia mecánica por el conductor.

3.8. Pérdidas corona: se recomienda que para las pérdidas corona, originadas de las descargas de los conductores, estén limitadas a un máximo del 10% de las pérdidas-joule.

3.9. Campo eléctricos y magnéticos: serán determinados a la altura de 1m del suelo.

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

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

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

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

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

**Requerimientos Técnicos
Mínimos de Protección
para Subestaciones y Líneas de
Transmisión**

Requerimientos Técnicos Mínimos de Protección para Subestaciones y Líneas de Transmisión

1. Protección Diferencial de línea

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

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

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

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

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

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

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

Para pérdida de comunicación entre los relevadores de los extremo de la línea protegida, la protección diferencial de corriente debe contar con una protección de respaldo que sea habilitada automáticamente cada vez que esta anomalía se presente.

2. Protección de Distancia

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4. Esquema piloto

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

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

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

5. Recerrador

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

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

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

6. Protección de transformadores

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

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

7. Protección de reactores

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

8. Protección de fallo de interruptor

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

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

9. Protección de Barras

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

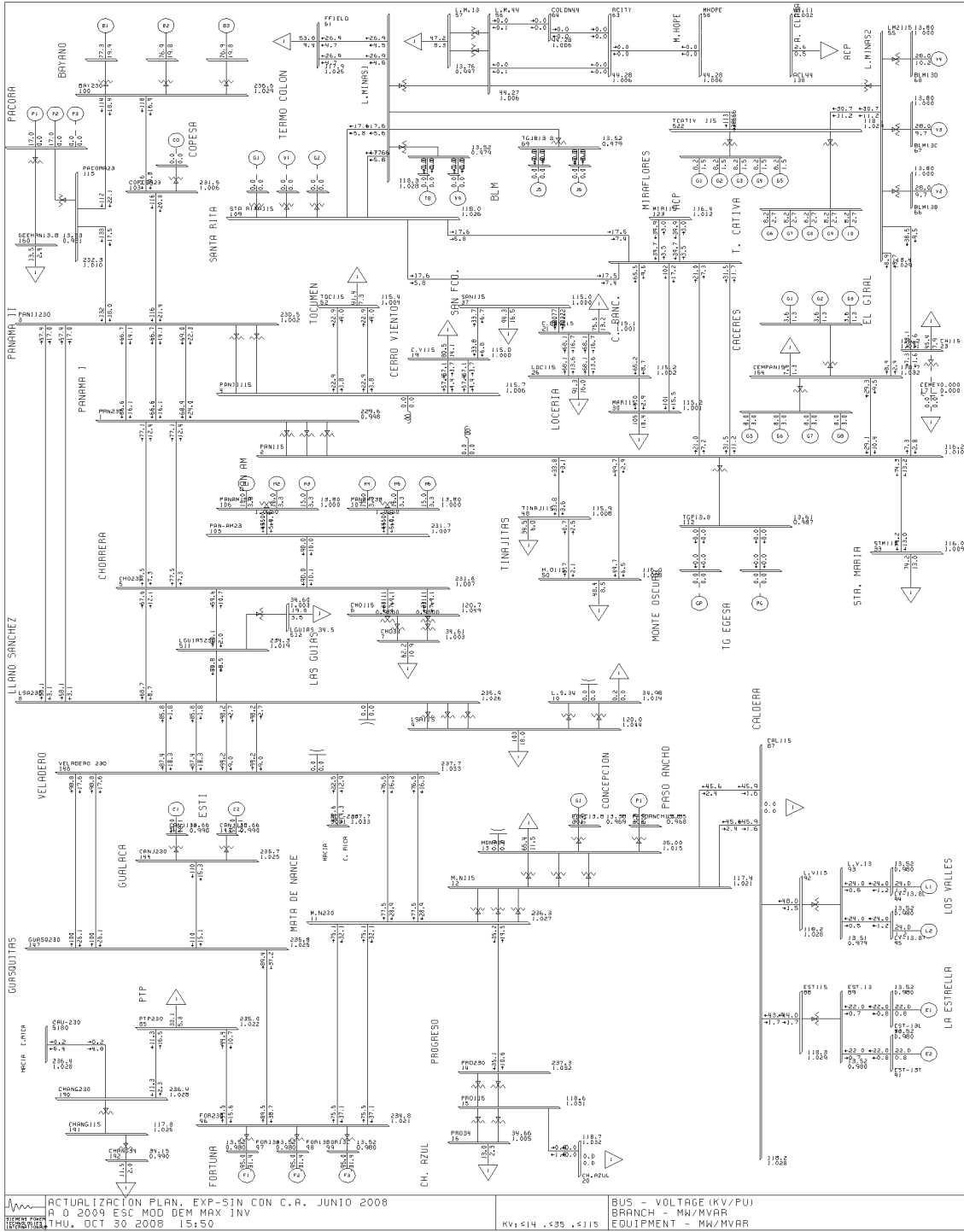
10. Protección de Transformador de tierra

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

ANEXO 6

RESULTADOS DE FLUJOS DE POTENCIA

**PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DE 2008
AÑO 2009 ESCENARIO MODERADO DEMANDA MÁXIMA INVIERNO**



THU, OCT 30 2008 14:44

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2009 ESC MOD DEM MAX INV

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3		PANI1230				230.00	6 1.0021 230.49	5		CHO230				230.00	6 1.0072 231.65
8		LSA230				230.00	6 1.0258 235.94	11		M.N230				230.00	6 1.0274 236.30
14		FOR230				230.00	6 1.0319 237.33	85		ETP230				230.00	6 1.0219 235.04
96		FOR230				230.00	6 1.0208 234.78	100		BAY230				230.00	6 1.0286 236.57
103		COFESA23				230.00	6 1.0063 231.46	105		FAN-AM23				230.00	6 1.0072 231.67
115		FACEAZ23				230.00	6 1.0098 232.26	144		CANU230				230.00	6 1.0250 235.75
147		GUASQ230				230.00	6 1.0250 235.76	148		VEUADERO	230230.00			6 1.0334 237.68	
180		CHANG230				230.00	6 1.0278 236.39	511		LGUIAS230	230.00			6 1.0186 234.28	
6000		FRONTER				230.00	6 1.0325 237.48								

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1		PAN230				230.00	6 0.9985 229.65								

THU, OCT 30 2008 14:44

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2009 ESC MOD DEM MAX INV

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 1.0103 116.18	4		PANI1115				115.00	6 1.0060 115.70
6		CHO115				115.00	6 1.0493 120.67	9		LSA115				115.00	6 1.0439 120.05
12		M.N115				115.00	6 1.0213 117.45	15		PRO115				115.00	6 1.0312 118.59
18		CAC115				115.00	6 1.0099 116.14	20		CH-AZUL				115.00	6 1.0319 118.67
21		C-BAN115				115.00	6 1.0010 115.12	23		CHI115				115.00	6 1.0106 116.22
26		LOC115				115.00	6 1.0021 115.24	30		MAR115				115.00	6 1.0014 115.16
33		STM115				115.00	6 1.0086 115.99	48		TINAJ115				115.00	6 1.0083 115.95
50		M.O115				115.00	6 1.0084 115.96	52		TOC115				115.00	6 1.0037 115.42
54		LM1115				115.00	6 1.0285 118.27	55		LM2115				115.00	6 1.0293 118.37
61		FFIELD				115.00	9 1.0253 117.91	87		CAL115				115.00	6 1.0275 118.17
88		EST115				115.00	6 1.0290 118.34	92		L.V115				115.00	6 1.0281 118.24
109		STA RITAI15				115.00	6 1.0265 118.05	123		MIR115				115.00	7 1.0124 116.43
154		CEPANI15				115.00	6 1.0322 118.70	191		CHANG115				115.00	6 1.0246 117.82
522		TCATIVÁ	115			115.00	6 1.0291 118.35								

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
19		C.V115				115.00	6 1.0000 114.99	37		SANI15				115.00	6 0.9997 114.97

THU, OCT 30 2008 14:43

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2009 ESC MOD DEM MAX INV

AREA 6 [PANAMA

BUS# X-- NAME --X BASKV ID MW QMAX QMIN ETERM CURRENT PF MVBASE

66 BLM13B 13.800 V2 28.0 9.7 25.0 0.0 1.0000 29.6 0.9445 47.0

X T R A N GENTAP ZONE AREA SWING

I 1 6

AREA 7	J CANAL	BUS#	X-NAME	--X-	BASKV ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVBASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING		
67	BLM13C	13.800	V3			28.0	9.7	25.0	0.0	1.0000	29.6	0.9445	47.0					1	6	
68	BLM13D	13.800	V4			28.0	10.2	12.0	0.0	1.0000	29.8	0.9401	47.0					1	6	
90	EST-13J	13.800	E1			22.0	0.8	12.0	-5.0	0.9800	22.5	0.9693	27.0					1	6	
91	EST-13T	13.800	E2			22.0	0.8	12.0	-5.0	0.9800	22.5	0.9693	27.0					1	6	
84	LV-13.8L	13.800	L1			24.0	1.2	12.0	-5.0	0.9800	24.5	0.9687	27.0					1	6	
85	LV-13.8I	13.800	L2			24.0	1.2	12.0	-5.0	0.9800	24.5	0.9687	27.0					1	6	
87	FOR13A	13.800	F1			95.0	-31.4	50.0	-50.0	0.9800	102.1	0.9496	111.0					1	6	
88	FOR13B	13.800	F2			95.0	-31.4	50.0	-50.0	0.9800	102.1	0.9496	111.0					1	6	
89	FOR13C	13.800	F3			95.0	-31.4	50.0	-50.0	0.9800	102.1	0.9496	111.0					1	6	
101	FOR13A	13.800	B1			77.3	19.9	50.0	-25.0	1.0000	79.5	0.9685	96.0					1	6	
102	BAY13B	13.800	B2			76.9	19.8	50.0	-25.0	1.0000	79.4	0.9683	96.0					1	6	
106	PANAM13A	13.800	M1			15.0	3.3	9.0	0.0	1.0000	15.4	0.9766	20.7					1	6	
106	PANAM13A	13.800	M2			15.0	3.3	9.0	0.0	1.0000	15.4	0.9766	20.7					1	6	
106	PANAM13A	13.800	M3			15.0	3.3	9.0	0.0	1.0000	15.4	0.9766	20.7					1	6	
107	PANAM13B	13.800	M4			15.0	3.3	9.0	0.0	1.0000	15.4	0.9766	20.7					1	6	
107	PANAM13B	13.800	M5			15.0	3.3	9.0	0.0	1.0000	15.4	0.9766	20.7					1	6	
107	PANAM13B	13.800	M6			15.0	3.3	9.0	0.0	1.0000	15.4	0.9766	20.7					1	6	
107	PANAM13B	13.800	M6			15.0	3.3	9.0	0.0	1.0000	15.4	0.9766	20.7					1	6	
108	BAY13C	13.800	B3			76.9	19.8	50.0	-25.0	1.0000	79.4	0.9683	100.0					1	6	
116	PACORA13	13.800	P1			17.0	0.0	8.8	0.0	1.0022	17.0	1.0000	21.7					1	6	
116	PACORA13	13.800	P2			17.0	0.0	8.8	0.0	1.0022	17.0	1.0000	21.7					1	6	
142	CANJ13A	13.800	C1			55.0	12.1	29.0	-29.0	0.9900	56.9	0.9766	69.0					1	6	
143	CANJ13B	13.800	C2			55.0	12.1	29.0	-29.0	0.9900	56.9	0.9766	69.0					1	6	
301	CONCL3.8	13.800	G1			9.5	5.0	5.0	-5.0	0.9694	11.1	0.8849	13.5					1	6	
302	PASOANCH13.8	13.800	G1			4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9675	5.3	0.9216	6.2					1	6	
521	EGIRAL13.8	113.800	G1			3.6	1.3	2.8	1.3	1.0055	3.8	0.9404	4.8					1	6	
521	EGIRAL13.8	113.800	G2			3.6	1.3	2.8	1.3	1.0055	3.8	0.9404	4.8					1	6	
521	EGIRAL13.8	113.800	G3			3.6	1.3	2.8	1.3	1.0055	3.8	0.9404	4.8					1	6	
521	EGIRAL13.8	113.800	G4			3.0	1.3	2.8	1.3	1.0055	3.3	0.9173	4.8					1	6	
523	TCATIIVA 13A	13.800	G1			8.2	1.5	6.6	-6.6	0.9900	8.4	0.9838	10.9					1	6	
523	TCATIIVA 13A	13.800	G2			8.2	1.5	6.6	-6.6	0.9900	8.4	0.9838	10.9					1	6	
523	TCATIIVA 13A	13.800	G3			8.2	1.5	6.6	-6.6	0.9900	8.4	0.9838	10.9					1	6	
523	TCATIIVA 13A	13.800	G4			8.2	1.5	6.6	-6.6	0.9900	8.4	0.9838	10.9					1	6	
524	TCATIIVA 13B	13.800	G5			8.2	1.5	6.6	-6.6	0.9900	8.4	0.9838	10.9					1	6	
524	TCATIIVA 13B	13.800	G6			8.2	2.7	6.6	-6.6	1.0000	8.6	0.9482	10.9					1	6	
524	TCATIIVA 13B	13.800	G7			8.2	2.7	6.6	-6.6	1.0000	8.6	0.9482	10.9					1	6	
524	TCATIIVA 13B	13.800	G8			8.2	2.7	6.6	-6.6	1.0000	8.6	0.9482	10.9					1	6	
524	TCATIIVA 13B	13.800	G9			8.2	2.7	6.6	-6.6	1.0000	8.6	0.9482	10.9					1	6	
531	EGIRAL13.8	213.800	G5			8.0	3.0	6.4	3.0	1.0063	8.5	0.9363	10.9					1	6	
531	EGIRAL13.8	213.800	G6			8.0	3.0	6.4	3.0	1.0063	8.5	0.9363	10.9					1	6	
531	EGIRAL13.8	213.800	G7			8.0	3.0	6.4	3.0	1.0063	8.5	0.9363	10.9					1	6	
531	EGIRAL13.8	213.800	G8			8.0	3.0	6.4	3.0	1.0063	8.5	0.9363	10.9					1	6	
SUBSYSTEM TOTALS						1068.2	88.7	662.1	-358.4			8.5	0.9363	10.9					1	6

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E THU, OCT 30 2008 14:43

ACTUALIZACION PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008

ARO 2009 ESC MOD DEI MAX INV

AREA 7 J CANAL } MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-NAME	--X-	BASKV ID	MW	MVAR
129	MIR13D		13.800	G4	35.0
130	MIR13F		13.800	G5	17.1
140	GAT6A		6.9000	G1	1.9
140	GAT6A		6.9000	G2	1.9
140	GAT6A		6.9000	G3	1.9
141	GAT6B		6.9000	G4	3.9

141 GAT6B	6.9000 G5	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9725	6.2	2	7
141 GAT6B	6.9000 G6	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9725	6.2	2	7
170 MIR13G	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0239	17.9	0.9281	23.0	2	7
171 MIR13H	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0330	17.7	0.9281	23.0	2	7
171 MIR13H	13.800 M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0330	17.7	0.9281	23.0	2	7
SUBSYSTEM TOTALS	120.5	18.4	71.5	5.3					171.3		

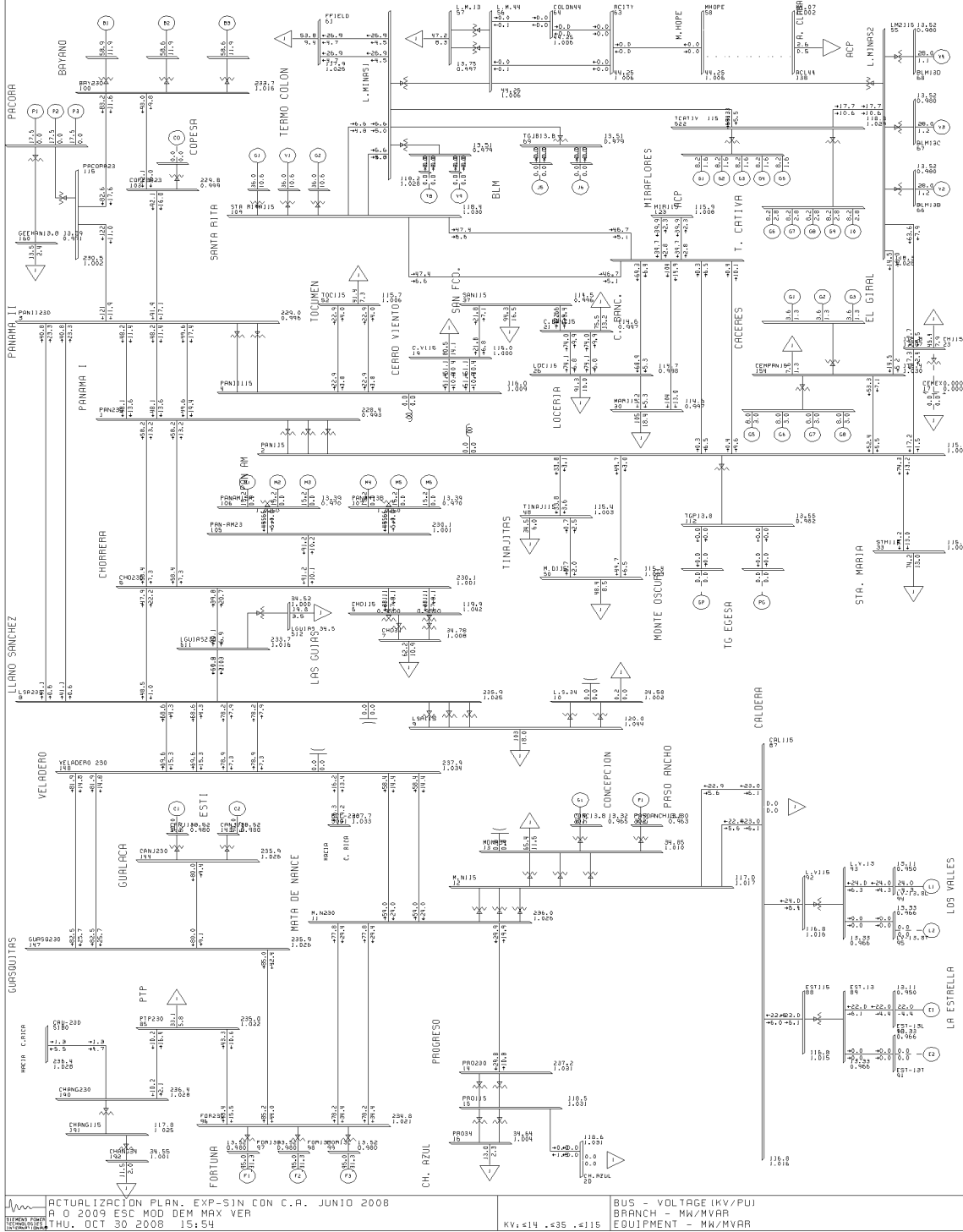
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 ARG 2009 ESC MOD DEM MAX INV

THU, OCT 30 2008 14:44

X-- AREA	--X GENERATION	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INI	LOSSES	DESIRE
	LOAD	LOAD	LOAD	LOAD	LOAD	LOAD	LOAD
	IN	IN	IN	IN	IN	IN	IN
1	1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0
GUATEMAL	29.8	349.5	-266.2	0.0	412.9	17.9	341.4
2	911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	9.8	0.0
SALVADOR	100.8	182.3	-58.1	0.0	219.9	38.4	158.1
3	1006.8	985.5	0.0	0.0	0.0	21.4	0.0

HONDURAS	55.6	290.6	-188.3	0.0	302.9	-5.3	261.6	
4	538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0
NICA	32.4	224.5	-98.9	0.0	143.3	-97.3	147.3	
5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.8	19.3	0.0
C. RICA	245.7	569.4	-236.5	0.0	470.5	26.0	357.3	
6	1068.2	1024.7	0.0	0.0	0.0	20.8	22.7	25.0
PANAMA	88.7	179.5	0.0	0.0	447.9	49.8	307.3	
7	120.5	39.8	0.0	0.0	0.0	79.5	1.9	50.0
ACANAL	18.4	7.0	0.0	0.0	0.0	-7.0	18.5	
9	0.0	100.9	0.0	0.0	0.0	-101.0	0.1	-75.0
COLON	0.0	17.7	0.0	0.0	1.1	-22.3	5.7	
TOTALS	6338.0	6217.0	-848.0	0.0	1998.4	0.0	121.0	0.0
	571.3	1820.5		0.0			1597.3	

**PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DE 2008
AÑO 2009 ESCENARIO MODERADO DEMANDA MÁXIMA VERANO**



ACTUALIZATION PLAN, EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 P O 2009 ESC MOD DEN MAX VER
 THU, OCT 30 2008 15:54
 KV: 614 .435 .4115
 BUS - VOLTAGE (KV/PU)
 BRANCH - MW/MVAR
 EQUIPMENT - MW/MVAR

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 THU, OCT 30 2008 15:54

ARO 2009 ESC MOD DEM MAX VER

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	CH0230		230.00	6 1.0005 230.12	8	LSA230		230.00	6 1.0233 235.86
11	M.N230		230.00	6 1.0262 236.03	14	PRO230		230.00	6 1.0314 237.22
85	FIE230		230.00	6 1.0218 235.02	96	FOR230		230.00	6 1.0207 234.76
100	BAY230		230.00	6 1.0159 233.65	105	PAN-AM23		230.00	6 1.0005 230.12
115	FACORA23		230.00	6 1.0021 230.48	144	CANU230		230.00	6 1.0238 235.93
147	GUASQ230		230.00	6 1.0258 235.93	148	VEUADERO	230230.00	6 1.0344 237.91	
190	CHANG230		230.00	6 1.0277 236.38	511	LGUIAS230		230.00	6 1.0161 233.70
6000	FRONTER		230.00	6 1.0322 237.40					

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)
1	PAN230		230.00	6 0.9930 228.38	3	PANI1230		230.00	6 0.9958 229.04
103	COPESA23		230.00	6 0.9992 229.81					

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 THU, OCT 30 2008 15:54

ARO 2009 ESC MOD DEM MAX VER

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115		115.00	6 1.0051 115.59	4	PANI1115		115.00	6 1.0086 115.98
6	CHO115		115.00	6 1.0423 119.86	9	LSA115		115.00	6 1.0436 120.01
12	M.N115		115.00	6 1.0172 116.97	15	PRO115		115.00	6 1.0307 118.53
18	CAC115		115.00	6 1.0050 115.57	19	C.V115		115.00	6 1.0004 115.05
20	CH.AZUL		115.00	6 1.0315 118.62	23	CH115		115.00	6 1.0067 115.77
33	STMI115		115.00	6 1.0032 115.37	48	TINAJ115		115.00	6 1.0031 115.36
50	M.O115		115.00	6 1.0282 118.25	55	LM2115		115.00	6 1.0284 118.27
54	LM1115		115.00	9 1.0251 117.88	82	L.V115		115.00	6 1.0158 116.81
61	FTE115		115.00	6 1.0155 116.78	87	CAL115		115.00	6 1.0157 116.81
88	EST115		115.00	6 1.0296 118.40	123	MIR115		115.00	7 1.0077 115.89
109	STA RITAI115		115.00	6 1.0296 118.40	191	CHANG115		115.00	6 1.0245 117.82
154	CEPANI15		115.00	6 1.0296 118.40					
522	TCATIVÁ	115 115.00	6 1.0286 118.28						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV AREA	V(PU)	V(KV)
21	C.BAN115		115.00	6 0.9868 114.64	26	LOC115		115.00	6 0.9977 114.73
30	MAR115		115.00	6 0.9966 114.61	37	SAN115		115.00	6 0.9960 114.54

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 THU, OCT 30 2008 15:54

ARO 2009 ESC MOD DEM MAX VER

AREA 6 [PANAMA

BUS# X-- NAME --X BASKV ID MW QMAX QMIN ETERMG CURRENT FF MVABASE X T R A N GENTAP ZONE AREA SWING

66	BLM13B	13.800 V2	28.0	1.2	25.0	0.0	0.0	0.9800	28.6	0.9892	47.0	1	6
67	BLM13C	13.800 V3	28.0	1.2	25.0	0.0	0.0	0.9800	28.6	0.9892	47.0	1	6
68	BLM13D	13.800 V4	28.0	1.1	25.0	0.0	0.0	0.9800	28.6	0.9892	47.0	1	6
90	EST-13L	13.800 E1	22.0	-4.4	12.0	-5.0	0.0	0.9500	23.6	0.9805	27.0	1	6
94	LV-13.8L	13.800 L1	24.0	-4.3	12.0	-5.0	0.0	0.9500	23.7	0.9842	27.0	1	6
97	FOR13A	13.800 F1	35.0	-31.3	50.0	-50.0	0.0	0.9800	102.1	0.9849	111.0	1	6
98	FOR13B	13.800 F2	35.0	-31.3	50.0	-50.0	0.0	0.9800	102.1	0.9849	111.0	1	6
99	FOR13C	13.800 F3	35.0	-31.3	50.0	-50.0	0.0	0.9800	102.1	0.9849	111.0	1	6
101	BAY13A	13.800 B1	58.9	11.9	50.0	-25.0	0.0	0.9800	61.4	0.9801	96.0	1	6
102	BAY13B	13.800 B2	58.6	11.9	50.0	-25.0	0.0	0.9800	61.1	0.9800	96.0	1	6
106	FANM13A	13.800 M1	15.2	0.0	9.0	0.0	0.0	0.9701	15.7	1.0000	20.7	1	6
106	FANM13A	13.800 M2	15.2	0.0	9.0	0.0	0.0	0.9701	15.7	1.0000	20.7	1	6
106	FANM13A	13.800 M3	15.2	0.0	9.0	0.0	0.0	0.9701	15.7	1.0000	20.7	1	6
107	FANM13B	13.800 M4	15.2	0.0	9.0	0.0	0.0	0.9701	15.7	1.0000	20.7	1	6
107	FANM13B	13.800 M5	15.2	0.0	9.0	0.0	0.0	0.9701	15.7	1.0000	20.7	1	6
107	FANM13B	13.800 M6	15.2	0.0	9.0	0.0	0.0	0.9701	15.7	1.0000	20.7	1	6
108	BAY13C	13.800 B3	58.6	11.9	50.0	-25.0	0.0	0.9800	61.1	0.9800	100.0	1	6
116	PACORAL3	13.800 P1	17.5	0.0	8.8	0.0	0.0	0.9925	17.6	1.0000	21.7	1	6
116	PACORAL3	13.800 P2	17.5	0.0	8.8	0.0	0.0	0.9925	17.6	1.0000	21.7	1	6
116	PACORAL3	13.800 P3	17.5	0.0	8.8	0.0	0.0	0.9925	17.6	1.0000	21.7	1	6
142	CANJ13A	13.800 C1	40.0	5.7	29.0	-29.0	0.0	0.9800	41.2	0.9901	69.0	1	6
143	CANJ13B	13.800 C2	40.0	5.7	29.0	-29.0	0.0	0.9800	41.2	0.9901	69.0	1	6
301	CONC13.8	13.800 G1	8.3	5.0	5.0	-5.0	0.0	0.9634	10.0	0.8566	13.5	1	6
302	PASOANCH13.8	13.800 G2	8.2	2.0	2.0	-2.0	0.0	0.9634	4.4	0.8797	6.2	1	6
521	EGIRAL13.8	113.800 G1	3.6	1.3	2.8	1.3	1.3	1.0029	3.8	0.9404	4.8	1	6
521	EGIRAL13.8	113.800 G2	3.6	1.3	2.8	1.3	1.3	1.0029	3.8	0.9404	4.8	1	6
521	EGIRAL13.8	113.800 G3	3.6	1.3	2.8	1.3	1.3	1.0029	3.8	0.9404	4.8	1	6
521	EGIRAL13.8	113.800 G4	3.6	1.3	2.8	1.3	1.3	1.0029	3.8	0.9404	4.8	1	6
523	TCATIIVA 13A	13.800 G1	8.2	1.6	6.6	-6.6	0.0	0.9900	8.4	0.9823	10.9	1	6
523	TCATIIVA 13A	13.800 G2	8.2	1.6	6.6	-6.6	0.0	0.9900	8.4	0.9823	10.9	1	6
523	TCATIIVA 13A	13.800 G3	8.2	1.6	6.6	-6.6	0.0	0.9900	8.4	0.9823	10.9	1	6
523	TCATIIVA 13A	13.800 G4	8.2	1.6	6.6	-6.6	0.0	0.9900	8.4	0.9823	10.9	1	6
523	TCATIIVA 13A	13.800 G5	8.2	1.6	6.6	-6.6	0.0	0.9900	8.4	0.9823	10.9	1	6
524	TCATIIVA 13B	13.800 10	8.2	2.8	6.6	-6.6	0.0	0.9900	8.4	0.9823	10.9	1	6
524	TCATIIVA 13B	13.800 G7	8.2	2.8	6.6	-6.6	0.0	0.9900	8.4	0.9823	10.9	1	6
524	TCATIIVA 13B	13.800 G8	8.2	2.8	6.6	-6.6	0.0	0.9900	8.4	0.9823	10.9	1	6
524	TCATIIVA 13B	13.800 G9	8.2	2.8	6.6	-6.6	0.0	0.9900	8.4	0.9823	10.9	1	6
524	TCATIIVA 13B	13.800 G1	8.2	2.8	6.6	-6.6	0.0	0.9900	8.4	0.9823	10.9	1	6
525	TCOLON 13A	13.800 G1	36.0	10.6	18.4	-6.6	0.0	0.9900	37.5	0.9595	44.4	1	6
526	TCOLON 13B	13.800 G2	36.0	10.6	18.4	-6.6	0.0	0.9900	37.5	0.9595	44.4	1	6
527	TCOLON 13C	13.800 V1	36.0	10.6	18.4	-6.6	0.0	0.9900	37.5	0.9595	44.4	1	6
531	EGIRAL13.8	213.800 G5	8.0	3.0	6.4	-3.0	0.0	1.0039	8.5	0.9363	10.9	1	6
531	EGIRAL13.8	213.800 G6	8.0	3.0	6.4	-3.0	0.0	1.0039	8.5	0.9363	10.9	1	6
531	EGIRAL13.8	213.800 G7	8.0	3.0	6.4	-3.0	0.0	1.0039	8.5	0.9363	10.9	1	6
531	EGIRAL13.8	213.800 G8	8.0	3.0	6.4	-3.0	0.0	1.0039	8.5	0.9363	10.9	1	6
SUBSYSTEM TOTALS			1063.3	25.8	702.1	-324.1			8.5	0.9363	1472.5	1	6

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR-PSS/E

THU, OCT 30 2008 15:54

ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008

ARO 2009 ESC MOD DEM MAX VER

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE
129		MIRI13D		13.800	G4	35.0	2.5	15.0	0.0	1.0000	35.1	0.9976	44.1
130		MIRI13F		13.800	G5	17.1	0.0	8.0	0.0	1.0066	17.0	1.0000	27.7
140		GAT6A		6.9000	G1	1.9	-0.1	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9976	4.1

X	T	R	A	N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
2	7							
2	7							
2	7							

140	GAT6A	6.9000	G2	1.9	-0.1	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9876	4.1	2	7
140	GAT6A	6.9000	G3	3.9	-0.1	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9876	4.1	2	7
141	GAT6B	6.9000	G4	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9755	5.6	2	7
141	GAT6B	6.9000	G5	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9755	6.2	2	7
141	GAT6B	6.9000	G6	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9755	6.2	2	7
170	MIR13G	13.800	M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0211	17.8	0.9681	23.0	2	7
171	MIR13H	13.800	M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0302	17.8	0.9681	23.0	2	7
171	MIR13H	13.800	M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0302	17.8	0.9681	23.0	2	7
SUBSYSTEM TOTALS		120.5		19.9	71.5	5.5					171.3		

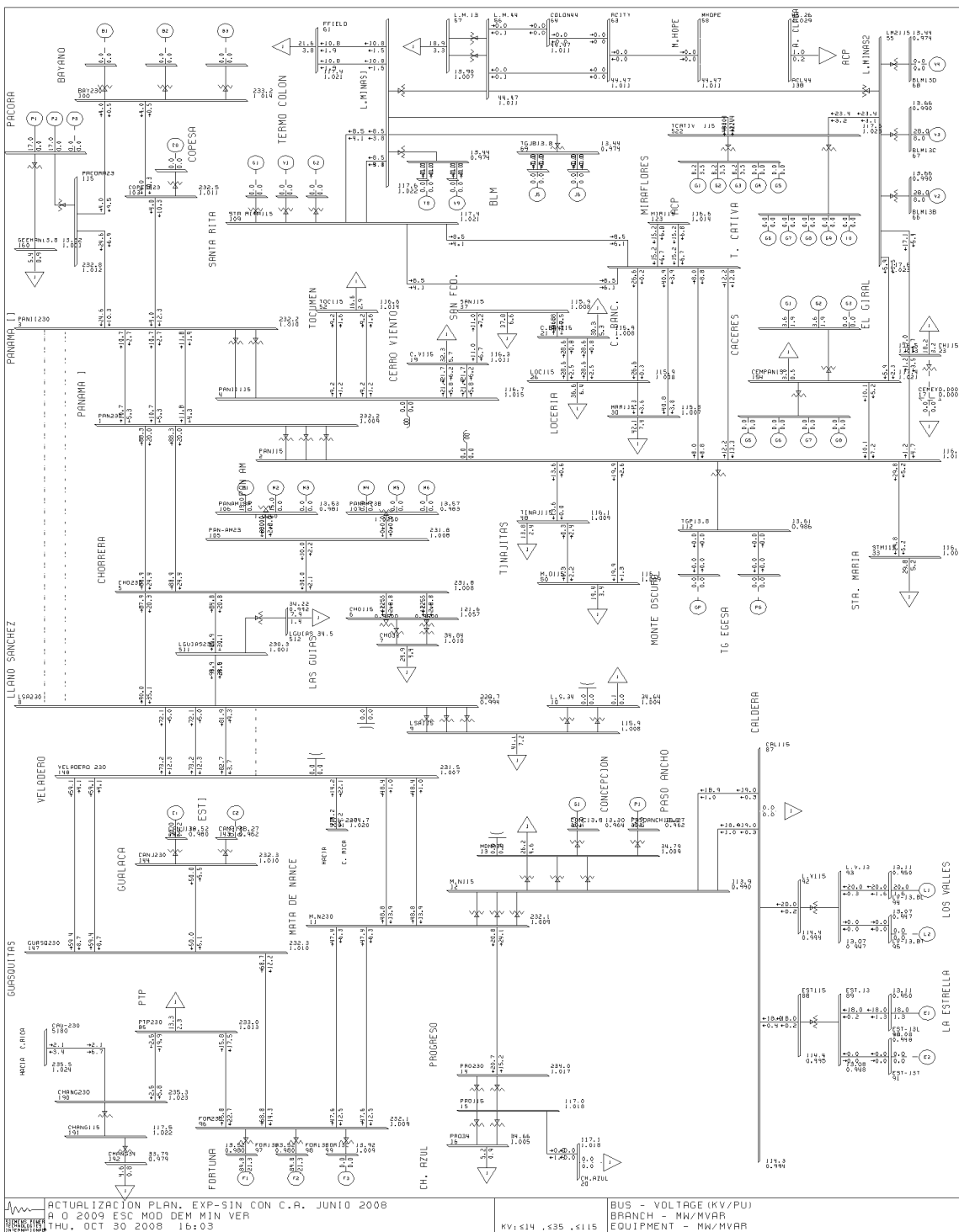
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 ARO 2009 ESC MOD DEM MAX VER

THU, OCT 30 2008 15:54
 AREA TOTALS
 IN MW/MVAR

X--	AREA	--X	FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT
1	GUATEMAL		1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0
			29.8	349.5	-286.2	0.0	412.9	17.9	341.4	0.0
2	SALVADOR		911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.8	0.0
			100.8	182.3	-58.1	0.0	219.9	38.4	158.1	0.0
3	HONDURAS		1006.8	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0	21.4	0.0
			55.6	290.6	-188.3	0.0	302.9	-5.3	261.6	0.0
4	NICA		538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0
			32.4	224.5	-98.9	0.0	143.3	-97.3	147.3	0.0

5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	19.3	0.0
C.RICA	245.7	569.4	-236.5	0.0	470.5	26.1	357.2			
6	1063.3	1024.7	0.0	0.0	0.0	20.8	17.8	25.0		
PANAMA	25.8	179.5	0.0	0.0	446.3	48.3	244.3			
7	120.5	39.8	0.0	0.0	0.0	79.5	1.3	50.0		
ACANAL	19.9	7.0	0.0	0.0	0.0	-5.7	18.6			
9	0.0	100.9	0.0	0.0	0.0	-101.0	0.1	-75.0		
COLON	0.0	17.7	0.0	0.0	1.1	-22.3	5.7			
TOTALS	6333.0	6217.0	0.0	0.0	1996.8	0.0	116.0	0.0		
	509.9	1820.5	-848.0	0.0			1534.2			

**PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DE 2008
AÑO 2009 ESCENARIO MODERADO DEMANDA MÍNIMA VERANO**



THU, OCT 30 2008 16:02

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2009 ESC MOD DEM MIN VER

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

Table with 5 columns: BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV) V(KV). Lists buses 1-511 with their respective voltage levels and areas.

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

Table with 5 columns: BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV) V(KV). Lists buses 8 and 15A with their respective voltage levels and areas.

THU, OCT 30 2008 16:02

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2009 ESC MOD DEM MIN VER

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

Table with 5 columns: BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV) V(KV). Lists buses 2-191 with their respective voltage levels and areas.

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

Table with 5 columns: BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV) V(KV). Lists buses 82, 88, and 92 with their respective voltage levels and areas.

AREA 6 [PANAMA

BUS# X-- NAME --X BASKV ID MW MVAR QMAX QMIN ETERM CURRENT PF MVBASE
66 BLM13B 13.800 V2 28.0 8.0 25.0 0.0 0.9900 29.4 0.9618 47.0

X T R A N GENTAP ZONE AREA SWING
I 1 6

67	BLM13C	13.800 V3	28.0	8.0	25.0	0.0	0.0	0.9900	29.4	0.9618	47.0	1	6
90	EST-13L	13.800 E1	18.0	1.3	12.0	-5.0	0.0	0.9500	19.0	0.9874	27.0	1	6
94	IV-13 8L	13.800 I1	20.0	1.6	12.0	-5.0	0.0	0.9500	21.1	0.9869	27.0	1	6
97	FOR13A	13.800 F1	89.8	-21.3	50.0	-50.0	0.0	0.9800	94.2	0.9731	111.0	1	6
98	FOR13E	13.800 F2	89.8	-21.3	50.0	-50.0	0.0	0.9800	94.2	0.9731	111.0	1	6
106	FANAM13A	13.800 M1	15.0	0.0	3.0	0.0	0.0	0.8886	15.3	1.0000	20.7	1	6
106	FANAM13A	13.800 M2	15.0	0.0	3.0	0.0	0.0	0.8886	15.3	1.0000	20.7	1	6
116	FACORAL13	13.800 F1	17.0	0.0	8.8	0.0	0.0	1.0085	16.3	1.0000	21.7	1	6
116	FACORAL13	13.800 F2	17.0	0.0	8.8	0.0	0.0	1.0085	16.3	1.0000	21.7	1	6
142	CANU13A	13.800 C1	50.0	11.2	29.0	-29.0	0.0	0.9800	52.3	0.9756	69.0	1	6
301	CONC13.8	13.800 G1	8.5	5.0	5.0	-5.0	0.0	0.9636	10.1	0.8566	13.5	1	6
302	FASGANCH13.8	13.800 F1	3.7	2.0	2.0	-2.0	0.0	0.9618	4.4	0.8797	6.2	1	6
521	EGIRAL13.8	113.800 G1	3.6	1.9	2.8	1.3	0.0	0.9900	4.1	0.8858	4.8	1	6
521	EGIRAL13.8	113.800 G2	3.6	1.9	2.8	1.3	0.0	0.9900	4.1	0.8858	4.8	1	6
523	TCATIVA 13A	13.800 G1	8.2	3.5	6.6	-6.6	0.0	0.9900	9.0	0.9217	10.9	1	6
523	TCATIVA 13A	13.800 G2	8.2	3.5	6.6	-6.6	0.0	0.9900	9.0	0.9217	10.9	1	6
523	TCATIVA 13A	13.800 G3	8.2	3.5	6.6	-6.6	0.0	0.9900	9.0	0.9217	10.9	1	6
SUBSYSTEM TOTALS			431.5	8.6	271.0	-163.1			9.0	0.9217	10.9	1	6

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 ARO 2009 ESC MOD DEM MIN VER

AREA 7 (ACANAL) J MACHINE SUMMARY:
 BUS# X-- NAME --X BASKV ID MW MVAR QMAX QMIN ETERM CURRENT PF MVABASE
 170 MIR13G 13.800 M1 15.5 6.8 11.2 6.8 1.0464 16.2 0.9150 23.0
 171 MIR13H 13.800 M1 15.5 6.8 11.2 6.8 1.0555 16.0 0.9149 23.0
 171 MIR13H 13.800 M2 15.5 6.8 11.2 6.8 1.0555 16.0 0.9149 23.0
 SUBSYSTEM TOTALS 46.4 20.5 33.5 20.5

X T R A N GENTAP ZONE AREA SWING
 2 7
 2 7
 2 7
 69.1

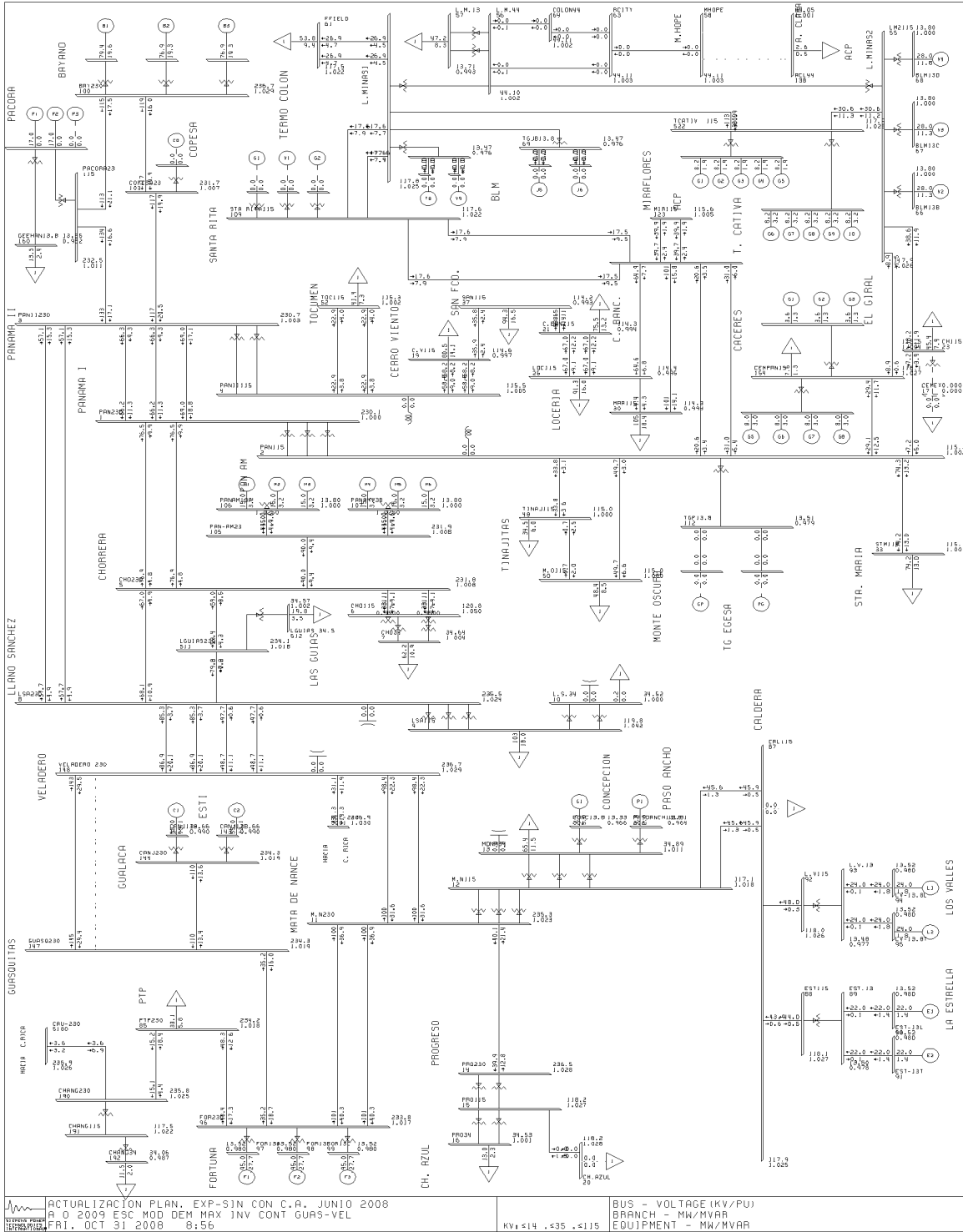
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 ARO 2009 ESC MOD DEM MIN VER

X--	AREA	--X	GENERATION	LOAD	TO BUS	TO LINE	FROM	TO	DESIRED
			SHUNT	SHUNT	CHARGING	NET INI	LOSSES	NET INI	
1	GUATEMAL		1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0
			29.8	349.5	-266.2	0.0	412.9	17.9	341.4
2			911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	9.8	0.0

THU, OCT 30 2008 16:02
 AREA TOTALS
 IN MW/MVAR

SALVADOR	100.8	182.3	-58.1	0.0	219.9	38.4	158.1	0.0
3	1006.8	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0	21.4	0.0
HONDURAS	55.8	290.6	-188.3	0.0	302.8	-5.2	261.6	0.0
4	538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0
NICA	32.8	224.5	-98.9	0.0	143.2	-97.0	147.4	0.0
5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.9	19.3	0.0
C.RICA	262.3	369.4	-236.6	0.0	488.5	40.8	357.3	0.0
6	431.5	411.1	0.0	0.0	0.0	9.3	11.2	25.0
PANAMA	8.6	72.0	181.0	0.0	363.7	-1.4	120.7	0.0
7	46.4	16.0	0.0	0.0	0.0	30.4	0.1	50.0
ACANAL	20.5	2.8	0.0	0.0	0.0	13.5	4.2	0.0
9	0.0	40.5	0.0	0.0	0.0	-40.5	0.0	-75.0
COLON	0.0	7.1	0.0	0.0	1.1	-6.9	0.9	0.0
TOTALS	5627.1	5519.1	0.0	0.0	0.0	0.0	108.0	0.0
	510.5	1698.2	-667.1	0.0	1912.1	0.0	1391.5	0.0

**PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DE 2008
AÑO 2009 ESCENARIO MODERADO DEMANDA MÁXIMA INVIERNO
CONTINGENCIA GUASQUITAS VELADERO**



67	BLM13C	13.800 V3	28.0	11.3	25.0	0.0	1.0000	30.2	0.9268	47.0	1	6						
68	BLM13D	13.800 V4	28.0	11.8	25.0	0.0	1.0000	30.4	0.9210	47.0	1	6						
90	EST-13I	13.800 E1	22.0	1.4	12.0	-5.0	0.9800	22.5	0.9680	27.0	1	6						
91	EST-13T	13.800 E2	22.0	1.4	12.0	-5.0	0.9800	22.5	0.9880	27.0	1	6						
84	LV-13.8L	13.800 L1	24.0	1.8	12.0	-5.0	0.9800	24.6	0.9871	27.0	1	6						
85	LV-13.8I	13.800 L2	24.0	1.8	12.0	-5.0	0.9800	24.6	0.9871	27.0	1	6						
87	FOR13A	13.800 F1	95.0	27.7	50.0	-50.0	0.9800	101.0	0.9601	111.0	1	6						
88	FOR13B	13.800 F2	95.0	27.7	50.0	-50.0	0.9800	101.0	0.9601	111.0	1	6						
99	FOR13C	13.800 F3	95.0	19.6	50.0	-25.0	1.0000	81.8	0.9709	96.0	1	6						
101	FOR13A	13.800 B1	79.4	19.3	50.0	-25.0	1.0000	79.3	0.9699	96.0	1	6						
102	FOR13B	13.800 B2	76.9	19.3	50.0	0.0	1.0000	79.3	0.9782	20.7	1	6						
106	PANAM13A	13.800 M1	15.0	3.2	9.0	0.0	1.0000	15.3	0.9782	20.7	1	6						
106	PANAM13A	13.800 M2	15.0	3.2	9.0	0.0	1.0000	15.3	0.9782	20.7	1	6						
106	PANAM13A	13.800 M3	15.0	3.2	9.0	0.0	1.0000	15.3	0.9782	20.7	1	6						
107	PANAM13B	13.800 M4	15.0	3.2	9.0	0.0	1.0000	15.3	0.9782	20.7	1	6						
107	PANAM13B	13.800 M5	15.0	3.2	9.0	0.0	1.0000	15.3	0.9782	20.7	1	6						
107	PANAM13B	13.800 M6	15.0	3.2	9.0	0.0	1.0000	15.3	0.9782	20.7	1	6						
108	BAY13C	13.800 B3	76.9	19.3	50.0	-25.0	1.0000	79.3	0.9699	100.0	1	6						
116	PACORAL13	13.800 P1	17.0	0.0	8.8	0.0	1.0033	16.9	1.0000	21.7	1	6						
116	PACORAL13	13.800 P2	17.0	0.0	8.8	0.0	1.0033	16.9	1.0000	21.7	1	6						
142	CANJ13A	13.800 C1	55.0	13.1	29.0	-29.0	0.9900	57.1	0.9726	69.0	1	6						
143	CANJ13B	13.800 C2	55.0	13.1	29.0	-29.0	0.9900	57.1	0.9726	69.0	1	6						
301	CONCL3.8	13.800 G1	9.5	5.0	5.0	-5.0	0.9662	11.1	0.8849	13.5	1	6						
302	PASOANCH13.8	13.800 P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9644	5.3	0.9216	6.2	1	6						
521	EGIRAL13.8	113.800 G1	3.6	1.3	2.8	1.3	1.0008	3.8	0.9404	4.8	1	6						
521	EGIRAL13.8	113.800 G2	3.6	1.3	2.8	1.3	1.0008	3.8	0.9404	4.8	1	6						
521	EGIRAL13.8	113.800 G3	3.6	1.3	2.8	1.3	1.0008	3.8	0.9404	4.8	1	6						
521	EGIRAL13.8	113.800 G4	3.0	1.3	2.8	1.3	1.0008	3.3	0.9173	4.8	1	6						
523	TCATIVA 13A	13.800 G1	8.2	1.9	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9732	10.9	1	6						
523	TCATIVA 13A	13.800 G2	8.2	1.9	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9732	10.9	1	6						
523	TCATIVA 13A	13.800 G3	8.2	1.9	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9732	10.9	1	6						
523	TCATIVA 13A	13.800 G4	8.2	1.9	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9732	10.9	1	6						
523	TCATIVA 13A	13.800 G5	8.2	1.9	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9732	10.9	1	6						
524	TCATIVA 13B	13.800 10	8.2	3.2	6.6	-6.6	1.0000	8.8	0.9318	10.9	1	6						
524	TCATIVA 13B	13.800 G6	8.2	3.2	6.6	-6.6	1.0000	8.8	0.9318	10.9	1	6						
524	TCATIVA 13B	13.800 G7	8.2	3.2	6.6	-6.6	1.0000	8.8	0.9318	10.9	1	6						
524	TCATIVA 13B	13.800 G8	8.2	3.2	6.6	-6.6	1.0000	8.8	0.9318	10.9	1	6						
524	TCATIVA 13B	13.800 G9	8.2	3.2	6.6	-6.6	1.0000	8.8	0.9318	10.9	1	6						
531	EGIRAL13.8	213.800 G5	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0017	8.5	0.9363	10.9	1	6						
531	EGIRAL13.8	213.800 G6	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0017	8.5	0.9363	10.9	1	6						
531	EGIRAL13.8	213.800 G7	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0017	8.5	0.9363	10.9	1	6						
531	EGIRAL13.8	213.800 G8	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0017	8.5	0.9363	10.9	1	6						
SUBSYSTEM TOTALS											1070.3	111.5	662.1	-358.4	1371.6			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E FRI, OCT 31 2008 8:55
 ACTUALIZACION PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 AIO 2009 ESC MOD DEM MAX INV CONI GUAS-VEL

AREA 7 JACANAL
 BUS# X-NAME --X-BASCV ID MW MVAR

129	MIR13D	13.800 G4	35.0	3.1	13.0	0.0	1.0000	35.1	0.9361	44.1	2	7
130	MIR13F	13.800 G5	17.1	0.0	8.0	0.0	1.0050	17.0	1.0000	27.7	2	7
140	GAT6A	6.9000 G1	1.9	-0.1	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9886	4.1	2	7
140	GAT6A	6.9000 G2	1.9	-0.1	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9886	4.1	2	7
140	GAT6A	6.9000 G3	1.9	-0.1	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9886	4.1	2	7
141	GAT6B	6.9000 G4	3.9	-0.8	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9772	5.6	2	7

141 GAT6B	6.9000 G5	3.9	-0.8	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9772	2	7
141 GAT6B	6.9000 G6	3.9	-0.8	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9772	2	7
170 MIR13G	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0195	18.0	0.9281	2	7
171 MIR13H	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0286	17.8	0.9281	2	7
171 MIR13H	13.800 M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0286	17.8	0.9281	2	7
SUBSYSTEM TOTALS	120.5	20.7	71.5	5.3			17.8	0.9281	2	7
										171.3

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 ARO 2009 ESC MOD DEM MAX INV CONT GUAS-VEL

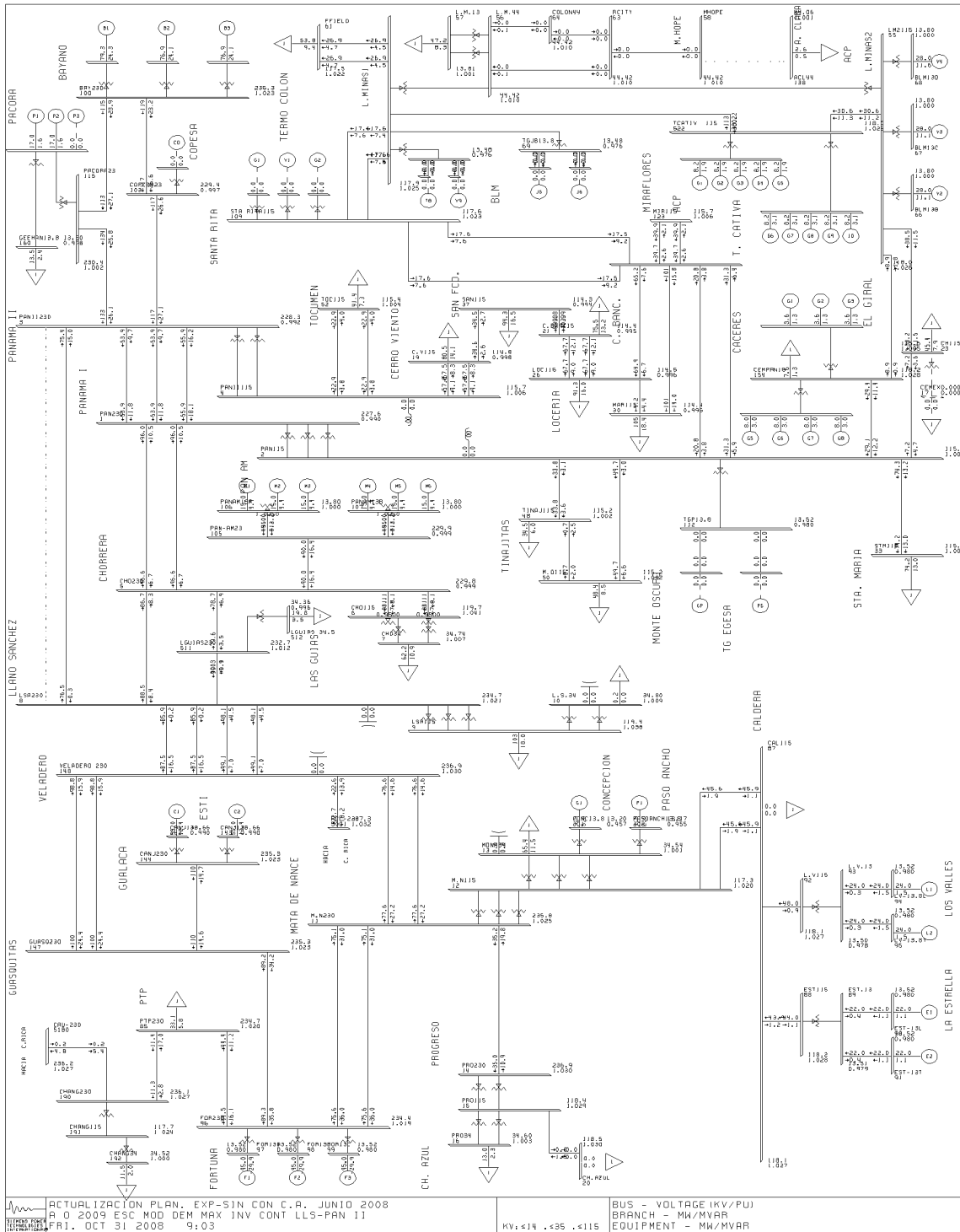
FRI, OCT 31 2008 8:55

AREA TOTALS
 IN MW/MVAR

X-- AREA	--X	FROM GENERATION	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRE NET INT
1	GUATEMAL	1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0
		29.8	349.5	-266.2	0.0	412.9	17.9	341.4
2	SALVADOR	911.8	802.0	0.0	0.0	0.0	9.8	0.0
		100.8	182.3	-98.1	0.0	219.9	38.4	158.1
3	HONDURAS	1006.8	985.5	0.0	0.0	0.0	21.4	0.0
		55.7	290.6	-188.3	0.0	302.9	-5.3	261.6

4	538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0
NICA	32.5	224.5	-98.9	0.0	143.2	-97.2	147.4	147.4	0.0	0.0
5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.7	19.4	19.4	0.0	0.0
C.RICA	251.3	569.4	-236.3	0.0	469.9	30.4	357.7	357.7	0.0	0.0
6	1070.3	1024.7	0.0	0.0	0.0	20.8	24.8	24.8	25.0	25.0
PANAMA	111.5	179.5	0.0	0.0	429.5	43.2	318.3	318.3	0.0	0.0
7	120.5	39.8	0.0	0.0	0.0	79.5	1.3	1.3	50.0	50.0
ACANAL	20.7	7.0	0.0	0.0	0.0	-4.9	18.6	18.6	0.0	0.0
9	0.0	100.9	0.0	0.0	0.0	-101.0	0.1	0.1	-75.0	-75.0
COLON	0.0	17.7	0.0	0.0	1.1	-22.4	5.8	5.8	0.0	0.0
TOTALS	6340.1	6217.0	0.0	0.0	1979.4	0.0	123.1	123.1	0.0	0.0
	602.2	1820.5	-847.7	0.0	0.0	0.0	1608.9	1608.9	0.0	0.0

**PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DE 2008
AÑO 2009 ESCENARIO MODERADO DEMANDA MÁXIMA INVIERNO
CONTINGENCIA LLANO SÁNCHEZ-PANAMÁ II**



 ACTUALIZATION PLAN, EXP-SIN CON C. A. JUNIO 2008
 P. O. 2009 ESC MOD DEN MAX INV CONT LLS-PAN 11
 FRI, OCT 31 2008 9:03

KV: 414 .435 .4115

BUS - VOLTAGE (KV/PJ)
 BRANCH - MM/MVAR
 EQUIPMENT - MM/MVAR

66	BLM13B	13.800 V2	28.0	11.1	25.0	0.0	1.0000	30.1	0.9297	47.0		1	6
67	BLM13C	13.800 V3	28.0	11.1	25.0	0.0	1.0000	30.1	0.9297	47.0		1	6
68	BLM13D	13.800 V4	28.0	11.6	25.0	0.0	1.0000	30.3	0.9241	47.0		1	6
90	EST-13I	13.800 E1	22.0	1.1	12.0	-5.0	0.9800	22.5	0.9688	27.0		1	6
91	EST-13J	13.800 E2	22.0	1.1	12.0	-5.0	0.9800	22.5	0.9688	27.0		1	6
84	LV-13.8L	13.800 L1	24.0	1.5	12.0	-5.0	0.9800	24.5	0.9800	27.0		1	6
85	LV-13.8I	13.800 L2	24.0	1.5	12.0	-5.0	0.9800	24.5	0.9800	27.0		1	6
97	FOR13A	13.800 F1	95.0	29.3	50.0	-50.0	0.9800	101.6	0.9538	111.0		1	6
98	FOR13B	13.800 F2	95.0	29.3	50.0	-50.0	0.9800	101.6	0.9538	111.0		1	6
99	FOR13C	13.800 F3	95.0	24.3	50.0	-25.0	1.0000	82.9	0.9560	96.0		1	6
101	EAV13A	13.800 E1	79.3	24.1	50.0	-25.0	1.0000	80.6	0.9543	96.0		1	6
102	EAV13B	13.800 E2	76.9	4.4	9.0	0.0	1.0000	15.6	0.9593	20.7		1	6
106	PANAMI13A	13.800 M1	15.0	4.4	9.0	0.0	1.0000	15.6	0.9593	20.7		1	6
106	PANAMI13A	13.800 M2	15.0	4.4	9.0	0.0	1.0000	15.6	0.9593	20.7		1	6
106	PANAMI13A	13.800 M3	15.0	4.4	9.0	0.0	1.0000	15.6	0.9593	20.7		1	6
107	PANAMI13B	13.800 M4	15.0	4.4	9.0	0.0	1.0000	15.6	0.9593	20.7		1	6
107	PANAMI13B	13.800 M5	15.0	4.4	9.0	0.0	1.0000	15.6	0.9593	20.7		1	6
107	PANAMI13B	13.800 M6	15.0	4.4	9.0	0.0	1.0000	15.6	0.9593	20.7		1	6
107	PANAMI13B	13.800 M7	15.0	4.4	9.0	0.0	1.0000	15.6	0.9593	20.7		1	6
108	BAY13C	13.800 B3	76.9	24.1	50.0	-25.0	1.0000	80.6	0.9543	100.0		1	6
116	FACORAL3	13.800 F1	17.0	1.6	8.8	0.0	1.0000	17.1	0.9856	21.7		1	6
116	FACORAL3	13.800 F2	17.0	1.6	8.8	0.0	1.0000	17.1	0.9856	21.7		1	6
142	CANJ13A	13.800 C1	55.0	12.4	29.0	-29.0	0.9900	57.0	0.9754	69.0		1	6
143	CANJ13B	13.800 C2	55.0	12.4	29.0	-29.0	0.9900	57.0	0.9754	69.0		1	6
301	CONCL3.8	13.800 G1	9.5	5.0	5.0	-5.0	0.9565	11.2	0.8849	13.5		1	6
302	PASOANCH13.8	13.800 P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9547	5.4	0.9216	6.2		1	6
521	EGIRAL13.8	13.800 G1	3.6	1.3	2.8	1.3	1.0016	3.8	0.9404	4.8		1	6
521	EGIRAL13.8	13.800 G2	3.6	1.3	2.8	1.3	1.0016	3.8	0.9404	4.8		1	6
521	EGIRAL13.8	13.800 G3	3.6	1.3	2.8	1.3	1.0016	3.8	0.9404	4.8		1	6
521	EGIRAL13.8	13.800 G4	3.0	1.3	2.8	1.3	1.0016	3.3	0.9173	4.8		1	6
523	TCATIIV3A	13.800 G1	8.2	1.9	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9751	10.9		1	6
523	TCATIIV3A	13.800 G2	8.2	1.9	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9751	10.9		1	6
523	TCATIIV3A	13.800 G3	8.2	1.9	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9751	10.9		1	6
523	TCATIIV3A	13.800 G4	8.2	1.9	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9751	10.9		1	6
523	TCATIIV3A	13.800 G5	8.2	1.9	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9751	10.9		1	6
524	TCATIIV3B	13.800 G6	8.2	3.1	6.6	-6.6	1.0000	8.8	0.9345	10.9		1	6
524	TCATIIV3B	13.800 G7	8.2	3.1	6.6	-6.6	1.0000	8.8	0.9345	10.9		1	6
524	TCATIIV3B	13.800 G8	8.2	3.1	6.6	-6.6	1.0000	8.8	0.9345	10.9		1	6
524	TCATIIV3B	13.800 G9	8.2	3.1	6.6	-6.6	1.0000	8.8	0.9345	10.9		1	6
531	EGIRAL13.8	213.800 G5	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0024	8.5	0.9363	10.9		1	6
531	EGIRAL13.8	213.800 G6	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0024	8.5	0.9363	10.9		1	6
531	EGIRAL13.8	213.800 G7	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0024	8.5	0.9363	10.9		1	6
531	EGIRAL13.8	213.800 G8	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0024	8.5	0.9363	10.9		1	6
SUBSYSTEM TOTALS			1070.2	125.4	662.1	-358.4		8.5	0.9363	1371.6		1	6

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR-PSS/E

ACTUALIZACION PLAN_EXPSIN CON C.A. JUNIO 2008

AREA 7 IACANAL

129	MIRI13D	13.800 G4	35.0	0.0	1.0000	35.1	0.0000	44.1	0.9368	27.7		2	7
130	MIRI13F	13.800 G5	17.1	0.0	8.0	-2.0	1.0057	17.0	1.0000	27.7		2	7
140	GAT16A	6.9000 G1	1.9	-0.1	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9382	4.1		2	7
140	GAT16A	6.9000 G2	1.9	-0.1	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9382	4.1		2	7
140	GAT16A	6.9000 G3	1.9	-0.1	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9382	4.1		2	7

AREA 7 IACANAL

BUS#	X-- NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVBASE	X	T	R	A	N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
129	MIRI13D		13.800	G4	35.0	0.0	15.0	0.0	1.0000	35.1	0.0000	44.1								2	7
130	MIRI13F		13.800	G5	17.1	0.0	8.0	0.0	1.0057	17.0	1.0000	27.7								2	7
140	GAT16A		6.9000	G1	1.9	-0.1	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9382	4.1								2	7
140	GAT16A		6.9000	G2	1.9	-0.1	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9382	4.1								2	7
140	GAT16A		6.9000	G3	1.9	-0.1	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9382	4.1								2	7

SYST

141 GAT6B	6.9000 G4	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9765	5.6	2	7
141 GAT6B	6.9000 C5	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9765	6.2	2	7
141 GAT6B	6.9000 C6	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9765	6.2	2	7
170 MIR13G	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	8.8	1.0292	18.0	0.9281	23.0	2	7
171 MIR13H	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	8.8	1.0293	17.8	0.9281	23.0	2	7
171 MIR13H	13.800 M2	17.0	6.8	11.2	8.8	1.0293	17.8	0.9281	23.0	2	7
SUBSYSTEM TOTALS		120.5	20.4	71.5	5.5				171.3		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E FRI, OCT 31 2008 9:00
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 AREA TOTALS
 ARO 2009 ESC MOD DEM MAX INV CONT LLS-PAN II IN MW/MVAR

X-- AREA	--X GENERATION	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO CHARGING	NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT
1 GUATEMAL	1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0
	29.8	349.5	-266.2	0.0	412.9	17.9	341.4	
2 SALVADOR	911.8	802.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.8	0.0
	100.8	182.3	-98.1	0.0	219.9	38.4	158.1	
3 HONDURAS	1006.8	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0	21.4	0.0
	55.7	290.6	-188.3	0.0	302.9	-5.3	261.6	

4	538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0
NICA	32.4	224.5	-98.9	0.0	143.3	-97.3	147.4	147.4	147.4	11.1	0.0
5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.8	19.3	19.3	19.3	19.3	0.0
C.RICA	248.7	569.4	-236.0	0.0	470.2	28.0	357.5	357.5	357.5	357.5	0.0
6	1070.2	1024.7	0.0	0.0	0.0	20.8	24.7	24.7	24.7	24.7	25.0
PANAMA	125.4	179.5	0.0	0.0	418.1	45.8	318.2	318.2	318.2	318.2	25.0
7	120.5	39.8	0.0	0.0	0.0	79.5	1.3	1.3	1.3	1.3	50.0
ACANAL	20.4	7.0	0.0	0.0	0.0	-5.2	18.6	18.6	18.6	18.6	50.0
9	0.0	100.9	0.0	0.0	0.0	-101.0	0.1	0.1	0.1	0.1	-75.0
COLON	0.0	17.7	0.0	0.0	1.1	-22.3	5.7	5.7	5.7	5.7	-75.0
TOTALS	6339.9	6217.0	0.0	0.0	0.0	0.0	122.9	122.9	122.9	122.9	0.0
	613.1	1820.5	-847.5	0.0	1988.3	0.0	1608.4	1608.4	1608.4	1608.4	0.0

**PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DE 2008
AÑO 2009 ESCENARIO MODERADO DEMANDA MÁXIMA INVIERNO
CONTINGENCIA FORTUNA-GUASQUITAS**

FRI, OCT 31 2008 9:16

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZATION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2009 ESC MOD DEM MAX INV CONT FOR-GUAS

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 1.0036	230.83	3		PAN1230		230.00	6 1.0068	231.53
5		CHOZ30			230.00	6 1.0119	232.73	8		LSA230		230.00	6 1.0310	237.13
11		M.RZ30			230.00	6 1.0253	235.81	14		PRO230		230.00	6 1.0307	237.07
85		PTE230			230.00	6 1.0181	234.16	96		FOR230		230.00	6 1.0167	233.84
100		BAZ230			230.00	6 1.0313	237.20	103		COFESA23		230.00	6 1.0106	232.44
105		FAN-AM23			230.00	6 1.0119	232.74	115		PACORA23		230.00	6 1.0139	233.19
144		CANU230			230.00	6 1.0410	239.42	147		GDASQ230		230.00	6 1.0411	239.45
148		VELADERO			230230.00	6 1.0386	238.87	150		CHANG230		230.00	6 1.0251	235.78
511		LGUIAS230			230.00	6 1.0237	235.44	6000		FRONTIER		230.00	6 1.0316	237.26

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 *													

FRI, OCT 31 2008 9:16

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZATION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2009 ESC MOD DEM MAX INV CONT FOR-GUAS

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	115.62	4		PAN1115		115.00	6 1.0081	115.93
6		CHO115			115.00	6 1.0543	121.25	9		LSA115		115.00	6 1.0493	120.67
12		M.N115			115.00	6 1.0197	117.26	15		PRO115		115.00	6 1.0300	118.45
18		CAC115			115.00	6 1.0051	115.59	19		C.V115		115.00	6 1.0001	115.01
20		CH.AZUL			115.00	6 1.0308	118.54	23		CHI115		115.00	6 1.0068	115.78
33		STM115			115.00	6 1.0037	115.43	48		TINAJ115		115.00	6 1.0033	115.38
50		M.O115			115.00	6 1.0035	115.40	52		TOC115		115.00	6 1.0057	115.66
54		LMI115			115.00	6 1.0261	118.00	55		LM2115		115.00	6 1.0270	118.11
61		FFIELD			115.00	9 1.0230	117.64	87		CAL115		115.00	6 1.0265	118.04
88		EST115			115.00	6 1.0280	118.22	92		L.V115		115.00	6 1.0271	118.12
109		STA RITAI15			115.00	6 1.0239	117.74	123		MIR115		115.00	7 1.0079	115.91
154		CEMPANI15			115.00	6 1.0291	118.35	191		CHANG115		115.00	6 1.0219	117.52
522		ICATIIVA			115 115.00	6 1.0268	118.08							

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV AREA	V(PU)	V(KV)	
21		C.BAN115			115.00	6 0.9970	114.65	26		LOC115		115.00	6 0.9979	114.75
30		MAR115			115.00	6 0.9968	114.63	37		SAN115		115.00	6 0.9961	114.55

FRI, OCT 31 2008 9:16

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZATION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2009 ESC MOD DEM MAX INV CONT FOR-GUAS

J MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVBASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING	
66		BLM13B			13.800	V2	28.0	10.7										
							25.0	0.0	1.0000	30.0	0.9338	47.0						

67	BLM13C	13.800 V3	28.0	10.7	25.0	0.0	1.0000	30.0	0.9338	47.0	1	6
68	BLM13D	13.800 V4	28.0	11.2	25.0	0.0	1.0000	30.2	0.9285	47.0	1	6
90	EST-13I	13.800 E1	22.0	1.1	12.0	-5.0	0.9800	22.5	0.9687	27.0	1	6
91	EST-13T	13.800 E2	22.0	1.1	12.0	-5.0	0.9800	22.5	0.9687	27.0	1	6
84	LV-13.8L	13.800 L1	24.0	1.5	12.0	-5.0	0.9800	24.5	0.9880	27.0	1	6
85	LV-13.8I	13.800 L2	24.0	1.5	12.0	-5.0	0.9800	24.5	0.9880	27.0	1	6
86	FOR13A	13.800 F1	95.0	27.7	50.0	-50.0	0.9800	101.0	0.9601	111.0	1	6
87	FOR13B	13.800 F2	95.0	27.7	50.0	-50.0	0.9800	101.0	0.9601	111.0	1	6
99	FOR13C	13.800 F3	95.0	18.1	50.0	-25.0	1.0000	81.8	0.9753	96.0	1	6
101	FOR13A	13.800 B1	79.7	17.8	50.0	-25.0	1.0000	78.9	0.9743	96.0	1	6
102	FOR13B	13.800 B2	76.9	17.8	50.0	-25.0	1.0000	78.9	0.9743	96.0	1	6
106	PANAMI3A	13.800 M1	15.0	2.6	9.0	0.0	1.0000	15.2	0.9849	20.7	1	6
106	PANAMI3A	13.800 M2	15.0	2.6	9.0	0.0	1.0000	15.2	0.9849	20.7	1	6
106	PANAMI3A	13.800 M3	15.0	2.6	9.0	0.0	1.0000	15.2	0.9849	20.7	1	6
107	PANAMI3B	13.800 M4	15.0	2.6	9.0	0.0	1.0000	15.2	0.9849	20.7	1	6
107	PANAMI3B	13.800 M5	15.0	2.6	9.0	0.0	1.0000	15.2	0.9849	20.7	1	6
107	PANAMI3B	13.800 M6	15.0	2.6	9.0	0.0	1.0000	15.2	0.9849	20.7	1	6
108	BAY13C	13.800 B3	76.9	17.8	50.0	-25.0	1.0000	78.9	0.9743	100.0	1	6
116	PACORAL3	13.800 P1	17.0	0.0	8.8	0.0	1.0063	16.9	1.0000	21.7	1	6
116	PACORAL3	13.800 P2	17.0	0.0	8.8	0.0	1.0063	16.9	1.0000	21.7	1	6
142	CANJI3A	13.800 C1	55.0	9.5	29.0	-29.0	0.9900	56.4	0.9855	69.0	1	6
143	CANJI3B	13.800 C2	55.0	9.5	29.0	-29.0	0.9900	56.4	0.9855	69.0	1	6
301	CONCL3.8	13.800 G1	9.5	5.0	5.0	-5.0	0.9564	11.2	0.8849	13.5	1	6
302	PASOANCHI3.8	13.800 F1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9546	5.4	0.9216	6.2	1	6
521	EGIRALL3.8	113.800 G1	3.6	1.3	2.8	1.3	1.0026	3.8	0.9404	4.8	1	6
521	EGIRALL3.8	113.800 G2	3.6	1.3	2.8	1.3	1.0026	3.8	0.9404	4.8	1	6
521	EGIRALL3.8	113.800 G3	3.6	1.3	2.8	1.3	1.0026	3.8	0.9404	4.8	1	6
521	EGIRALL3.8	113.800 G4	3.0	1.3	2.8	1.3	1.0026	3.3	0.9173	4.8	1	6
523	TCATIIVA	13A.13.800 G1	8.2	1.8	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9775	10.9	1	6
523	TCATIIVA	13A.13.800 G2	8.2	1.8	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9775	10.9	1	6
523	TCATIIVA	13A.13.800 G3	8.2	1.8	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9775	10.9	1	6
523	TCATIIVA	13A.13.800 G4	8.2	1.8	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9775	10.9	1	6
523	TCATIIVA	13A.13.800 G5	8.2	1.8	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9775	10.9	1	6
524	TCATIIVA	13B.13.800 G1	8.2	3.0	6.6	-6.6	1.0000	8.7	0.9383	10.9	1	6
524	TCATIIVA	13B.13.800 G2	8.2	3.0	6.6	-6.6	1.0000	8.7	0.9383	10.9	1	6
524	TCATIIVA	13B.13.800 G3	8.2	3.0	6.6	-6.6	1.0000	8.7	0.9383	10.9	1	6
524	TCATIIVA	13B.13.800 G4	8.2	3.0	6.6	-6.6	1.0000	8.7	0.9383	10.9	1	6
524	TCATIIVA	13B.13.800 G5	8.2	3.0	6.6	-6.6	1.0000	8.7	0.9383	10.9	1	6
524	TCATIIVA	13B.13.800 G6	8.2	3.0	6.6	-6.6	1.0000	8.7	0.9383	10.9	1	6
524	TCATIIVA	13B.13.800 G7	8.2	3.0	6.6	-6.6	1.0000	8.7	0.9383	10.9	1	6
524	TCATIIVA	13B.13.800 G8	8.2	3.0	6.6	-6.6	1.0000	8.7	0.9383	10.9	1	6
524	TCATIIVA	13B.13.800 G9	8.2	3.0	6.6	-6.6	1.0000	8.7	0.9383	10.9	1	6
531	EGIRALL3.8	213.800 G5	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0034	8.5	0.9363	10.9	1	6
531	EGIRALL3.8	213.800 G6	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0034	8.5	0.9363	10.9	1	6
531	EGIRALL3.8	213.800 G7	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0034	8.5	0.9363	10.9	1	6
531	EGIRALL3.8	213.800 G8	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0034	8.5	0.9363	10.9	1	6
531	EGIRALL3.8	213.800 G9	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0034	8.5	0.9363	10.9	1	6
531	EGIRALL3.8	213.800 G10	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0034	8.5	0.9363	10.9	1	6
SUBSYSTEM TOTALS											1371.6	1

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E FRI, OCT 31 2008 9:16

ACTUALIZACION PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008

ANO 2009 ESC MOD DEM MAX INV CONTI FOR-GUAS

AREA 7 IACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
129	MIRI3D		13.800	G4	35.0	2.4	13.0	0.0	1.0000	35.1	0.9976	44.1			2	7	
130	MIRI3F		13.800	G5	17.1	0.0	8.0	0.0	1.0067	17.0	1.0000	27.7			2	7	
140	GAT6A		6.9000	G1	1.9	-0.1	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9976	4.1			2	7	
140	GAT6A		6.9000	G2	1.9	-0.1	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9976	4.1			2	7	
140	GAT6A		6.9000	G3	1.9	-0.1	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9976	4.1			2	7	
141	GAT6B		6.9000	G4	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9754	5.6			2	7	

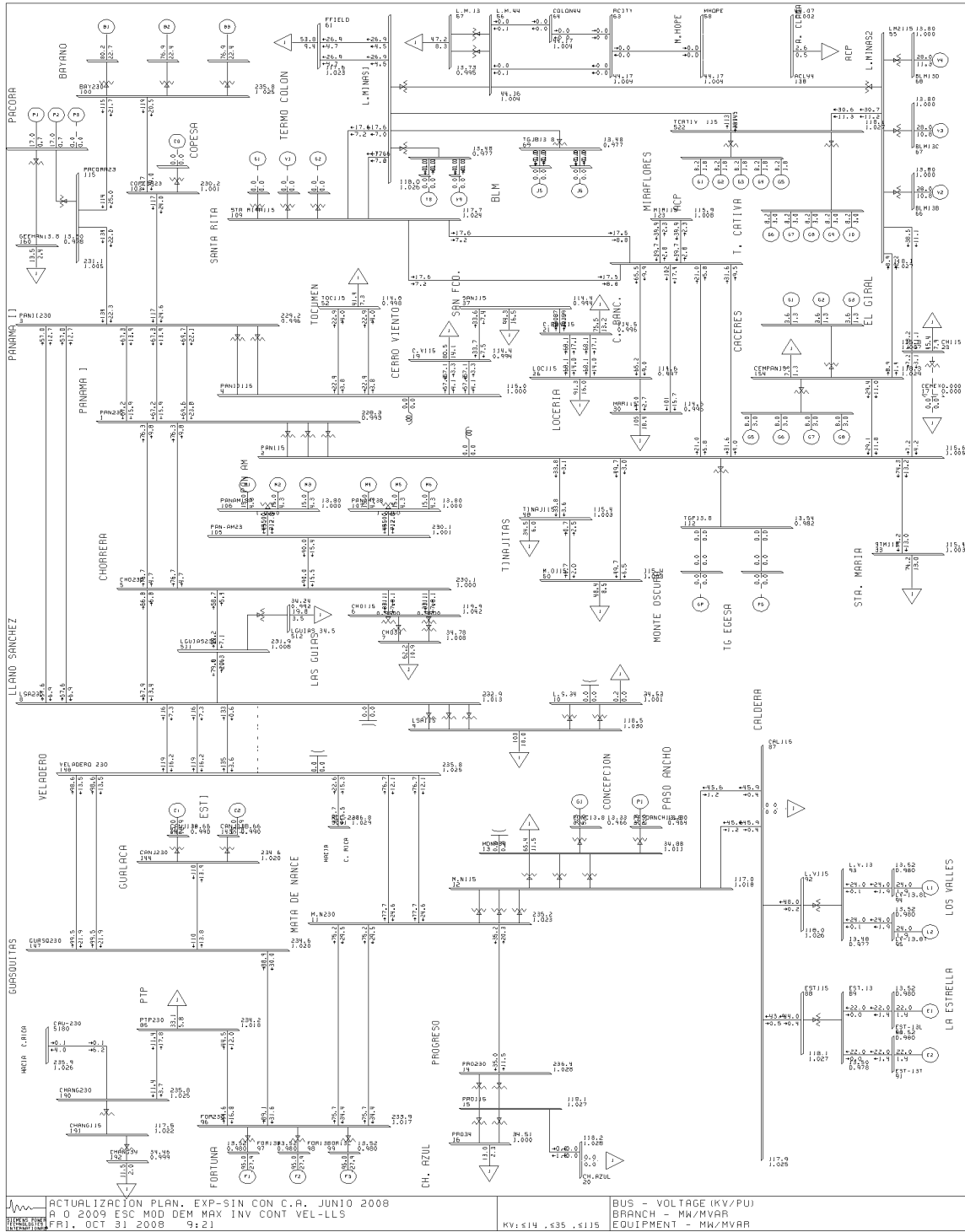
141 GAT6B	6.9000 G5	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9754	2	7
141 GAT6B	6.9000 G6	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9754	2	7
170 MIR13G	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0212	17.9	0.9281	2	7
171 MIR13H	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0303	17.8	0.9281	2	7
171 MIR13H	13.800 M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0303	17.8	0.9281	2	7
SUBSYSTEM TOTALS	120.5	19.8	71.5	5.3			171.3			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 FRI, OCT 31 2008 9:17
 AREA TOTALS
 ARC 2009 ESC MOD DEM MAX INV CONT FOR-GUAS

X-- AREA	FROM GENERATION	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO CHARGING	NET INI	LOSSES	DESIRE NET INI
1 GUATEMAL	1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0
	29.8	349.5	-266.2	0.0	412.9	17.9	341.4	
2 SALVADOR	911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.8	0.0
	100.8	182.3	-58.1	0.0	219.9	38.4	158.1	
3	1006.8	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0	21.4	0.0

HONDURAS	55.7	290.6	-188.3	0.0	302.9	-5.3	261.6	
4	538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0
NICA	32.4	224.5	-98.9	0.0	143.3	-97.3	147.4	
5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.7	19.4	0.0
C.RICA	248.6	569.4	-236.0	0.0	470.3	27.5	358.0	
6	1070.6	1024.7	0.0	0.0	0.0	20.9	25.0	25.0
PANAMA	91.4	179.5	0.0	0.0	447.7	46.9	312.7	
7	120.5	39.8	0.0	0.0	0.0	79.5	1.9	50.0
ACANAL	19.8	7.0	0.0	0.0	0.0	-5.7	18.6	
9	0.0	100.9	0.0	0.0	0.0	-101.0	0.1	-75.0
COLON	0.0	17.7	0.0	0.0	1.1	-22.3	5.8	
TOTALS	6340.4	6217.0	-847.5	0.0	1997.9	0.0	123.4	0.0
	578.5	1820.5		0.0			1603.5	

**PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DE 2008
AÑO 2009 ESCENARIO MODERADO DEMANDA MÁXIMA INVIERNO
CONTINGENCIA VELADERO- LLANO SÁNCHEZ**



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2009 ESC MOD DEM MAX INV CONT VEL--LLS

FRI, OCT 31 2008 9:21

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
5	CHOZ30			230.00		6	1.0005 230.11
11	M.NZ30			230.00		6	1.0226 235.21
85	PIE230			230.00		6	1.0183 234.22
100	BAY230			230.00		6	1.0252 235.79
105	FAN-AM23			230.00		6	1.0006 230.13
144	CANU230			230.00		6	1.0201 234.62
148	VELADERO	230230.00		230.00		6	1.0253 235.83
511	LGUIAS230			230.00		6	1.0081 231.87

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230			230.00		6	0.9927 228.32

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2009 ESC MOD DEM MAX INV CONT VEL--LLS

FRI, OCT 31 2008 9:21

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PANI115			115.00		6	1.0051 115.58
6	CHO115			115.00		6	1.0422 119.85
12	M.N115			115.00		6	1.0177 117.04
18	CAC115			115.00		6	1.0048 115.55
23	CHI115			115.00		6	1.0065 115.75
48	TINAJ115			115.00		6	1.0030 115.35
54	LMI115			115.00		9	1.0260 117.89
61	FFIELD			115.00		9	1.0228 117.62
88	EST115			115.00		6	1.0269 118.09
109	STA RITAI15			115.00		6	1.0237 117.72
154	CEPANI15			115.00		6	1.0289 118.33
522	TCATIVA	115 115.00		115.00		6	1.0267 118.07

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
19	C.V115			115.00		6	0.9944 114.35
26	LOC115			115.00		6	0.9968 114.63
37	SANI115			115.00		6	0.9944 114.36

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2009 ESC MOD DEM MAX INV CONT VEL--LLS

AREA 6 IPANAMA J MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVBASE	X	T	R	A	N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
66	BLM13B			13.800	V2	28.0	10.8	25.0	0.0	1.0000	30.0	0.9331	47.0									

X T R A N GENTAP ZONE AREA SWING

I 1

6

BUS#	X-NAME	W	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING						
67	BLM13C	13.800 V3	28.0	10.8	25.0	0.0	1.0000	30.0	0.9331					1						
68	BLM13D	13.800 V4	28.0	11.3	12.0	0.0	1.0000	30.2	0.9277					1						
90	EST-13I	13.800 E1	22.0	1.4	12.0	-5.0	0.9800	22.5	0.9679					1						
91	EST-13T	13.800 E2	22.0	1.4	12.0	-5.0	0.9800	22.5	0.9679					1						
94	LV-13.8L	13.800 L1	24.0	1.6	12.0	-5.0	0.9800	24.6	0.9669					1						
95	LV-13.8I	13.800 L2	24.0	1.6	12.0	-5.0	0.9800	24.6	0.9669					1						
96	FOR13A	13.800 F1	95.0	27.3	50.0	-50.0	0.9800	101.0	0.9396					1						
97	FOR13B	13.800 F2	95.0	27.3	50.0	-50.0	0.9800	101.0	0.9396					1						
98	FOR13A	13.800 F3	95.0	27.3	50.0	-50.0	0.9800	101.0	0.9396					1						
99	FOR13C	13.800 F4	95.0	27.3	50.0	-50.0	0.9800	101.0	0.9396					1						
101	FOR13A	13.800 B1	80.2	22.7	50.0	-25.0	1.0000	83.3	0.9621					1						
102	FOR13B	13.800 B2	76.9	22.4	50.0	-25.0	1.0000	80.1	0.9602					1						
106	FANM13A	13.800 M1	15.0	4.3	9.0	0.0	1.0000	15.6	0.9621					1						
106	FANM13A	13.800 M2	15.0	4.3	9.0	0.0	1.0000	15.6	0.9621					1						
106	FANM13A	13.800 M3	15.0	4.3	9.0	0.0	1.0000	15.6	0.9621					1						
107	FANM13B	13.800 M4	15.0	4.3	9.0	0.0	1.0000	15.6	0.9621					1						
107	FANM13B	13.800 M5	15.0	4.3	9.0	0.0	1.0000	15.6	0.9621					1						
107	FANM13B	13.800 M6	15.0	4.3	9.0	0.0	1.0000	15.6	0.9621					1						
107	FANM13B	13.800 M7	15.0	4.3	9.0	0.0	1.0000	15.6	0.9621					1						
108	BAY13C	13.800 B3	76.9	22.4	50.0	-25.0	1.0000	80.1	0.9602					1						
116	PACORAL3	13.800 P1	17.0	0.7	8.8	0.0	1.0000	17.0	0.9991					1						
116	PACORAL3	13.800 P2	17.0	0.7	8.8	0.0	1.0000	17.0	0.9991					1						
142	CANJ13A	13.800 C1	55.0	12.9	29.0	-29.0	0.9900	57.1	0.9735					1						
143	CANJ13B	13.800 C2	55.0	12.9	29.0	-29.0	0.9900	57.1	0.9735					1						
301	CONCL3.8	13.800 G1	9.5	5.0	5.0	-5.0	0.9659	11.1	0.8849					1						
302	PASOANCHI3.8	13.800 P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9641	5.3	0.9216					1						
521	EGIRAL13.8	113.800 G1	3.6	1.3	2.8	1.3	1.0024	3.8	0.9404					1						
521	EGIRAL13.8	113.800 G2	3.6	1.3	2.8	1.3	1.0024	3.8	0.9404					1						
521	EGIRAL13.8	113.800 G3	3.6	1.3	2.8	1.3	1.0024	3.8	0.9404					1						
521	EGIRAL13.8	113.800 G4	3.0	1.3	2.8	1.3	1.0024	3.3	0.9173					1						
523	TCATIIVA 13A	13.800 G1	8.2	1.8	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9771					1						
523	TCATIIVA 13A	13.800 G2	8.2	1.8	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9771					1						
523	TCATIIVA 13A	13.800 G3	8.2	1.8	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9771					1						
523	TCATIIVA 13A	13.800 G4	8.2	1.8	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9771					1						
523	TCATIIVA 13A	13.800 G5	8.2	1.8	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9771					1						
524	TCATIIVA 13B	13.800 10	8.2	3.0	6.6	-6.6	1.0000	8.7	0.9376					1						
524	TCATIIVA 13B	13.800 G6	8.2	3.0	6.6	-6.6	1.0000	8.7	0.9376					1						
524	TCATIIVA 13B	13.800 G7	8.2	3.0	6.6	-6.6	1.0000	8.7	0.9376					1						
524	TCATIIVA 13B	13.800 G8	8.2	3.0	6.6	-6.6	1.0000	8.7	0.9376					1						
524	TCATIIVA 13B	13.800 G9	8.2	3.0	6.6	-6.6	1.0000	8.7	0.9376					1						
531	EGIRAL13.8	213.800 G5	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0033	8.5	0.9363					1						
531	EGIRAL13.8	213.800 G6	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0033	8.5	0.9363					1						
531	EGIRAL13.8	213.800 G7	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0033	8.5	0.9363					1						
531	EGIRAL13.8	213.800 G8	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0033	8.5	0.9363					1						
SUBSYSTEM TOTALS																				
													1071.1	124.6	662.1	-358.4				1371.6

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR-PSS/E FRI, OCT 31 2008 9:20
 ACTUALIZACION PLAN_EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008

ARQ 2009 ESC MOD DEI MAX INV CONTI VEL-LLS

AREA 7 IACANAL
 BUS# X-NAME --X-BASKV ID MW MVAR QMAX QMIN ETERM CURRENT PF MVABASE
 129 MIR13D 13.800 G4 35.0 2.5 13.0 0.0 1.0000 35.1 0.9975 44.1
 130 MIR13F 13.800 G5 17.1 0.0 8.0 0.0 1.0065 17.0 1.0000 27.7
 140 GAT6A 6.9000 G1 1.9 -0.1 2.0 -2.0 1.0000 1.9 0.9977 4.1
 140 GAT6A 6.9000 G2 1.9 -0.1 2.0 -2.0 1.0000 1.9 0.9977 4.1
 140 GAT6A 6.9000 G3 1.9 -0.1 2.0 -2.0 1.0000 1.9 0.9977 4.1
 141 GAT6B 6.9000 G4 3.9 -0.9 3.0 -3.0 1.0000 4.0 0.9756 5.6

141 GAT6B	6.9000 G5	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9756	2	7
141 GAT6B	6.9000 G6	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9756	2	7
170 MIR13G	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0210	17.9	0.9281	2	7
171 MIR13H	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0301	17.8	0.9281	2	7
171 MIR13H	13.800 M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0301	17.8	0.9281	2	7
SUBSYSTEM TOTALS	120.5	19.9	71.5	5.3			171.3			

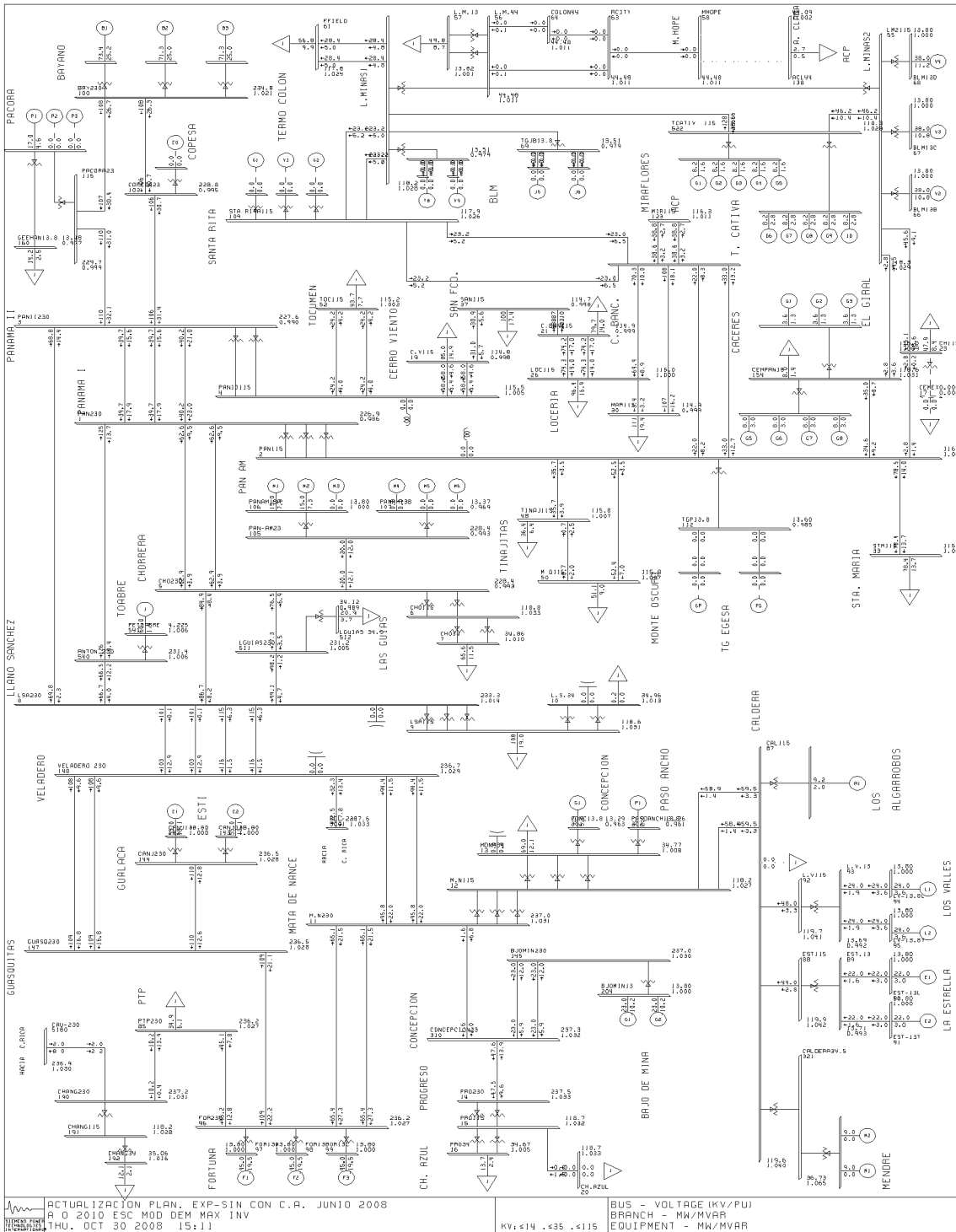
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 ARO 2009 ESC MOD DEM MAX INV CONT VEL-LLS

FRI, OCT 31 2008 9:21
 AREA TOTALS
 IN MW/MVAR

X-- AREA	--X	FROM GENERATION	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO CHARGING	NET INT	LOSSES	DESIRE NET INT
1	GUATEMAL	1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0
		29.8	349.5	-266.2	0.0	412.9	17.9	341.4	
2	SALVADOR	911.8	802.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.8	0.0
		100.8	182.3	-98.1	0.0	219.9	38.4	158.1	
3	HONDURAS	1006.8	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0	21.4	0.0
		55.7	290.6	-188.3	0.0	302.9	-5.3	261.6	

4	538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0
NICA	32.5	224.5	-98.9	0.0	143.2	-97.2	147.4	147.4	0.0	0.0
5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.8	19.3	19.3	0.0	0.0
C.RICA	251.9	569.4	-236.2	0.0	469.8	31.1	357.5	357.5	0.0	0.0
6	1071.1	1024.7	0.0	0.0	0.0	20.7	35.6	35.6	25.0	25.0
PANAMA	124.6	179.5	0.0	0.0	420.7	43.2	322.6	322.6	0.0	0.0
7	120.5	39.8	0.0	0.0	0.0	79.5	1.3	1.3	50.0	50.0
ACANAL	19.9	7.0	0.0	0.0	0.0	-5.6	18.6	18.6	0.0	0.0
9	0.0	100.9	0.0	0.0	0.0	-101.0	0.1	0.1	-75.0	-75.0
COLON	0.0	17.7	0.0	0.0	1.1	-22.3	5.8	5.8	0.0	0.0
TOTALS	6340.8	6217.0	0.0	0.0	1970.6	0.0	123.8	123.8	0.0	0.0
	615.1	1820.5	-847.7	0.0	1970.6	0.0	1612.9	1612.9	0.0	0.0

**PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DE 2008
AÑO 2010 ESCENARIO MODERADO DEMANDA MÁXIMA INVIERNO**



ACTUALIZATION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 P O 2010 ESC MOD DEM MAX INV
 THU, OCT 30 2008 15:11

KV: ±14, ±35, ±115

BUS - VOLTAGE (KV/PU)
 BRANCH - MW/MVAR
 EQUIPMENT - MW/MVAR

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN_EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008

THU, OCT 30 2008 8:34

ARO 2010 ESC MOD DEM MAX INV

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
8	LSA	230		230.00		6	1.0142 233.26
14	PRO	230		230.00		6	1.0325 237.49
96	FOR	230		230.00		6	1.0268 236.16
144	CANU	230		230.00		6	1.0283 236.51
147	GUASQ	230		230.00		6	1.0283 236.51
190	CHANG	230		230.00		6	1.0311 237.15
511	LGUIAS	230		230.00		6	1.0051 231.18
6000	FRONTER	230.00		230.00		6	1.0329 237.57

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
11	M	230		230.00		6	1.0306 237.05
85	EIP	230		230.00		6	1.0272 236.25
100	BAV	230		230.00		6	1.0209 234.81
145	BOHINZ	30		230.00		6	1.0305 237.01
148	VELADERO	230		230.00		6	1.0293 236.73
310	CONCEPCION	230		230.00		6	1.0317 237.29
540	ANTON	230		230.00		6	1.0062 231.43

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN	230		230.00		6	0.9864 226.86
5	CHO	230		230.00		6	0.9930 228.40
105	PAN-AM	23		230.00		6	0.9931 228.41

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	PANI	230		230.00		6	0.9896 227.60
103	COPE	SA	23	230.00		6	0.9946 228.75
115	PACORA	23		230.00		6	0.9989 229.75

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN_EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008

THU, OCT 30 2008 8:34

ARO 2010 ESC MOD DEM MAX INV

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN	115		115.00		6	1.0089 116.02
6	CHO	115		115.00		6	1.0334 118.85
12	M	115		115.00		6	1.0274 118.15
18	CAC	115		115.00		6	1.0085 115.88
23	CHI	115		115.00		6	1.0090 116.03
33	STM	115		115.00		6	1.0072 115.82
50	M	0115		115.00		6	1.0069 115.79
54	LM	115		115.00		6	1.0277 118.18
61	FF	115		115.00		9	1.0243 117.80
88	EST	115		115.00		6	1.0423 119.87
109	STA	RITA	115	115.00		6	1.0256 117.94
154	CEMPANI	15		115.00		6	1.0312 118.59
522	TCATIVA	115		115.00		6	1.0284 118.27

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	PANI	115		115.00		6	1.0047 115.54
9	LSA	115		115.00		6	1.0313 118.60
15	PRO	115		115.00		6	1.0317 118.65
20	CH	AZUL		115.00		6	1.0325 118.74
26	LOC	115		115.00		6	1.0002 115.03
48	TINA	115		115.00		6	1.0067 115.78
52	TOC	115		115.00		6	1.0021 115.25
55	LM	2115		115.00		6	1.0287 118.30
87	CAL	115		115.00		6	1.0400 119.60
92	L	115		115.00		6	1.0409 119.71
123	MIR	115		115.00		7	1.0111 116.27
191	CHANG	115		115.00		6	1.0277 118.19

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
19	C	V115		115.00		6	0.9981 114.79
30	MAR	115		115.00		6	0.9994 114.94

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
21	C	BANI	15	115.00		6	0.9991 114.89
37	SANI	15		115.00		6	0.9978 114.74

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN_EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008

THU, OCT 30 2008 8:34

ARO 2010 ESC MOD DEM MAX INV

AREA 6 IPANAMA

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ID	MVA	OMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVBASE
66	BLM	13B		13.800	V2	38.0	25.0	0.0	1.0000	39.5	0.9622	47.0

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	GENTAP	ZONE		AREA	SWING		
6	XTRAN						
1	PF						
6	MVBASE						

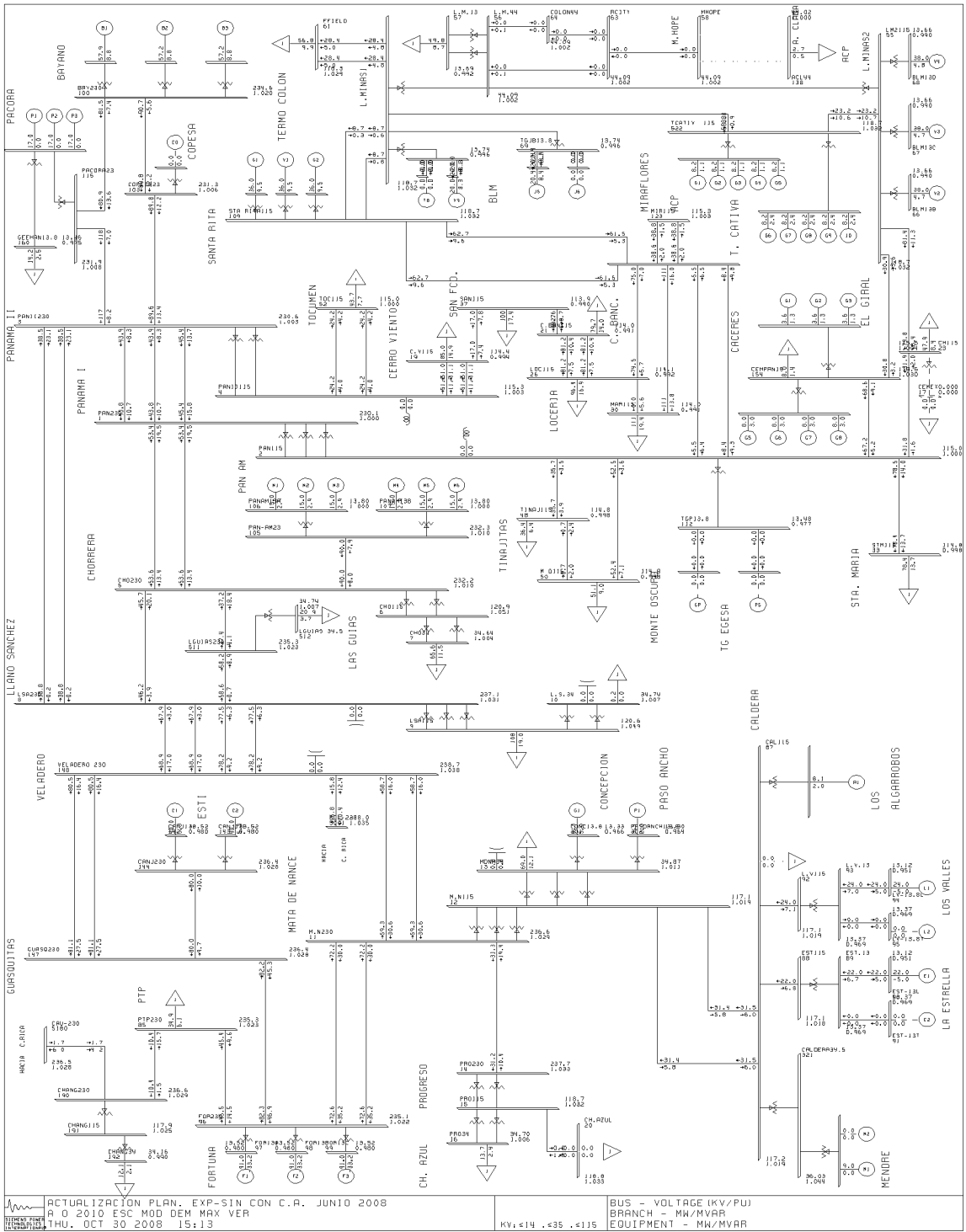
141 GAT6B	6.9000 G4	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9740	5.6	2	7
141 GAT6B	6.9000 C5	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9740	6.2	2	7
141 GAT6B	6.9000 C6	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9740	6.2	2	7
170 MIR13G	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0230	17.9	0.9281	23.0	2	7
171 MIR13H	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0321	17.7	0.9281	23.0	2	7
171 MIR13H	13.800 M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0321	17.7	0.9281	23.0	2	7
SUBSYSTEM TOTALS		120.5	19.0	71.5	5.5				171.3		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN_EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 ARO 2010 ESC MOD DEM MAX INV

THU, OCT 30 2008 8:34
 AREA TOTALS
 IN MW/MVAR

X-- AREA	--X GENERATION	TO BUS SHUNI	TO LINE SHUNI	FROM CHARGING	TO NET INT	TO DESIRED NET INT
1	1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	0.0
GUATEMAL	29.8	349.5	-266.2	0.0	412.9	17.9
2	911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	100.8	182.3	-58.1	0.0	219.9	38.4
3	1006.8	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	55.6	290.6	-188.3	0.0	302.9	-5.3
4	538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0
NICA	32.4	224.5	-98.9	0.0	143.3	-97.3
5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.0
C.RICA	244.2	569.4	-236.2	0.0	470.6	24.3
6	1139.3	1081.9	0.0	0.0	0.0	0.0
PANAMA	137.4	189.5	0.0	0.0	455.9	52.4
7	120.5	42.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ACANAL	19.0	7.4	0.0	0.0	0.0	0.0
9	0.0	106.6	0.0	0.0	0.0	0.0
COLON	0.0	18.7	0.0	0.0	1.1	-23.9
TOTALS	6409.0	6282.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	619.1	1831.9	-847.7	0.0	2006.5	0.0
						1641.4

**PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DE 2008
AÑO 2010 ESCENARIO MODERADO DEMANDA MÁXIMA VERANO**



THU, OCT 30 2008 8:43

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2010 ESC MOD DEM MAX VER

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	FAN230			230.00		6	1.0004 230.09
5	CHOZ30			230.00		6	1.0097 232.24
11	M.R230			230.00		6	1.0285 236.56
85	FIE230			230.00		6	1.0252 235.34
100	BAZ230			230.00		6	1.0200 234.60
105	FAN-AM23			230.00		6	1.0098 232.26
144	CANU230			230.00		6	1.0279 236.43
148	VELADERO	230230.00		230.00		6	1.0379 238.71
511	LGUIAS230			230.00		6	1.0230 235.29

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	PANI1230			230.00		6	1.0027 230.63
8	LSA230			230.00		6	1.0309 237.10
14	PRO230			230.00		6	1.0333 237.66
96	FOR230			230.00		6	1.0224 235.15
103	COFESA23			230.00		6	1.0057 231.30
115	FACORA23			230.00		6	1.0082 231.88
147	GDASQ230			230.00		6	1.0279 236.43
190	CHANG230			230.00		6	1.0286 236.57
6000	FRONTIER			230.00		6	1.0340 237.82

* NONE *

THU, OCT 30 2008 8:43

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2010 ESC MOD DEM MAX VER

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PANI15			115.00		6	1.0001 115.01
6	CHO115			115.00		6	1.0512 120.89
12	M.N115			115.00		6	1.0187 117.15
20	CH.AZUL			115.00		6	1.0333 118.82
52	TOC115			115.00		6	1.0003 115.04
55	LM2115			115.00		6	1.0323 118.72
87	CAL115			115.00		6	1.0188 117.16
92	L.V115			115.00		7	1.0186 117.14
123	MIR115			115.00		7	1.0029 115.33
191	CHANG115			115.00		6	1.0251 117.89

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
18	CAC115			115.00		6	0.9899 114.99
21	C.BAN115			115.00		6	0.9811 113.87
30	MAR115			115.00		6	0.9810 113.86
37	SANI15			115.00		6	0.9802 113.57
50	M.O115			115.00		6	0.9860 114.77

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2010 ESC MOD DEM MAX VER

AREA 6 [PANAMA

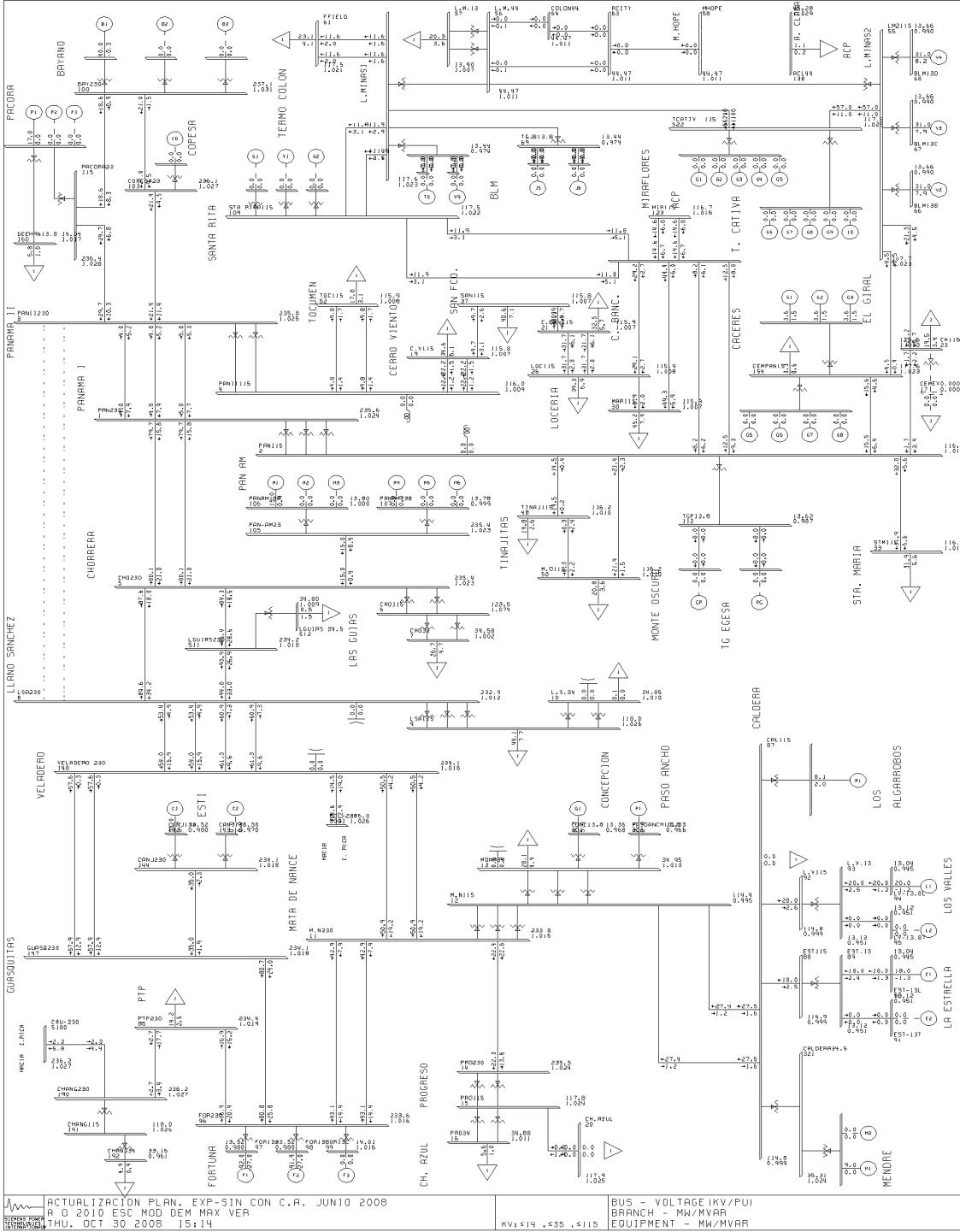
BUS# X-- NAME --X BASKV ID MW MVAR QMAX QMIN ETERRM CURRENT FF MVBASE X T R A N GENTAP ZONE AREA SWING

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN_EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 ARG 2010 ESC MOD DEM MAX VER

THU, OCT 30 2008 8:43
 AREA TOTALS
 IN MW/MVAR

X-- AREA	--X GENERATION	TO BUS SHUNI	TO LINE SHUNI	FROM CHARGING	TO NET INT	TO DESIRED NET INT
1	1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	0.0
GUATEMAL	29.8	349.5	-266.2	0.0	412.9	35.2
2	911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	100.8	182.3	-58.1	0.0	219.9	9.8
3	1006.8	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	55.6	290.6	-188.3	0.0	302.9	21.4
4	538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0
NICA	32.3	224.5	-98.9	0.0	143.3	11.1
5	1344.2	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.0
C.RICA	243.5	569.4	-236.3	0.0	470.8	19.3
6	1131.3	1081.9	0.0	0.0	0.0	0.0
PANAMA	48.0	189.5	0.0	0.0	449.6	20.0
7	120.5	42.0	0.0	0.0	0.0	25.0
ACANAL	21.5	7.4	0.0	0.0	0.0	1.2
9	0.0	106.6	0.0	0.0	0.0	50.0
COLON	0.0	18.7	0.0	0.0	0.0	0.1
TOTALS	6400.2	6282.0	0.0	0.0	0.0	-75.0
	531.4	1831.9	-847.7	0.0	2000.3	6.4
						118.2
						0.0
						1547.6

**PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DE 2008
AÑO 2010 ESCENARIO MODERADO DEMANDA MÍNIMA VERANO**



ACTUALIZACION PLAN, EXP-SIN CON C.A. JUN10 2008
 A O 2010 ESC MOD DEM MAX VER
 THU, OCT 30 2008 15:14

KV: 119 .535 .5115

BUS - VOLTAGE KV/PUI
 BRANCH - MK/MVAR
 EQUIPMENT - MW/MVRR

THU, OCT 30 2008 8:48

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZATION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2010 ESC MOD DEM MAX VER

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	FAN230			230.00		6	1.0252	235.79	3	FAN1230		230.00		6	1.0252	235.79
5	CHOZ30			230.00		6	1.0235	235.40	8	LSA230		230.00		6	1.0154	232.86
11	M.R230			230.00		6	1.0165	235.79	14	PRO230		230.00		6	1.0238	235.48
85	FIE230			230.00		6	1.0192	234.41	96	FOR230		230.00		6	1.0155	233.57
100	BAZ230			230.00		6	1.0308	237.09	103	COFESA23		230.00		6	1.0285	236.10
105	FAN-AM23			230.00		6	1.0235	235.40	115	FACORA23		230.00		6	1.0276	236.35
144	CANU230			230.00		6	1.0180	234.15	147	GDAEQ230		230.00		6	1.0180	234.14
148	VELADERO	23030.00		6	1.0180	234.14			150	CHANG230		230.00		6	1.0271	236.23
511	LGUIAS230	230.00		6	1.0184	234.24			6000	FRONTIER		230.00		6	1.0247	235.68

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

THU, OCT 30 2008 8:48

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZATION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2010 ESC MOD DEM MAX VER

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	1.0108	116.25	4	PAN1115		115.00		6	1.0089	116.02
6	CHO115			115.00		6	1.0737	123.48	9	LSA115		115.00		6	1.0262	118.01
15	PRO115			115.00		6	1.0241	117.77	18	CAC115		115.00		6	1.0109	116.26
19	C.V115			115.00		6	1.0066	115.76	20	CH.AZDL		115.00		6	1.0249	117.86
21	C.BAN115			115.00		6	1.0074	115.86	23	CH115		115.00		6	1.0132	116.52
26	LOC115			115.00		6	1.0078	115.90	30	MAR115		115.00		6	1.0074	115.85
33	STM115			115.00		6	1.0101	116.17	37	SAN115		115.00		6	1.0069	115.80
48	TINAD115			115.00		6	1.0103	116.18	50	M.O115		115.00		6	1.0103	116.19
52	TOC115			115.00		6	1.0079	115.91	54	LM115		115.00		6	1.0227	117.61
55	LM2115			115.00		6	1.0234	117.69	61	EFFELD		115.00		9	1.0214	117.46
109	STA RITAI15			115.00		6	1.0215	117.48	123	MIR115		115.00		7	1.0146	116.68
154	CEMPANI15			115.00		6	1.0228	117.62	191	CHANG115		115.00		6	1.0258	117.97
522	TCATIVÁ	115		115.00		6	1.0230	117.65								

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	
42	M.N115			115.00		6	0.9849	114.41	87	CAL115		115.00		6	0.9985	114.83
88	EST115			115.00		6	0.9988	114.86	92	L.V115		115.00		6	0.9987	114.85

THU, OCT 30 2008 8:48

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZATION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2010 ESC MOD DEM MAX VER

AREA 6 [PANAMA
BUS# X-- NAME --X BASKV ID MW MVAR QMAX QMIN ETERM CURRENT PF MVBASE X T R A N GENTAP ZONE AREA SWING

66	BLM13B	13.800 V2	31.0	7.9	25.0	0.0	0.0	0.9900	32.3	0.9687	47.0	1	6
67	BLM13C	13.800 V3	31.0	7.9	25.0	0.0	0.0	0.9900	32.3	0.9687	47.0	1	6
68	BLM13D	13.800 V4	31.0	8.2	25.0	0.0	0.0	0.9900	32.4	0.9664	47.0	1	6
90	EST-13L	13.800 E1	18.0	-1.3	12.0	-5.0	0.0	0.9450	15.1	0.9972	27.0	1	6
94	LV-13.8L	13.800 L1	20.0	-1.2	12.0	-5.0	0.0	0.9450	21.2	0.9983	27.0	1	6
97	FOR13A	13.800 F1	92.0	-27.0	50.0	-50.0	0.0	0.9800	97.8	0.9395	111.0	1	6
98	FOR13B	13.800 F2	91.9	-27.0	50.0	-50.0	0.0	0.9800	97.8	0.9395	111.0	1	6
101	BAY13A	13.800 B1	40.0	-0.3	50.0	-25.0	0.0	0.9800	40.8	1.0000	96.0	1	6
106	PANAMI3A	13.800 M1	15.0	0.9	9.0	0.0	1.0000	15.0	0.9982	20.7	1	6	
116	PACORA13	13.800 P1	17.0	0.0	8.8	-29.0	0.0	0.9800	16.6	1.0000	21.7	1	6
142	CANU13A	13.800 C1	35.0	5.7	29.0	-29.0	0.0	0.9800	36.2	0.9872	69.0	1	6
301	CONC13.8	13.800 G1	8.3	5.0	5.0	-5.0	0.0	0.9679	10.0	0.8566	13.5	1	6
302	FASGANCH13.8	13.800 F1	3.4	2.0	2.0	-2.0	0.0	0.9660	4.1	0.8619	6.2	1	6
304	ALGAI3.8	13.800 A1	8.1	2.0	2.0	0.0	0.0	0.9522	8.8	0.9708	13.5	1	6
317	MENDRE13.8	13.800 M1	9.0	0.0	0.0	0.0	1.0745	8.4	1.0000	35.3	1	6	
521	EGIRAL13.8	113.800 G1	3.6	1.5	2.8	1.3	1.0000	3.9	0.9241	4.8	1	6	
521	EGIRAL13.8	113.800 G2	3.6	1.5	2.8	1.3	1.0000	3.9	0.9241	4.8	1	6	
521	EGIRAL13.8	113.800 G3	3.6	1.5	2.8	1.3	1.0000	3.9	0.9241	4.8	1	6	
521	EGIRAL13.8	113.800 G4	3.6	1.5	2.8	1.3	1.0000	3.9	0.9241	4.8	1	6	
SUBSYSTEM TOTALS													
465.1 -11.1 316.1 -165.8 712.3													

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E

THU, OCT 30 2008 8:48

ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008

ARO 2010 ESC MOD DEM MAX VER

AREA 7 JACANAL J MACHINE SUMMARY:

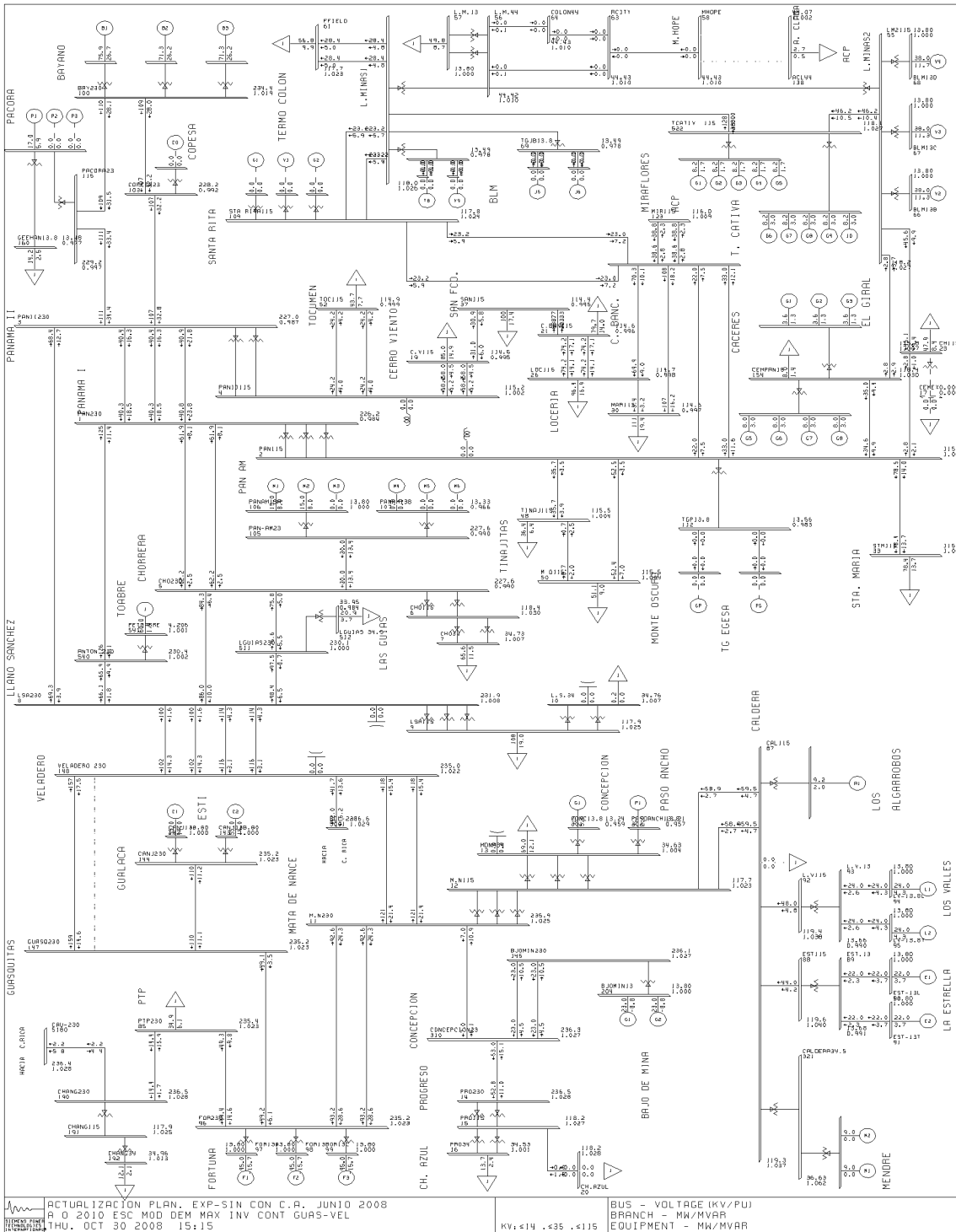
BUS#	X-- NAME	--X BASKV ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENIAP	ZONE	AREA	SWING							
170	MIR13G	13.800 M1	15.5	6.8	11.2	6.8	1.0470	16.1	0.9150	23.0			2	7								
171	MIR13H	13.800 M1	15.5	6.8	11.2	6.8	1.0561	16.0	0.9149	23.0			2	7								
171	MIR13H	13.800 M2	15.5	6.8	11.2	6.8	1.0561	16.0	0.9149	23.0			2	7								
SUBSYSTEM TOTALS												46.4	20.5	33.5	20.5					69.1		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN_EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 ARO 2010 ESC MOD DEM MAX VER

THU, OCT 30 2008 8:52
 AREA TOTALS
 IN MW/MVAR

X-- AREA	--X GENERATION	TO BUS SHUNI	TO LINE SHUNI	FROM CHARGING	TO NET INT	TO DESIRED NET INT
1	1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	0.0
GUATEMAL	29.8	349.5	-266.2	0.0	412.9	17.9
2	911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	100.8	182.3	-58.1	0.0	219.9	38.4
3	1006.8	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	55.7	290.6	-188.3	0.0	302.8	-5.3
4	538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0
NICA	32.6	224.5	-98.9	0.0	143.2	-97.2
5	1344.2	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.0
C.RICA	253.6	569.4	-236.5	0.0	469.5	33.3
6	465.1	440.9	0.0	0.0	0.0	0.0
PANAMA	-11.1	77.2	185.1	0.0	382.0	7.1
7	46.4	17.1	0.0	0.0	0.0	0.0
ACANAL	20.5	3.0	0.0	0.0	0.0	0.0
9	0.0	43.4	0.0	0.0	0.0	0.0
COLON	0.0	7.6	0.0	0.0	1.1	-7.5
TOTALS	5660.0	5553.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	481.8	1704.2	-662.8	0.0	1941.5	0.0
						1381.9

**PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DE 2008
AÑO 2010 ESCENARIO MODERADO DEMANDA MÁXIMA INVIERNO
CONTINGENCIA GUASQUITAS-VELADERO**



<p>ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 P O 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT GUA5-VEL THU, OCT 30 2008 15:15</p>	<p>KV: 14, 235, 115</p>	<p>BUS - VOLTAGE (KV/PU) BRANCH - MW/MVAR EQUIPMENT - MW/MVAR</p>
--	-------------------------	---

THU, OCT 30 2008 8:54

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT GUAS-VEL

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

Table with columns: BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)
Rows: 8 LSA230, 14 PRO230, 96 FOR230, 144 CANU230, 147 GUASQ230, 190 CHANG230, 511 LGUIAS230, 6000 FRONTER

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

Table with columns: BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)
Rows: 1 PAN230, 5 CHO230, 105 PAN-AM23

THU, OCT 30 2008 8:54

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT GUAS-VEL

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

Table with columns: BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)
Rows: 2 PAN115, 6 CHO115, 12 M.N115, 18 CAC115, 23 CHI115, 48 TINAJ115, 54 LMI115, 61 FFIELD, 88 EST115, 109 STA RITAI115, 154 CEMPA115, 522 TCATIVA 115

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

Table with columns: BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)
Rows: 19 C.V115, 26 LOC115, 37 SAN115

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT GUAS-VEL

AREA 6 [PANAMA

Table with columns: BUS# X-- NAME --X BASKV ID MW MVAR QMAX QMIN ETERG CURRENT FF MVBASE X T R A N GENTAP ZONE AREA SWING

66	BLM13B	13.800 V2	38.0	11.3	25.0	0.0	0.0	1.0000	39.6	0.9586	47.0	1	6
67	BLM13C	13.800 V3	38.0	11.3	25.0	0.0	0.0	1.0000	39.6	0.9586	47.0	1	6
68	BLM13D	13.800 V4	38.0	11.7	25.0	0.0	0.0	1.0000	39.8	0.9586	47.0	1	6
90	EST-13I	13.800 E1	22.0	3.7	12.0	-5.0	1.0000	22.3	0.9860	27.0	1	6	
91	EST-13T	13.800 E2	22.0	3.7	12.0	-5.0	1.0000	22.3	0.9860	27.0	1	6	
94	LV-13.8L	13.800 L1	24.0	4.3	12.0	-5.0	1.0000	24.4	0.9841	27.0	1	6	
95	LV-13.8I	13.800 L2	24.0	4.3	12.0	-5.0	1.0000	24.4	0.9841	27.0	1	6	
97	FOR13A	13.800 F1	95.0	-13.7	50.0	-50.0	1.0000	96.3	0.9866	111.0	1	6	
98	FOR13B	13.800 F2	95.0	-13.7	50.0	-50.0	1.0000	96.3	0.9866	111.0	1	6	
99	FOR13C	13.800 F3	95.0	-13.7	50.0	-50.0	1.0000	96.3	0.9866	111.0	1	6	
101	EAV13A	13.800 E1	75.9	26.7	50.0	-25.0	1.0000	80.5	0.9436	96.0	1	6	
102	EAV13B	13.800 E2	71.5	26.2	50.0	-25.0	1.0000	76.0	0.9387	96.0	1	6	
106	PANAM13A	13.800 M1	15.0	8.0	9.0	0.0	1.0000	17.0	0.8821	20.7	1	6	
107	PANAM13B	13.800 M2	15.0	8.0	9.0	0.0	1.0000	17.0	0.8821	20.7	1	6	
108	PANAM13C	13.800 M3	17.0	26.2	50.0	-25.0	1.0000	76.0	0.9387	100.0	1	6	
116	PACORA13	13.800 P1	17.0	5.9	8.8	0.0	1.0000	18.0	0.9454	21.7	1	6	
142	CANT13A	13.800 C1	55.0	14.0	29.0	-29.0	1.0000	56.8	0.9689	69.0	1	6	
143	CANT13B	13.800 C2	55.0	14.0	29.0	-29.0	1.0000	56.8	0.9689	69.0	1	6	
204	BJOMINI13	13.800 G1	23.0	-8.8	13.0	-13.0	1.0000	24.6	0.9343	28.9	1	6	
204	BJOMINI13	13.800 G2	23.0	-8.8	13.0	-13.0	1.0000	24.6	0.9343	28.9	1	6	
301	CONCI3.8	13.800 G1	9.5	5.0	5.0	-5.0	0.9591	11.2	0.8849	13.5	1	6	
302	PASOANCH13.8	13.800 P1	4.7	2.0	2.0	-2.0	0.9572	5.4	0.9216	6.2	1	6	
304	ALGAL3.8	13.800 A1	9.2	2.0	2.0	0.0	0.9892	9.5	0.9772	13.5	1	6	
317	MENDRE13.8	13.800 M1	9.0	0.0	0.0	0.0	1.1143	8.1	1.0000	35.3	1	6	
317	MENDRE13.8	13.800 M2	9.0	0.0	0.0	0.0	1.1143	8.1	1.0000	35.3	1	6	
521	EGIRAL13.8	113.800 G1	3.6	1.3	2.8	1.3	1.0030	3.8	0.9404	4.8	1	6	
521	EGIRAL13.8	113.800 G2	3.6	1.3	2.8	1.3	1.0030	3.8	0.9404	4.8	1	6	
521	EGIRAL13.8	113.800 G3	3.6	1.3	2.8	1.3	1.0030	3.8	0.9404	4.8	1	6	
521	EGIRAL13.8	113.800 G4	3.0	1.3	2.8	1.3	1.0030	3.3	0.9173	4.8	1	6	
523	TCATIIV13A	13.800 G1	8.2	1.7	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9786	10.9	1	6	
523	TCATIIV13A	13.800 G2	8.2	1.7	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9786	10.9	1	6	
523	TCATIIV13A	13.800 G3	8.2	1.7	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9786	10.9	1	6	
523	TCATIIV13A	13.800 G4	8.2	1.7	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9786	10.9	1	6	
523	TCATIIV13A	13.800 G5	8.2	1.7	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9786	10.9	1	6	
524	TCATIIV13B	13.800 G6	8.2	3.0	6.6	-6.6	1.0000	8.7	0.9399	10.9	1	6	
524	TCATIIV13B	13.800 G7	8.2	3.0	6.6	-6.6	1.0000	8.7	0.9399	10.9	1	6	
524	TCATIIV13B	13.800 G8	8.2	3.0	6.6	-6.6	1.0000	8.7	0.9399	10.9	1	6	
524	TCATIIV13B	13.800 G9	8.2	3.0	6.6	-6.6	1.0000	8.7	0.9399	10.9	1	6	
524	TCATIIV13B	13.800 G10	8.2	3.0	6.6	-6.6	1.0000	8.7	0.9399	10.9	1	6	
531	EGIRAL13.8	213.800 G5	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0039	8.5	0.9363	10.9	1	6	
531	EGIRAL13.8	213.800 G6	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0039	8.5	0.9363	10.9	1	6	
531	EGIRAL13.8	213.800 G7	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0039	8.5	0.9363	10.9	1	6	
531	EGIRAL13.8	213.800 G8	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0039	8.5	0.9363	10.9	1	6	
541	PETOBRE	4.2000 I	60.0	1.4	1.4	1.4	1.0014	59.9	0.9397	136.1	1	6	
SUBSYSTEM TOTALS			1141.9	165.8	646.7	-383.0				1545.1			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E THU, OCT 30 2008 8:54
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONI GUAS-VEL

AREA 7 [ACANAL]] MACHINE SUMMARY:
BUS# X-- NAME --X BASKV ID MW MVAR
129 MIRI3D 13.800 G4 35.0 2.3
130 MIRI3F 13.800 G5 17.1 0.0
140 GAT6A 6.9000 G1 1.9 -0.1
140 GAT6A 6.9000 G2 1.9 -0.1

PF MVARBASE X T R A N GENTAP ZONE AREA SWING
35.1 44.1 2 7
17.0 1.0000 27.7 2 7
1.9 0.9976 4.1 2 7
1.9 0.9976 4.1 2 7
59.9 0.9397 136.1 1 6
1545.1

SYST

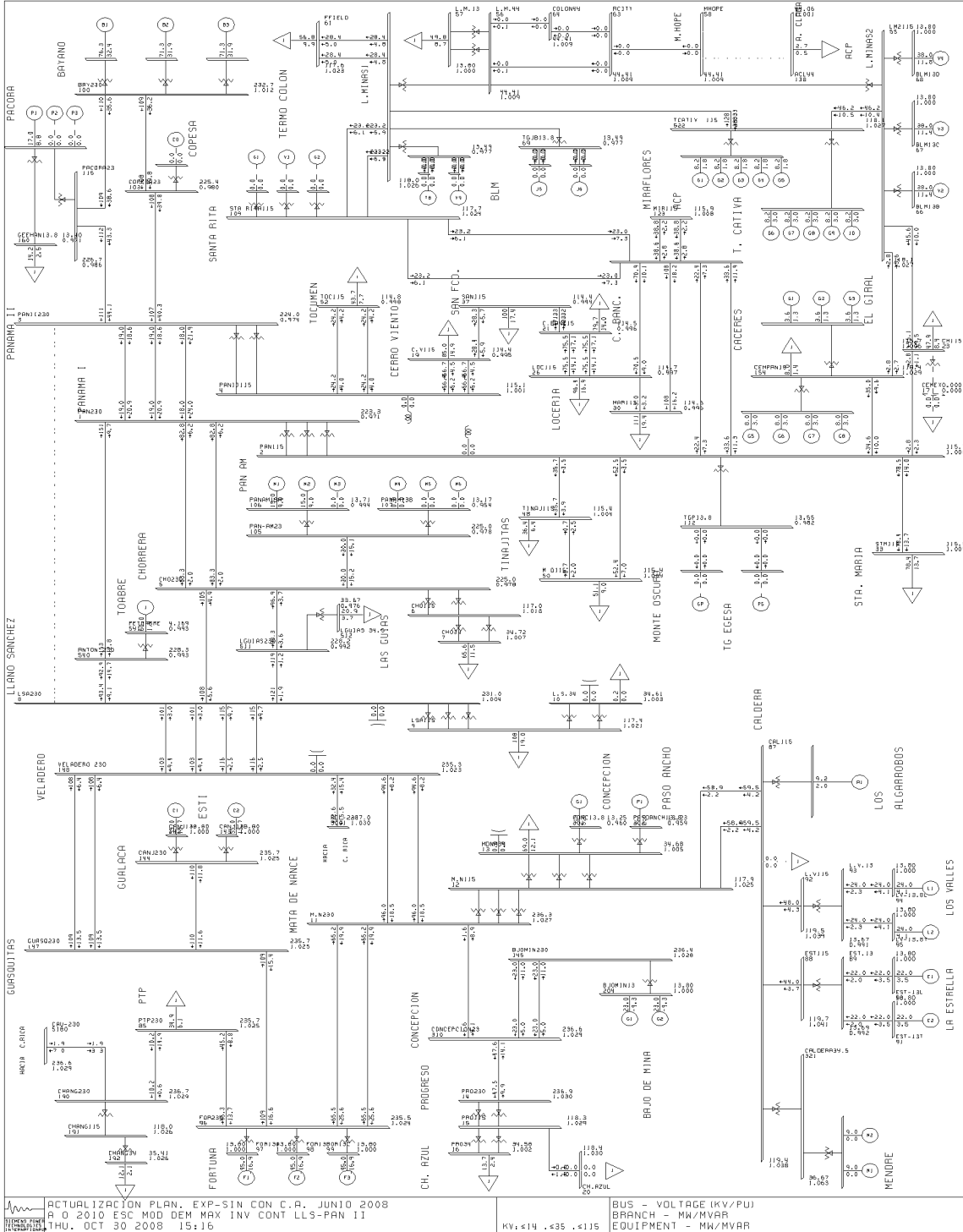
140	GAT6A	6.9000 G3	1.9	-0.1	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9876	4.1	2	7
141	GAT6B	6.9000 G4	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9756	5.6	2	7
141	GAT6B	6.9000 G5	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9756	6.2	2	7
141	GAT6B	6.9000 G6	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9756	6.2	2	7
170	MIR13G	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0216	17.8	0.9881	23.0	2	7
171	MIR13H	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0307	17.8	0.9881	23.0	2	7
171	MIR13H	13.800 M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0307	17.8	0.9881	23.0	2	7
	SUBSYSTEM TOTALS	120.5	19.7	71.5	5.5					171.3		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E THU, OCT 30 2008 8:55
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 AREA TOTALS
 ARO 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT GUAS-VEL IN MW/MVAR

X--	AREA	--X	FROM GENERATION	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT
1	GUATEMAL		1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0
			29.8	349.5	-266.2	0.0	412.9	17.9	341.4
2	SALVADOR		911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	9.8	0.0
			100.8	182.3	-58.1	0.0	219.9	38.4	158.1
3	HONDURAS		1006.8	985.5	0.0	0.0	0.0	21.4	0.0
			55.7	290.6	-188.3	0.0	302.9	-5.3	261.6
4	NICA		538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0
			32.5	224.5	-98.9	0.0	143.2	-97.2	147.4

5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.8	19.4	0.0
C.RICA	250.4	569.4	-236.3	0.0	469.9	29.6	357.6	
6	1141.9	1081.9	0.0	0.0	0.0	28.6	31.4	25.0
PANAMA	165.8	189.5	0.0	0.0	435.7	46.3	365.6	
7	120.5	42.0	0.0	0.0	0.0	77.3	1.2	50.0
ACANAL	19.7	7.4	0.0	0.0	0.0	-5.7	18.0	
9	0.0	106.6	0.0	0.0	0.0	-106.7	0.1	-75.0
COLON	0.0	18.7	0.0	0.0	1.1	-23.9	6.3	
TOTALS	6411.6	6282.0	0.0	0.0	1985.6	0.0	129.6	0.0
	654.6	1831.9	-847.7	0.0	1985.6	0.0	1656.0	

**PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DE 2008
AÑO 2010 ESCENARIO MODERADO DEMANDA MÁXIMA INVIERNO
CONTINGENCIA LLANO SÁNCHEZ-PANAMÁ II**



THU, OCT 30 2008 8:57

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZATION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARG 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT LLS-PAN II

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
8	LSA230			230.00		6	1.0083 230.86
14	PRO230			230.00		6	1.0298 236.85
96	FOR230			230.00		6	1.0240 235.51
144	CANU230			230.00		6	1.0247 235.68
147	GUASQ230			230.00		6	1.0247 235.67
190	CHANG230			230.00		6	1.0293 236.74
6000	FRONTER			230.00		6	1.0302 236.95

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230			230.00		6	0.9709 223.32
5	CHO230			230.00		6	0.9782 224.99
105	PAN-AM23			230.00		6	0.9783 225.01
511	LGUIAS230			230.00		6	0.9922 228.21

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZATION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARG 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT LLS-PAN II

THU, OCT 30 2008 8:57

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115			115.00		6	1.0057 115.66
6	CHO115			115.00		6	1.0176 117.02
12	M.N115			115.00		6	1.0249 117.86
18	CAC115			115.00		6	1.0054 115.62
23	CHI115			115.00		6	1.0065 115.75
48	TINAJ115			115.00		6	1.0036 115.41
54	LMI115			115.00		6	1.0262 118.01
61	FFIELD			115.00		9	1.0228 117.62
88	EST115			115.00		6	1.0408 119.69
109	STA RITAI115			115.00		6	1.0239 117.75
154	CEMPAN15			115.00		6	1.0292 118.36
522	TCATIIVA			115.00		6	1.0269 118.10

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
19	C.V115			115.00		6	0.9946 114.38
26	LOC115			115.00		6	0.9970 114.65
37	SAN115			115.00		6	0.9945 114.36

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZATION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARG 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT LLS-PAN II

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	PANI115			115.00		6	1.0010 115.11
9	LSA115			115.00		6	1.0211 117.42
15	PRO115			115.00		6	1.0290 118.33
20	CH.AZUL			115.00		6	1.0297 118.42
33	STM115			115.00		6	1.0040 115.46
50	M.O115			115.00		6	1.0037 115.42
55	LM2115			115.00		6	1.0272 118.13
87	CAL115			115.00		6	1.0383 119.41
92	L.V115			115.00		7	1.0393 119.52
123	MIR115			115.00		7	1.0081 115.93
191	CHANG115			115.00		6	1.0259 117.98

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
21	C.BAN115			115.00		6	0.9958 114.52
30	MAR115			115.00		6	0.9962 114.57
52	TOC115			115.00		6	0.9984 114.82

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZATION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARG 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT LLS-PAN II

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6	IPANAMA			115.00		6	1.0081 115.93
66	BLM13B			13.800	V2	38.0	11.4

J MACHINE SUMMARY:
QMIN QTERM CURRENT PF MWBASE X T R A N GENTAP ZONE AREA SWING
25.0 0.0 1.0000 39.7 0.9578 47.0 1 6

141 GAT6B	6.9000 G4	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9759	5.6	2	7
141 GAT6B	6.9000 C5	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9759	6.2	2	7
141 GAT6B	6.9000 C6	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9759	6.2	2	7
170 MIR13G	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	8.8	1.0213	17.9	0.9281	23.0	2	7
171 MIR13H	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	8.8	1.0304	17.8	0.9281	23.0	2	7
171 MIR13H	13.800 M2	17.0	6.8	11.2	8.8	1.0304	17.8	0.9281	23.0	2	7
SUBSYSTEM TOTALS		120.5	19.9	71.5	5.5				171.3		

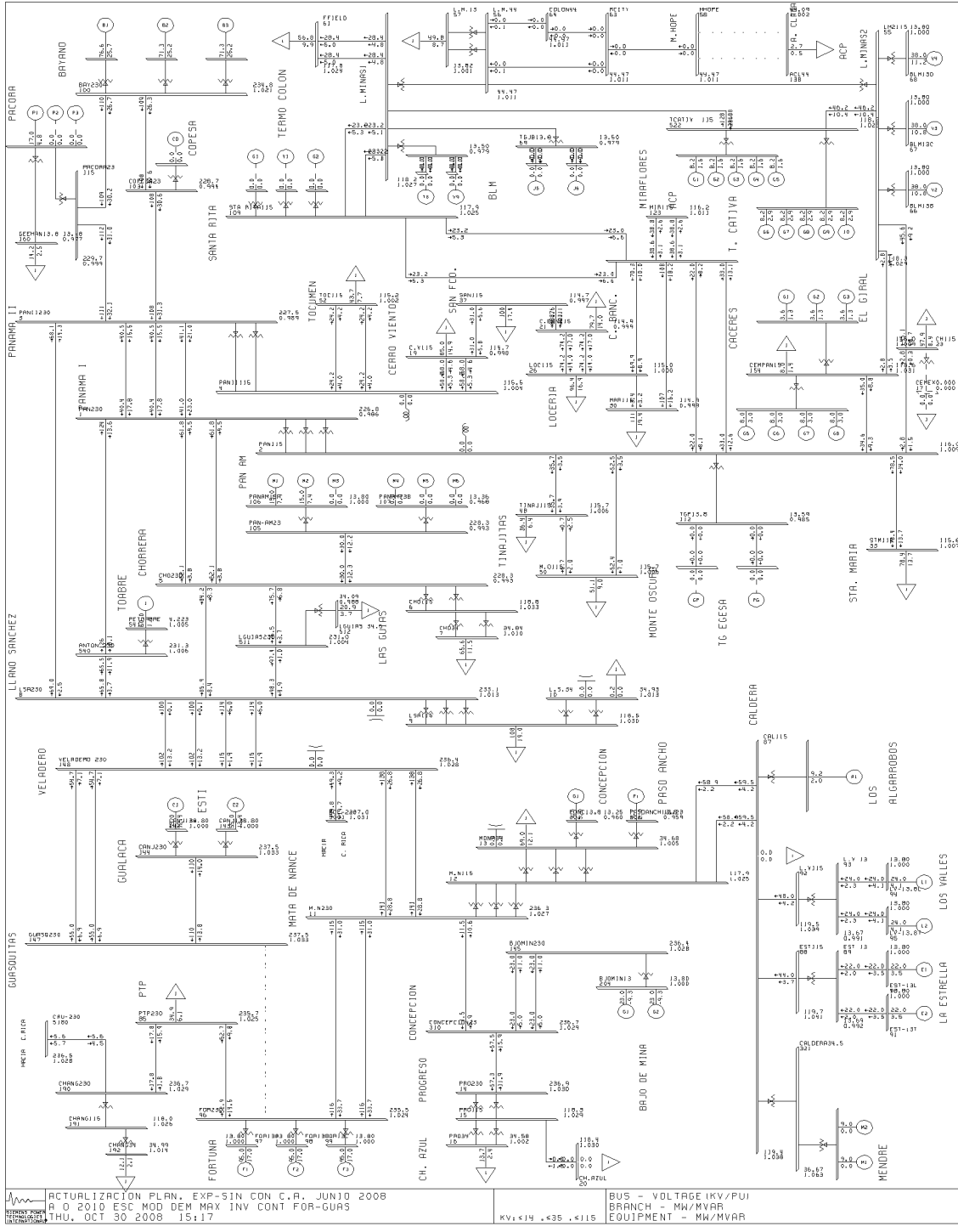
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E THU, OCT 30 2008 8:57
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 AREA TOTALS
 ARG 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT LLS-PAN II IN MW/MVAR

X-- AREA	--X	FROM GENERATION	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO CHARGING	NET INT	LOSSES	DESIRE
1	GUATEMAL	1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0
		29.8	349.5	-266.2	0.0	412.9	17.9	341.4	
2	SALVADOR	911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.8	0.0
		100.8	182.3	-58.1	0.0	219.9	38.4	158.1	
3	HONDURAS	1006.8	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0	21.4	0.0
		55.7	290.6	-188.3	0.0	302.9	-5.3	261.6	
4	NICA	538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0
		32.5	224.5	-98.9	0.0	143.2	-97.3	147.4	

5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	19.3	0.0
C. RICA	248.4	569.4	-236.0	0.0	470.1	27.8	357.4			
6	1142.2	1081.9	0.0	0.0	0.0	28.6	31.8			25.0
PANAMA	182.2	189.5	0.0	0.0	424.4	48.0	369.1			
7	120.5	42.0	0.0	0.0	0.0	77.3	1.2			50.0
ACANAL	19.9	7.4	0.0	0.0	0.0	-5.5	18.0			
9	0.0	106.6	0.0	0.0	0.0	-106.7	0.1			-75.0
COLON	0.0	18.7	0.0	0.0	1.1	-23.9	6.4			
TOTALS	6412.0	6282.0	0.0	0.0	1974.5	0.0	130.0	0.0	130.0	0.0
	669.2	1831.9	-847.5	0.0			1659.3			

PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DE 2008

**AÑO 2010 ESCENARIO MODERADO DEMANDA MÁXIMA INVIERNO
CONTINGENCIA FORTUNA-GUASQUITAS**



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E THU, OCT 30 2008 9:04

ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008

ARO 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT FOR-GUAS

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
8	LSA	230		230.00		6	1.0133 233.07
14	FOR	230		230.00		6	1.0299 236.88
96	FOR	230		230.00		6	1.0241 235.54
144	CANU	230		230.00		6	1.0326 237.49
147	GUASQ	230		230.00		6	1.0326 237.50
190	CHANG	230		230.00		6	1.0292 236.71
511	LGUISA	230		230.00		6	1.0045 231.03
6000	FRONTER	230		230.00		6	1.0304 236.98

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN	230		230.00		6	0.9860 226.77
5	CHO	230		230.00		6	0.9926 228.29
105	PAN-AM	230		230.00		6	0.9926 228.31

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E THU, OCT 30 2008 9:04

ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008

ARO 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT FOR-GUAS

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN	115		115.00		6	1.0085 115.98
6	CHO	115		115.00		6	1.0330 118.79
12	M-N	115		115.00		6	1.0249 117.87
18	CAC	115		115.00		6	1.0082 115.94
23	CHI	115		115.00		6	1.0087 116.00
48	TINAJ	115		115.00		6	1.0064 115.73
52	TOC	115		115.00		6	1.0018 115.20
55	LM	115		115.00		6	1.0285 118.28
87	CAL	115		115.00		6	1.0384 119.41
92	L	115		115.00		6	1.0393 119.52
123	MIR	115		115.00		7	1.0107 116.23
191	CHANG	115		115.00		6	1.0258 117.97

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
19	C	V115		115.00		6	0.9878 114.74
26	LOC	115		115.00		6	0.9959 114.98
37	SAN	115		115.00		6	0.9974 114.70

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E THU, OCT 30 2008 9:04

ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008

ARO 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT FOR-GUAS

AREA 6 [PANAMA

BUS# X-- NAME --X BASKV ID MW MVAR QMAX QMIN ETERRM CURRENT FF MVBASE X T R A N GENTAP ZONE AREA SWING

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
11	M-N	230		230.00		6	1.0274 236.30
85	ETP	230		230.00		6	1.0246 235.65
100	BAV	230		230.00		6	1.0207 234.76
145	BOHIN	230		230.00		6	1.0280 236.44
148	VELADERO	230		230.00		6	1.0280 236.43
310	CONCEPCION	230		230.00		6	1.0290 236.67
540	ANTON	230		230.00		6	1.0056 231.28

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	PAN	115		115.00		6	1.0043 115.49
9	LSA	115		115.00		6	1.0305 118.50
15	PRO	115		115.00		6	1.0291 118.35
20	CH-AZUL	115		115.00		6	1.0299 118.44
33	STI	115		115.00		6	1.0068 115.78
50	M-O	115		115.00		6	1.0065 115.75
54	LM	115		115.00		6	1.0275 118.16
61	EFF	115		115.00		9	1.0242 117.78
88	EST	115		115.00		6	1.0408 119.70
109	STA	RTAL15		115.00		6	1.0254 117.92
154	CEM	PN15		115.00		6	1.0310 118.56
522	TCATIVA	115		115.00		6	1.0282 118.25

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
21	C	BAN115		115.00		6	0.9987 114.86
30	MAR	115		115.00		6	0.9991 114.89

66	BLM13B	13.800 V2	38.0	10.8	25.0	0.0	0.0	1.0000	39.5	0.9617	47.0	1	6
67	BLM13C	13.800 V3	38.0	10.8	25.0	0.0	0.0	1.0000	39.5	0.9617	47.0	1	6
68	BLM13D	13.800 V4	38.0	11.2	25.0	0.0	0.0	1.0000	39.6	0.9590	47.0	1	6
90	EST-13I	13.800 E1	22.0	3.5	12.0	-5.0	1.0000	22.3	0.9379	27.0	1	6	
91	EST-13T	13.800 E2	22.0	3.5	12.0	-5.0	1.0000	22.3	0.9379	27.0	1	6	
94	LV-13.8L	13.800 L1	24.0	4.1	12.0	-5.0	1.0000	24.3	0.9360	27.0	1	6	
95	LV-13.8I	13.800 L2	24.0	4.1	12.0	-5.0	1.0000	24.3	0.9360	27.0	1	6	
97	FOR13A	13.800 F1	95.0	-17.0	50.0	-50.0	1.0000	96.5	0.9343	111.0	1	6	
98	FOR13B	13.800 F2	95.0	-17.0	50.0	-50.0	1.0000	96.5	0.9343	111.0	1	6	
99	FOR13C	13.800 F3	95.0	-17.0	50.0	-50.0	1.0000	96.5	0.9343	111.0	1	6	
101	BAV13A	13.800 B1	76.6	25.7	50.0	-25.0	1.0000	80.8	0.9481	96.0	1	6	
102	BAV13B	13.800 B2	71.3	25.2	50.0	-25.0	1.0000	75.7	0.9430	96.0	1	6	
106	PANAMI3A	13.800 M1	15.0	7.4	9.0	0.0	1.0000	16.7	0.8970	20.7	1	6	
107	PANAMI3B	13.800 M2	15.0	7.4	9.0	0.0	1.0000	16.7	0.8970	20.7	1	6	
108	PANAMI3C	13.800 M3	17.0	25.2	50.0	-25.0	1.0000	75.7	0.9430	100.0	1	6	
116	PACORA13	13.800 P1	17.0	4.8	8.8	0.0	1.0000	17.7	0.9623	21.7	1	6	
142	CANTI3A	13.800 C1	55.0	12.4	29.0	-29.0	1.0000	56.4	0.9755	69.0	1	6	
143	CANTI3B	13.800 C2	55.0	12.4	29.0	-29.0	1.0000	56.4	0.9755	69.0	1	6	
204	BJOMINI3	13.800 G1	23.0	-9.3	13.0	-13.0	1.0000	24.8	0.9270	28.9	1	6	
204	BJOMINI3	13.800 G2	23.0	-9.3	13.0	-13.0	1.0000	24.8	0.9270	28.9	1	6	
301	CONCI3.8	13.800 G1	9.5	5.0	5.0	-5.0	0.9605	11.2	0.8849	13.5	1	6	
302	PASOANCH13.8	13.800 G1	4.7	2.0	2.0	-2.0	0.9586	5.4	0.9216	6.2	1	6	
304	ALGAL3.8	13.800 A1	9.2	2.0	2.0	0.0	0.9901	9.5	0.9772	13.5	1	6	
317	MENDRE13.8	13.800 M1	9.0	0.0	0.0	0.0	1.1153	8.1	1.0000	35.3	1	6	
317	MENDRE13.8	13.800 M2	9.0	0.0	0.0	0.0	1.1153	8.1	1.0000	35.3	1	6	
521	EGIRAL13.8	113.800 G1	3.6	1.3	2.8	1.3	1.0043	3.8	0.9404	4.8	1	6	
521	EGIRAL13.8	113.800 G2	3.6	1.3	2.8	1.3	1.0043	3.8	0.9404	4.8	1	6	
521	EGIRAL13.8	113.800 G3	3.6	1.3	2.8	1.3	1.0043	3.8	0.9404	4.8	1	6	
521	EGIRAL13.8	113.800 G4	3.0	1.3	2.8	1.3	1.0043	3.3	0.9173	4.8	1	6	
523	TCATIIV3A	13.800 G1	8.2	1.6	6.6	-6.6	0.9900	8.4	0.9815	10.9	1	6	
523	TCATIIV3A	13.800 G2	8.2	1.6	6.6	-6.6	0.9900	8.4	0.9815	10.9	1	6	
523	TCATIIV3A	13.800 G3	8.2	1.6	6.6	-6.6	0.9900	8.4	0.9815	10.9	1	6	
523	TCATIIV3A	13.800 G4	8.2	1.6	6.6	-6.6	0.9900	8.4	0.9815	10.9	1	6	
523	TCATIIV3A	13.800 G5	8.2	1.6	6.6	-6.6	0.9900	8.4	0.9815	10.9	1	6	
524	TCATIIV3B	13.800 G6	8.2	2.9	6.6	-6.6	1.0000	8.7	0.9445	10.9	1	6	
524	TCATIIV3B	13.800 G7	8.2	2.9	6.6	-6.6	1.0000	8.7	0.9445	10.9	1	6	
524	TCATIIV3B	13.800 G8	8.2	2.9	6.6	-6.6	1.0000	8.7	0.9445	10.9	1	6	
524	TCATIIV3B	13.800 G9	8.2	2.9	6.6	-6.6	1.0000	8.7	0.9445	10.9	1	6	
524	TCATIIV3B	13.800 G10	8.2	2.9	6.6	-6.6	1.0000	8.7	0.9445	10.9	1	6	
531	EGIRAL13.8	213.800 G5	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0052	8.5	0.9363	10.9	1	6	
531	EGIRAL13.8	213.800 G6	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0052	8.5	0.9363	10.9	1	6	
531	EGIRAL13.8	213.800 G7	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0052	8.5	0.9363	10.9	1	6	
531	EGIRAL13.8	213.800 G8	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0052	8.5	0.9363	10.9	1	6	
541	PETOBRE	4.2000 I	60.0	1.4	1.4	1.4	1.0054	59.7	0.9397	136.0	1	6	
SUBSYSTEM TOTALS			1142.6	148.4	646.7	-383.0		1545.1					

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR-PSS/E

THU, OCT 30 2008 9:04

ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008

ARO 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT FOR-GUAS

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
129	MIRI3D	13.800 G4	35.0	1.8	15.0	0.0	1.0000	35.0	0.9387	44.1			2	7	
130	MIRI3F	13.800 G5	17.1	0.0	8.0	0.0	1.0063	17.0	1.0000	27.7			2	7	
140	GAT6A	6.9000 G1	1.9	-0.2	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9367	4.1			2	7	
140	GAT6A	6.9000 G2	1.9	-0.2	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9367	4.1			2	7	

140 GAT6A	6.9000 G3	1.9	-0.2	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9867	4.1	2	7
141 GAT6B	6.9000 G4	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9742	5.6	2	7
141 GAT6B	6.9000 G5	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9742	6.2	2	7
141 GAT6B	6.9000 G6	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9742	6.2	2	7
170 MIR13G	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0228	17.8	0.9881	23.0	2	7
171 MIR13H	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0319	17.8	0.9881	23.0	2	7
171 MIR13H	13.800 M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0319	17.8	0.9881	23.0	2	7
SUBSYSTEM TOTALS	120.5	19.1	71.5	5.5			171.3				

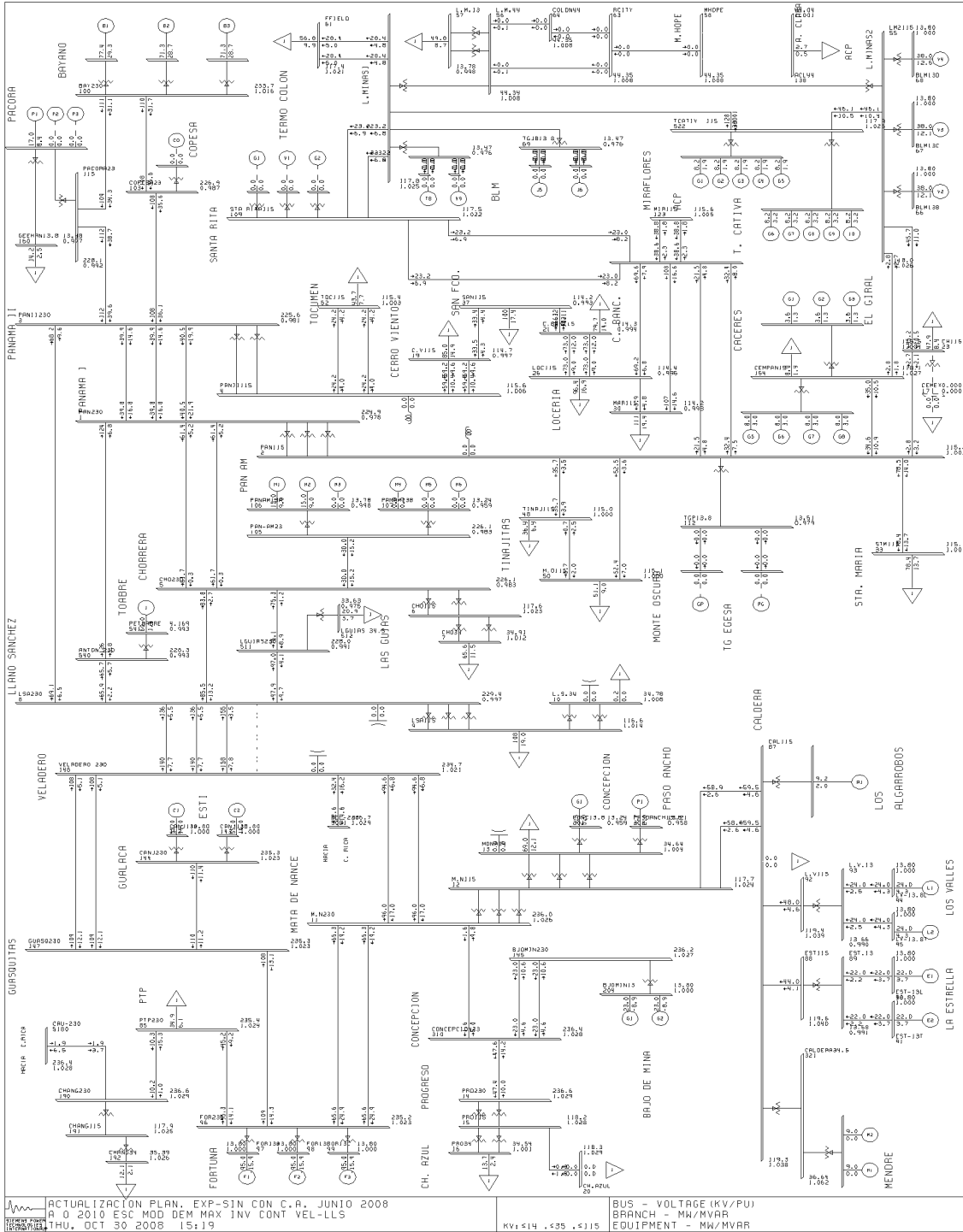
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E THU, OCT 30 2008 9:04
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 AREA TOTALS
 ARO 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT FOR-GUAS IN MW/MVAR

X-- AREA	--X GENERATION	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT
1 GUATEMAL	1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0
	29.8	349.5	-266.2	0.0	412.9	17.9	341.4
2 SALVADOR	911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	8.8	0.0
	100.8	182.3	-58.1	0.0	219.9	38.4	158.1
3 HONDURAS	1006.8	985.5	0.0	0.0	0.0	21.4	0.0
	55.7	290.6	-188.3	0.0	302.9	-5.3	261.6
4 NICARAGUA	538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0
	32.5	224.5	-98.9	0.0	143.2	-97.3	147.4

5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.4	0.0
C.RICA	248.5	569.4	-236.0	0.0	470.1	27.2	357.9	0.0	0.0	0.0	19.4	357.9	0.0
6	1142.6	1081.9	0.0	0.0	0.0	28.7	32.0	25.0	0.0	0.0	28.7	32.0	25.0
PANAMA	146.4	189.5	0.0	0.0	452.1	49.3	361.7	0.0	0.0	452.1	49.3	361.7	0.0
7	120.5	42.0	0.0	0.0	0.0	77.3	1.2	50.0	0.0	0.0	77.3	1.2	50.0
ACANAL	19.1	7.4	0.0	0.0	0.0	-6.3	18.0	0.0	0.0	0.0	-6.3	18.0	0.0
9	0.0	106.6	0.0	0.0	0.0	-106.7	0.1	-75.0	0.0	0.0	-106.7	0.1	-75.0
COLON	0.0	18.7	0.0	0.0	1.1	-23.9	6.3	0.0	0.0	1.1	-23.9	6.3	0.0
TOTALS	6412.3	6282.0	0.0	0.0	2002.2	0.0	130.3	0.0	0.0	2002.2	0.0	130.3	0.0
	634.6	1831.9	-847.5	0.0			1652.4					1652.4	

PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DE 2008

**AÑO 2010 ESCENARIO MODERADO DEMANDA MÁXIMA INVIERNO
CONTINGENCIA VELADERO-LLANO SÁNCHEZ**



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E

ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 THU, OCT 30 2008 9:08

ARO 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT VEL--LLS

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
11	M	N230		230.00		6	1.0259 235.96
85	F	IE230		230.00		6	1.0235 235.41
100	B	AY230		230.00		6	1.0160 233.68
145	B	UOMIN230		230.00		6	1.0269 236.18
148	V	ELADERO	230230.00	230.00		6	1.0206 234.75
310	C	CONCEPCION230.00		230.00		6	1.0277 236.38

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	P	AN230		230.00		6	0.9780 224.94
5	C	HO230		230.00		6	0.9831 226.12
103	C	OPESA23		230.00		6	0.9866 226.92
115	F	ACORA23		230.00		6	0.9919 228.13
540	A	NTON 230		230.00		6	0.9928 228.34

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E

ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 THU, OCT 30 2008 9:09

ARO 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT VEL--LLS

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	P	AN115		115.00		6	1.0025 115.29
6	C	HO115		115.00		6	1.0229 117.63
12	M	N115		115.00		6	1.0238 117.74
18	C	AC115		115.00		6	1.0023 115.26
23	C	H115		115.00		6	1.0040 115.46
48	T	INAJ115		115.00		6	1.0003 115.04
52	T	OC115		115.00		6	1.0031 115.35
55	L	M2115		115.00		6	1.0257 117.95
87	C	AL115		115.00		6	1.0376 119.32
92	L	V115		115.00		6	1.0386 119.44
123	M	R115		115.00		7	1.0051 115.59
191	C	HANG115		115.00		6	1.0252 117.89

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
19	C	V115		115.00		6	0.9870 114.56
26	L	OC115		115.00		6	0.9845 114.37
37	S	AN115		115.00		6	0.9927 114.16

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E

ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 THU, OCT 30 2008 9:08

ARO 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT VEL--LLS

AREA 6 [PANAMA

BUS# X-- NAME --X BASKV ID MW MVAR QMAX QMIN ETERG CURRENT FF MVBASE X T R A N GENTAP ZONE AREA SWING

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
14	F	RO230		230.00		6	1.0287 236.59
96	F	OR230		230.00		6	1.0228 235.24
144	C	AN230		230.00		6	1.0232 235.33
147	G	ASQ230		230.00		6	1.0231 235.32
190	C	HANG230		230.00		6	1.0285 236.57
6000	F	FRONTIER		230.00		6	1.0291 236.69

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	P	AN11230		230.00		6	0.9811 225.65
8	L	SA230		230.00		6	0.9975 229.42
105	P	AN-AM23		230.00		6	0.9832 226.14
511	L	LGUIAS230		230.00		6	0.9911 227.96

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	P	AN11115		115.00		6	1.0056 115.64
9	L	SA115		115.00		6	1.0140 116.61
15	P	RO115		115.00		6	1.0279 118.20
20	C	H-AZDL		115.00		6	1.0286 118.29
33	S	IM115		115.00		6	1.0008 115.09
50	M	O115		115.00		6	1.0005 115.05
54	L	M1115		115.00		6	1.0246 117.83
61	F	FIELD		115.00		9	1.0213 117.45
88	E	ST115		115.00		6	1.0402 119.62
109	S	TA R1A115		115.00		6	1.0222 117.55
154	C	CEPERN15		115.00		6	1.0272 118.13
522	T	CAATIVA 115		115.00		6	1.0254 117.92

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
31	C	BAN115		115.00		6	0.9936 114.26
30	M	AR115		115.00		6	0.9934 114.24

66	BLM13B	13.800 V2	38.0	12.1	25.0	0.0	0.0	1.0000	39.9	0.9531	47.0	1	6
67	BLM13C	13.800 V3	38.0	12.1	25.0	0.0	0.0	1.0000	39.9	0.9531	47.0	1	6
68	BLM13D	13.800 V4	38.0	12.5	25.0	0.0	0.0	1.0000	40.0	0.9498	47.0	1	6
90	EST-13I	13.800 E1	22.0	3.7	12.0	-5.0	1.0000	22.3	0.9865	27.0	1	6	
91	EST-13J	13.800 E2	22.0	3.7	12.0	-5.0	1.0000	22.3	0.9865	27.0	1	6	
94	LV-13.8L	13.800 L1	24.0	4.3	12.0	-5.0	1.0000	24.4	0.9846	27.0	1	6	
95	LV-13.8I	13.800 L2	24.0	4.3	12.0	-5.0	1.0000	24.4	0.9846	27.0	1	6	
97	FOR13A	13.800 F1	95.0	13.3	50.0	-50.0	1.0000	96.3	0.9864	111.0	1	6	
98	FOR13B	13.800 F2	95.0	13.3	50.0	-50.0	1.0000	96.3	0.9864	111.0	1	6	
99	FOR13C	13.800 F3	95.0	13.3	50.0	-50.0	1.0000	82.8	0.9353	96.0	1	6	
101	BAV13A	13.800 B1	71.3	29.3	50.0	-25.0	1.0000	76.9	0.9278	96.0	1	6	
102	BAV13B	13.800 B2	71.3	28.7	50.0	-25.0	1.0000	17.5	0.8575	20.7	1	6	
106	PANAM13A	13.800 M1	15.0	9.0	9.0	0.0	0.9982	17.5	0.8575	20.7	1	6	
107	PANAM13B	13.800 M2	15.0	9.0	9.0	0.0	0.9982	17.5	0.8575	20.7	1	6	
108	PANAM13C	13.800 M3	15.0	9.0	9.0	0.0	0.9982	17.5	0.8575	20.7	1	6	
116	PACORAL3	13.800 P1	17.0	8.4	8.8	0.0	1.0000	19.0	0.8960	21.7	1	6	
142	CANJ13A	13.800 C1	55.0	14.0	29.0	-29.0	1.0000	56.7	0.9693	69.0	1	6	
143	CANJ13B	13.800 C2	55.0	14.0	29.0	-29.0	1.0000	56.7	0.9693	69.0	1	6	
204	BJOMINI3	13.800 G1	23.0	-8.9	13.0	-13.0	1.0000	24.7	0.9326	28.9	1	6	
204	BJOMINI3	13.800 G2	23.0	-8.9	13.0	-13.0	1.0000	24.7	0.9326	28.9	1	6	
301	CONCI3.8	13.800 G1	9.5	5.0	5.0	-5.0	0.9594	11.2	0.8849	13.5	1	6	
302	PASOANCH13	13.800 P1	4.7	2.0	2.0	-2.0	0.9576	5.4	0.9216	6.2	1	6	
304	ALCAL3.8	13.800 A1	9.2	2.0	2.0	0.0	0.9894	9.5	0.9772	13.5	1	6	
317	MENDRE13.8	13.800 M1	9.0	0.0	0.0	0.0	1.1145	8.1	1.0000	35.3	1	6	
317	MENDRE13.8	13.800 M2	9.0	0.0	0.0	0.0	1.1145	8.1	1.0000	35.3	1	6	
521	EGIRAL13.8	113.800 G1	3.6	1.3	2.8	1.3	1.0008	3.8	0.9404	4.8	1	6	
521	EGIRAL13.8	113.800 G2	3.6	1.3	2.8	1.3	1.0008	3.8	0.9404	4.8	1	6	
521	EGIRAL13.8	113.800 G3	3.6	1.3	2.8	1.3	1.0008	3.8	0.9404	4.8	1	6	
521	EGIRAL13.8	113.800 G4	3.0	1.3	2.8	1.3	1.0008	3.3	0.9173	4.8	1	6	
523	TCATIIV3A	13A.13.800 G1	8.2	1.9	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9733	10.9	1	6	
523	TCATIIV3A	13A.13.800 G2	8.2	1.9	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9733	10.9	1	6	
523	TCATIIV3A	13A.13.800 G3	8.2	1.9	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9733	10.9	1	6	
523	TCATIIV3A	13A.13.800 G4	8.2	1.9	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9733	10.9	1	6	
523	TCATIIV3A	13A.13.800 G5	8.2	1.9	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9733	10.9	1	6	
524	TCATIIV3B	13B.13.800 G1	8.2	3.2	6.6	-6.6	1.0000	8.8	0.9319	10.9	1	6	
524	TCATIIV3B	13B.13.800 G2	8.2	3.2	6.6	-6.6	1.0000	8.8	0.9319	10.9	1	6	
524	TCATIIV3B	13B.13.800 G3	8.2	3.2	6.6	-6.6	1.0000	8.8	0.9319	10.9	1	6	
524	TCATIIV3B	13B.13.800 G4	8.2	3.2	6.6	-6.6	1.0000	8.8	0.9319	10.9	1	6	
524	TCATIIV3B	13B.13.800 G5	8.2	3.2	6.6	-6.6	1.0000	8.8	0.9319	10.9	1	6	
531	EGIRAL13.8	213.800 G5	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0017	8.5	0.9363	10.9	1	6	
531	EGIRAL13.8	213.800 G6	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0017	8.5	0.9363	10.9	1	6	
531	EGIRAL13.8	213.800 G7	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0017	8.5	0.9363	10.9	1	6	
531	EGIRAL13.8	213.800 G8	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0017	8.5	0.9363	10.9	1	6	
541	PETOBRE	4.2000 I	60.0	1.4	1.4	1.4	0.9926	60.5	0.9397	136.1	1	6	
SUBSYSTEM TOTALS			1143.4	181.4	646.7	-383.0				1545.1			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR-PSS/E

THU, OCT 30 2008 9:08

ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008

ARGO 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONTI VEL-LLS

AREA 7 JACANAL J MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MBASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
129	MIR13D	13.800 G4	35.0	3.1	15.0	0.0	1.0000	35.1	0.9361	44.1			2	7	
130	MIR13F	13.800 G5	17.1	0.0	8.0	0.0	1.0050	17.0	1.0000	27.7			2	7	
140	GAT6A	6.9000 G1	1.9	-0.1	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9388	4.1			2	7	
140	GAT6A	6.9000 G2	1.9	-0.1	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9388	4.1			2	7	

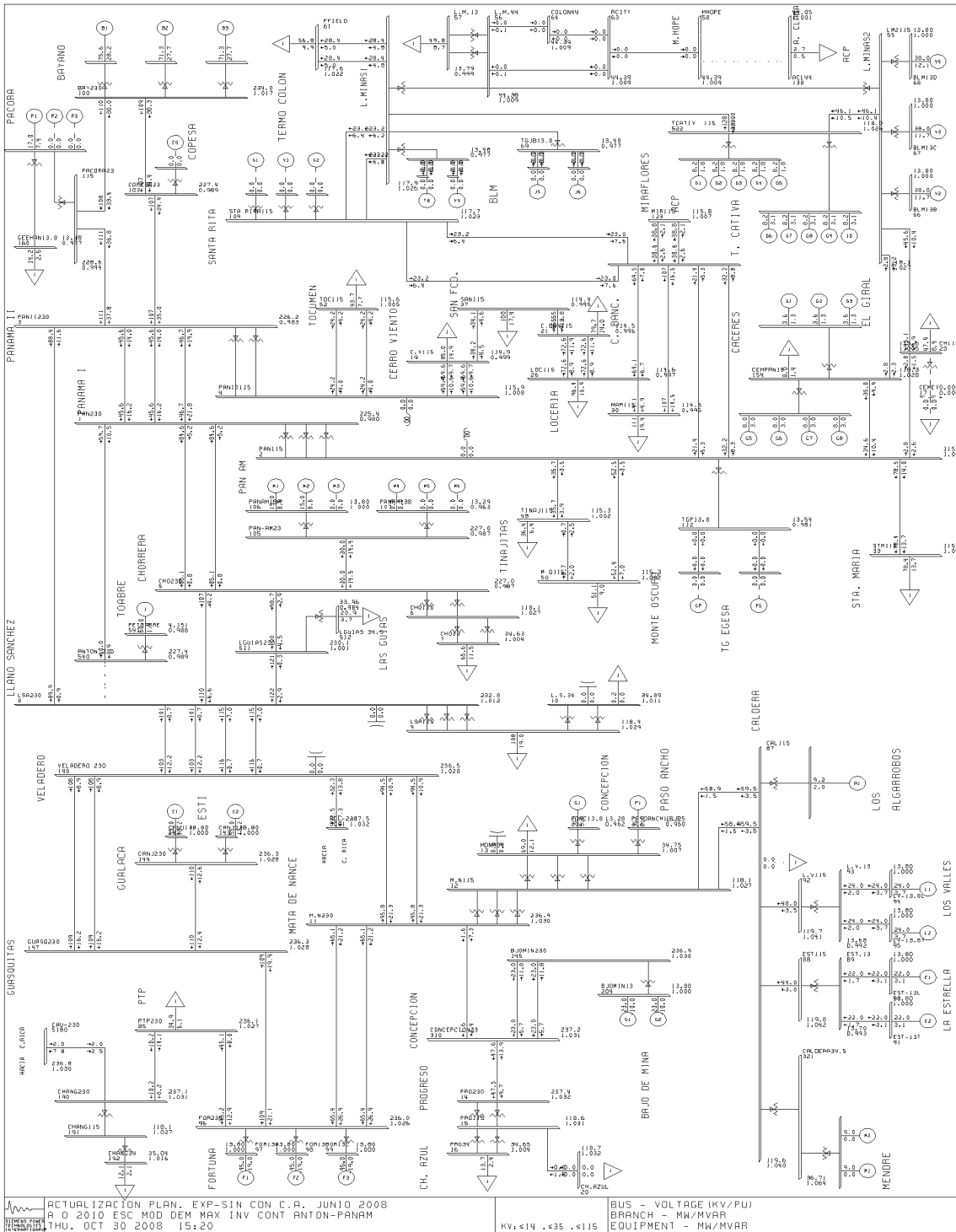
140	GAT6A	6.9000	G3	1.9	-0.1	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9988	4.1
141	GAT6B	6.9000	G4	3.9	-0.8	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9777	5.6
141	GAT6B	6.9000	G5	3.9	-0.8	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9777	6.2
141	GAT6B	6.9000	G6	3.9	-0.8	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9777	6.2
170	MIR13G	13.800	M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0195	18.0	0.9281	23.0
171	MIR13H	13.800	M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0286	17.8	0.9281	23.0
171	MIR13H	13.800	M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0286	17.8	0.9281	23.0
	SUBSYSTEM TOTALS			120.5	20.8	71.5	5.5		171.3		171.3

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E THU, OCT 30 2008 9:09
 ACTUALIZACION PLAN_EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 AREA TOTALS
 ARO 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT VEL-LLS IN MW/MVAR

X--	AREA	--X	FROM GENERATION	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LINE CHARGING	FROM NET INT	TO NET INT	LOSSES	DESIRE
											NET INT
1	GUATEMAL		1347.4	1312.2	0.0	0.0	412.9	17.9	35.2	341.4	0.0
			29.8	343.5	-266.2	0.0					
2	SALVADOR		911.8	902.0	0.0	0.0	219.9	38.4	9.8	158.1	0.0
			100.8	182.3	-58.1	0.0					
3	HONDURAS		1006.8	985.5	0.0	0.0	302.9	-5.3	21.4	261.6	0.0
			55.7	290.6	-188.3	0.0					
4			538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0	0.0

NICA	32.5	224.5	-98.9	0.0	143.2	-97.2	147.4	
5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.8	19.3	0.0
C.RICA	249.7	569.4	-236.3	0.0	470.0	29.3	357.3	
6	1143.4	1081.9	0.0	0.0	0.0	28.6	32.9	25.0
PANAMA	161.4	189.5	0.0	0.0	427.8	45.6	374.1	
7	120.5	42.0	0.0	0.0	0.0	77.3	1.2	50.0
ACANAL	20.8	7.4	0.0	0.0	0.0	-4.6	18.1	
9	0.0	106.6	0.0	0.0	0.0	-106.7	0.1	-75.0
COLON	0.0	18.7	0.0	0.0	1.1	-23.9	6.4	
TOTALS	6413.1	6282.0	0.0	0.0	1977.8	0.0	131.1	0.0
	670.6	1831.9	-847.8	0.0			1664.3	

**PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DE 2008
AÑO 2010 ESCENARIO MODERADO DEMANDA MÁXIMA INVIERNO
CONTINGENCIA ANTÓN-PANAMÁ**



ACTUALIZATION PLAN, EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 P O 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT ANTON-PANAM
 THU, OCT 30 2008 15:20

KV: ±14, ±35, ±115

BUS - VOLTAGE (KV/PU)
 BRANCH - MW/MVAR
 EQUIPMENT - MW/MVAR

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 THU, OCT 30 2008 9:12

ARO 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT ANTON-PANAMA

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
8	LSA230			230.00		6	1.0122 232.61
14	FOR230			230.00		6	1.0320 237.36
96	FOR230			230.00		6	1.0262 236.03
144	CANU230			230.00		6	1.0276 236.34
147	GUASQ230			230.00		6	1.0276 236.34
190	CHANG230			230.00		6	1.0307 237.07
511	LGUIAS230			230.00		6	1.0006 230.13

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230			230.00		6	0.9801 225.43
5	CHO230			230.00		6	0.9871 227.02
105	PAN-AM23			230.00		6	0.9871 227.04
540	ANTON 230			230.00		6	0.9886 227.37

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 THU, OCT 30 2008 9:12

ARO 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT ANTON-PANAMA

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115			115.00		6	1.0045 115.51
6	CHO115			115.00		6	1.0270 118.11
12	M.N115			115.00		6	1.0269 118.09
18	CAC115			115.00		6	1.0042 115.48
23	CHI115			115.00		6	1.0055 115.63
48	TINAJ115			115.00		6	1.0023 115.26
52	TOC115			115.00		6	1.0053 115.61
55	LM2115			115.00		6	1.0266 118.06
87	CAL115			115.00		6	1.0397 119.56
92	L.V115			115.00		6	1.0406 119.67
123	MIR115			115.00		7	1.0069 115.80
191	CHANG115			115.00		6	1.0274 118.15

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
19	C.V115			115.00		6	0.9892 114.91
26	LOC115			115.00		6	0.9865 114.60
37	SAN115			115.00		6	0.9947 114.39

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 THU, OCT 30 2008 9:12

ARO 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT ANTON-PANAMA

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	PAN1115			115.00		6	1.0078 115.90
9	LSA115			115.00		6	1.0293 118.37
15	PRO115			115.00		6	1.0312 118.59
20	CH.AZDL			115.00		6	1.0320 118.67
33	STI115			115.00		6	1.0027 115.31
50	M.O115			115.00		6	1.0024 115.28
54	LM1115			115.00		6	1.0256 117.94
61	FFIELD			115.00		9	1.0222 117.56
88	EST115			115.00		6	1.0420 119.83
109	STA.RTAL15			115.00		6	1.0232 117.67
154	CEPERN15			115.00		6	1.0284 118.27
522	TCATIVA			115.00		6	1.0263 118.03

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
31	C.BAN115			115.00		6	0.9956 114.49
30	MAR115			115.00		6	0.9954 114.49

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 THU, OCT 30 2008 9:12

ARO 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT ANTON-PANAMA

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230			230.00		6	0.9801 225.43
5	CHO230			230.00		6	0.9871 227.02
105	PAN-AM23			230.00		6	0.9871 227.04
540	ANTON 230			230.00		6	0.9886 227.37

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 THU, OCT 30 2008 9:12

ARO 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT ANTON-PANAMA

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
11	M.N230			230.00		6	1.0300 236.89
85	ETP230			230.00		6	1.0266 236.13
100	BAV230			230.00		6	1.0173 233.97
145	EJOHINZ30			230.00		6	1.0300 236.89
148	VELADERO			230.00		6	1.0281 236.45
310	CONCEPCION230.00			230.00		6	1.0311 237.16
6000	FRONTIER			230.00		6	1.0324 237.45

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 THU, OCT 30 2008 9:12

ARO 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT ANTON-PANAMA

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	PAN11230			230.00		6	0.9833 226.15
103	COPESA23			230.00		6	0.9887 227.40
115	PACORA23			230.00		6	0.9937 228.55

AREA 6 [PANAMA] QMAX QMIN ETERRM CURRENT PF MVBASE X T R A N GENTAP ZONE AREA SWING

66	BLM13B	13.800 V2	38.0	11.7	25.0	0.0	1.0000	39.7	0.9560	47.0	1	6
67	BLM13C	13.800 V3	38.0	11.7	25.0	0.0	1.0000	39.7	0.9560	47.0	1	6
68	BLM13D	13.800 V4	38.0	12.1	25.0	0.0	1.0000	39.9	0.9528	47.0	1	6
90	EST-13I	13.800 E1	22.0	3.1	12.0	-5.0	1.0000	22.2	0.9901	27.0	1	6
91	EST-13T	13.800 E2	22.0	3.1	12.0	-5.0	1.0000	22.2	0.9901	27.0	1	6
94	LV-13.8L	13.800 L1	24.0	3.7	12.0	-5.0	1.0000	24.3	0.9884	27.0	1	6
95	LV-13.8I	13.800 L2	24.0	3.7	12.0	-5.0	1.0000	24.3	0.9884	27.0	1	6
97	FOR13A	13.800 F1	95.0	19.0	50.0	-50.0	1.0000	96.3	0.9806	111.0	1	6
98	FOR13B	13.800 F2	95.0	19.0	50.0	-50.0	1.0000	96.3	0.9806	111.0	1	6
99	FOR13C	13.800 F3	95.0	19.0	50.0	-50.0	1.0000	96.3	0.9806	111.0	1	6
101	EAV13A	13.800 E1	75.6	28.2	50.0	-25.0	1.0000	80.6	0.9371	96.0	1	6
102	EAV13B	13.800 E2	71.3	27.7	50.0	-25.0	1.0000	76.5	0.9320	96.0	1	6
105	FANM13A	13.800 M1	15.0	8.6	9.0	0.0	1.0000	17.3	0.8884	20.7	1	6
106	FANM13B	13.800 M2	15.0	8.6	9.0	0.0	1.0000	17.3	0.8884	20.7	1	6
108	BAX13C	13.800 B3	17.0	7.4	8.8	0.0	1.0000	18.6	0.9161	21.7	1	6
116	FACOR13	13.800 F1	17.0	7.4	8.8	0.0	1.0000	18.6	0.9161	21.7	1	6
142	CANT13A	13.800 C1	55.0	13.2	29.0	-29.0	1.0000	56.6	0.9723	69.0	1	6
143	CANT13B	13.800 C2	55.0	13.2	29.0	-29.0	1.0000	56.6	0.9723	69.0	1	6
204	BJOMI13	13.800 G1	23.0	-10.0	13.0	-13.0	1.0000	25.1	0.9169	28.9	1	6
204	BJOMI13	13.800 G2	23.0	-10.0	13.0	-13.0	1.0000	25.1	0.9169	28.9	1	6
301	CONC13.8	13.800 G1	9.5	5.0	5.0	-5.0	0.9623	11.2	0.8849	13.5	1	6
302	PASOANCH13.8	13.800 F1	4.7	2.0	2.0	-2.0	0.9605	5.4	0.9216	6.2	1	6
304	ALGAL3.8	13.800 A1	9.2	2.0	2.0	0.0	0.9913	9.5	0.9772	13.5	1	6
317	MENDRE13.8	13.800 M1	9.0	0.0	0.0	0.0	1.1168	8.1	1.0000	35.3	1	6
317	MENDRE13.8	13.800 M2	9.0	0.0	0.0	0.0	1.1168	8.1	1.0000	35.3	1	6
521	EGIRAL13.8	113.800 G1	3.6	1.3	2.8	1.3	1.0019	3.8	0.9404	4.8	1	6
521	EGIRAL13.8	113.800 G2	3.6	1.3	2.8	1.3	1.0019	3.8	0.9404	4.8	1	6
521	EGIRAL13.8	113.800 G3	3.6	1.3	2.8	1.3	1.0019	3.8	0.9404	4.8	1	6
521	EGIRAL13.8	113.800 G4	3.0	1.3	2.8	1.3	1.0019	3.3	0.9173	4.8	1	6
523	TCATI13A	13A.13.800 G1	8.2	1.8	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9761	10.9	1	6
523	TCATI13A	13.800 G2	8.2	1.8	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9761	10.9	1	6
523	TCATI13A	13.800 G3	8.2	1.8	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9761	10.9	1	6
523	TCATI13A	13.800 G4	8.2	1.8	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9761	10.9	1	6
523	TCATI13A	13.800 G5	8.2	1.8	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9761	10.9	1	6
524	TCATI13B	13B.13.800 G1	8.2	3.1	6.6	-6.6	1.0000	8.8	0.9361	10.9	1	6
524	TCATI13B	13.800 G2	8.2	3.1	6.6	-6.6	1.0000	8.8	0.9361	10.9	1	6
524	TCATI13B	13.800 G3	8.2	3.1	6.6	-6.6	1.0000	8.8	0.9361	10.9	1	6
524	TCATI13B	13.800 G4	8.2	3.1	6.6	-6.6	1.0000	8.8	0.9361	10.9	1	6
524	TCATI13B	13.800 G5	8.2	3.1	6.6	-6.6	1.0000	8.8	0.9361	10.9	1	6
524	TCATI13B	13.800 G6	8.2	3.1	6.6	-6.6	1.0000	8.8	0.9361	10.9	1	6
524	TCATI13B	13.800 G7	8.2	3.1	6.6	-6.6	1.0000	8.8	0.9361	10.9	1	6
524	TCATI13B	13.800 G8	8.2	3.1	6.6	-6.6	1.0000	8.8	0.9361	10.9	1	6
524	TCATI13B	13.800 G9	8.2	3.1	6.6	-6.6	1.0000	8.8	0.9361	10.9	1	6
531	EGIRAL13.8	213.800 G5	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0028	8.5	0.9363	10.9	1	6
531	EGIRAL13.8	213.800 G6	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0028	8.5	0.9363	10.9	1	6
531	EGIRAL13.8	213.800 G7	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0028	8.5	0.9363	10.9	1	6
531	EGIRAL13.8	213.800 G8	8.0	3.0	6.4	3.0	1.0028	8.5	0.9363	10.9	1	6
541	PETOBRE	4.2000 I	60.0	1.4	1.4	1.4	0.9884	60.7	0.9397	136.1	1	6
SUBSYSTEM TOTALS			1141.5	158.9	646.7	-383.0				1545.1		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR-PSS/E THU, OCT 30 2008 9:12
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARG 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT ANTON-PANAMA

AREA 7 IACANAL														
BUS# X-- NAME --X-- BASKV ID MW														
129	MIRI13D	13.800 G4	35.0	2.7	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE			
130	MIRI13F	13.800 G5	17.1	0.0		15.0	0.0	1.0000	35.1	0.9971	44.1			
140	GAT6A	6.9000 G1	1.9	-0.1		8.0	0.0	1.0061	17.0	1.0000	27.7			
140	GAT6A	6.9000 G2	1.9	-0.1		2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9983	4.1			
										X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
												2	7	
												2	7	
												2	7	

140 GAT6A	6.9000 G3	1.9	-0.1	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9983	4.1	2	7
141 GAT6B	6.9000 G4	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9766	5.6	2	7
141 GAT6B	6.9000 G5	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9766	6.2	2	7
141 GAT6B	6.9000 G6	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9766	6.2	2	7
170 MIR13G	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0296	17.8	0.9881	23.0	2	7
171 MIR13H	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0297	17.8	0.9881	23.0	2	7
171 MIR13H	13.800 M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0297	17.8	0.9881	23.0	2	7
SUBSYSTEM TOTALS	120.5	20.2	71.5	5.5			171.3		171.3		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E THU, OCT 30 2008 9:12
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 AREA TOTALS
 ARO 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT ANTON-PANAMA IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENERATION	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT
1 GUATEMAL	1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0
	29.8	349.5	-266.2	0.0	412.9	17.9	341.4
2 SALVADOR	911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	8.8	0.0
	100.8	182.3	-58.1	0.0	219.9	38.4	158.1
3 HONDURAS	1006.8	985.5	0.0	0.0	0.0	21.4	0.0
	55.7	290.6	-188.3	0.0	302.9	-5.3	261.6
4 NICARAGUA	538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0
	32.4	224.5	-98.9	0.0	143.3	-97.3	147.4

5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	19.3	0.0
C.RICA	245.1	569.4	-236.1	0.0	470.5	25.0	357.3			
6	1141.5	1081.9	0.0	0.0	0.0	28.6	31.0	25.0		
PANAMA	158.9	189.5	0.0	0.0	443.2	50.5	362.1			
7	120.5	42.0	0.0	0.0	0.0	77.3	1.2	50.0		
ACANAL	20.2	7.4	0.0	0.0	0.0	-5.2	18.1			
9	0.0	106.6	0.0	0.0	0.0	-106.7	0.1	-75.0		
COLON	0.0	18.7	0.0	0.0	1.1	-23.9	6.4			
TOTALS	6411.2	6282.0	0.0	0.0	1993.7	0.0	129.2	0.0		
	642.8	1831.9	-847.6	0.0			1652.2			

**PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DE 2008
AÑO 2011 ESCENARIO MODERADO DEMANDA MÁXIMA INVIERNO**

TUE, OCT 28 2008 17:03

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2011 ESC MOD DEM MAX INV

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	1.0240	235.51	14	PRO230		230.00		6	1.0289	236.65
85	F	IE230		230.00		6	1.0219	235.04	96	FOR230		230.00		6	1.0257	235.91
100	B	AY230		230.00		6	1.0207	234.76	144	CAN230		230.00		6	1.0199	234.58
145	B	UOMIN230		230.00		6	1.0341	237.85	148	GUALACAZ30		230.00		6	1.0208	234.77
147	G	UASQ230		230.00		6	1.0198	234.55	148	VELADERO	230230.00	230.00		6	1.0047	231.09
190	C	HANG230		230.00		6	1.0292	236.72	306	CHANI	230	230.00		6	1.0305	237.01
310	C	CONCEPCION230		230.00		6	1.0306	237.04	6000	FRONTIER	230	230.00		6	1.0284	236.53

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	
1	P	AN230		230.00		6	0.9841	226.35	3	PANII230		230.00		6	0.9902	227.75
5	C	HQ230		230.00		6	0.9784	225.02	8	LSA230		230.00		6	0.9827	226.02
103	C	OPESA23		230.00		6	0.9852	228.89	105	PAN-AM23		230.00		6	0.9784	225.02
115	F	ACORA23		230.00		6	0.9883	229.60	511	LGUIAS230		230.00		6	0.9788	225.12
540	A	ANTON	230	230.00		6	0.9822	225.92								

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2011 ESC MOD DEM MAX INV

TUE, OCT 28 2008 17:03

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	P	AN115		115.00		6	1.0029	115.33	4	PANII115		115.00		6	1.0101	116.16
6	C	H0115		115.00		6	1.0168	116.94	12	M.N115		115.00		6	1.0227	117.61
15	P	RO115		115.00		6	1.0280	118.22	18	CAC115		115.00		6	1.0025	115.29
20	C	H.AZUL		115.00		6	1.0287	118.30	33	STI115		115.00		6	1.0010	115.12
48	T	INAJ115		115.00		6	1.0006	115.07	50	M.O115		115.00		6	1.0007	115.08
52	T	OC115		115.00		6	1.0074	115.85	54	LM115		115.00		6	1.0142	116.63
55	L	M2115		115.00		6	1.0150	116.72	61	FFIELD		115.00		9	1.0106	116.22
87	C	AL115		115.00		6	1.0403	119.64	88	EST115		115.00		6	1.0436	120.02
92	L	V115		115.00		6	1.0416	119.79	109	STA_RITAL15		115.00		6	1.0131	116.50
123	M	R115		115.00		7	1.0058	115.67	154	CEPERN15		115.00		6	1.0107	116.23
191	C	HANG115		115.00		6	1.0256	117.95	522	TCATIVA	115	115.00		6	1.0147	116.69

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)	
9	L	SA115		115.00		6	0.9881	114.78	19	C.V115		115.00		6	0.9909	114.99
21	C	BAN115		115.00		6	0.9838	114.30	23	CH115		115.00		6	0.9994	114.93
26	J	OC115		115.00		6	0.9848	114.40	30	MAR115		115.00		6	0.9934	114.24
37	S	AN115		115.00		6	0.9952	114.21								

TUE, OCT 28 2008 17:03

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2011 ESC MOD DEM MAX INV

AREA 6 [PANAMA

BUS# X-- NAME --X BASKV ID MW MVAR QMAX QMIN ETEROM CURRENT FF MVBASE X T R A N GENTAP ZONE AREA SWING

66	BLM13B	13.800 V2	30.0	16.0	25.0	0.0	1.0000	34.0	0.8819	47.0	1	6
67	BLM13C	13.800 V3	30.0	16.0	25.0	0.0	1.0000	34.0	0.8819	47.0	1	6
68	BLM13D	13.800 V4	30.0	16.8	25.0	0.0	1.0000	34.4	0.8729	47.0	1	6
90	EST-13I	13.800 E1	21.0	5.7	12.0	-5.0	1.0100	21.5	0.9654	27.0	1	6
91	EST-13J	13.800 E2	21.0	5.7	12.0	-5.0	1.0100	21.5	0.9654	27.0	1	6
94	LV-13.8L	13.800 L1	24.0	6.5	12.0	-5.0	1.0100	24.6	0.9624	27.0	1	6
95	LV-13.8I	13.800 L2	24.0	6.5	12.0	-5.0	1.0100	24.6	0.9624	27.0	1	6
97	FOR13A	13.800 F1	91.0	7.4	50.0	-50.0	1.0250	88.7	0.9867	111.0	1	6
98	FOR13B	13.800 F2	91.0	7.4	50.0	-50.0	1.0250	88.7	0.9867	111.0	1	6
99	FOR13C	13.800 F3	91.0	7.4	50.0	-50.0	1.0250	88.7	0.9867	111.0	1	6
101	EAV13A	13.800 B1	52.9	23.7	50.0	-25.0	1.0000	57.9	0.9127	96.0	1	6
102	EAV13B	13.800 B2	75.2	25.6	50.0	-25.0	1.0000	79.4	0.9468	96.0	1	6
108	EAV13C	13.800 B3	75.2	25.6	50.0	-25.0	1.0000	79.4	0.9468	100.0	1	6
142	CAN13A	13.800 C1	55.0	16.1	29.0	-29.0	1.0100	56.7	0.9597	69.0	1	6
143	CAN13B	13.800 C2	55.0	16.1	29.0	-29.0	1.0100	56.7	0.9597	69.0	1	6
151	GUACA13.8	13.800 G1	23.8	-9.7	10.0	-10.0	1.0100	25.4	0.9266	26.7	1	6
204	BUOMINI3	13.800 G1	23.0	-8.0	13.0	-13.0	1.0100	24.1	0.9443	28.9	1	6
204	BUOMINI3	13.800 G2	23.0	-8.0	13.0	-13.0	1.0100	24.1	0.9443	28.9	1	6
205	BAITUNI3.8	13.800 G1	40.0	12.0	26.6	-26.6	1.0100	41.3	0.9579	50.6	1	6
205	BAITUNI3.8	13.800 G2	40.0	12.0	26.6	-26.6	1.0100	41.3	0.9579	50.6	1	6
302	PASOANCHI3.8	13.800 F1	4.7	2.0	2.0	-2.0	0.9609	5.4	0.9216	6.2	1	6
304	ALGAI3.8	13.800 A1	9.2	2.0	2.0	0.0	0.9920	9.5	0.9772	13.5	1	6
307	CHANI A	13.800 G1	100.0	-5.4	50.0	-50.0	1.0200	98.2	0.9886	118.6	1	6
308	CHANI B	13.800 G2	100.0	-5.4	50.0	-50.0	1.0200	98.2	0.9886	118.6	1	6
317	MENDRE13.8	13.800 M1	9.0	0.0	0.0	0.0	1.1175	8.1	1.0000	35.3	1	6
317	MENDRE13.8	13.800 M2	9.0	0.0	0.0	0.0	1.1175	8.1	1.0000	35.3	1	6
523	TCATIIVA 13A	13.800 G1	8.2	3.9	6.6	-6.6	0.9900	9.2	0.9046	10.9	1	6
523	TCATIIVA 13A	13.800 G2	8.2	3.9	6.6	-6.6	0.9900	9.2	0.9046	10.9	1	6
523	TCATIIVA 13A	13.800 G3	8.2	3.9	6.6	-6.6	0.9900	9.2	0.9046	10.9	1	6
523	TCATIIVA 13A	13.800 G4	8.2	3.9	6.6	-6.6	0.9900	9.2	0.9046	10.9	1	6
541	PETOABRE	4.2000 1	60.0	1.4	1.4	-1.4	0.9820	61.1	0.9897	136.0	1	6
SUBSYSTEM TOTALS			1240.8	210.8	701.9	-519.1				1705.0		

TUE, OCT 28 2008 17:03

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008

ARO 2011 ESC MOD DEM MAX INV

AREA 7 IACANAL

BUS# X-NAME --X-BASKV ID MW

129 MIR13D 13.800 G4 35.0

130 MIR13F 13.800 G5 17.1

140 GAT6A 6.9000 G1 1.9

140 GAT6A 6.9000 G2 1.9

140 GAT6A 6.9000 G3 1.9

141 GAT6B 6.9000 G4 3.9

MACHINE SUMMARY:

MVAR

QMAX

QMIN

ETERM

CURRENT

PF

MVABASE

X T R A N

GENTAP

ZONE

AREA

SWING

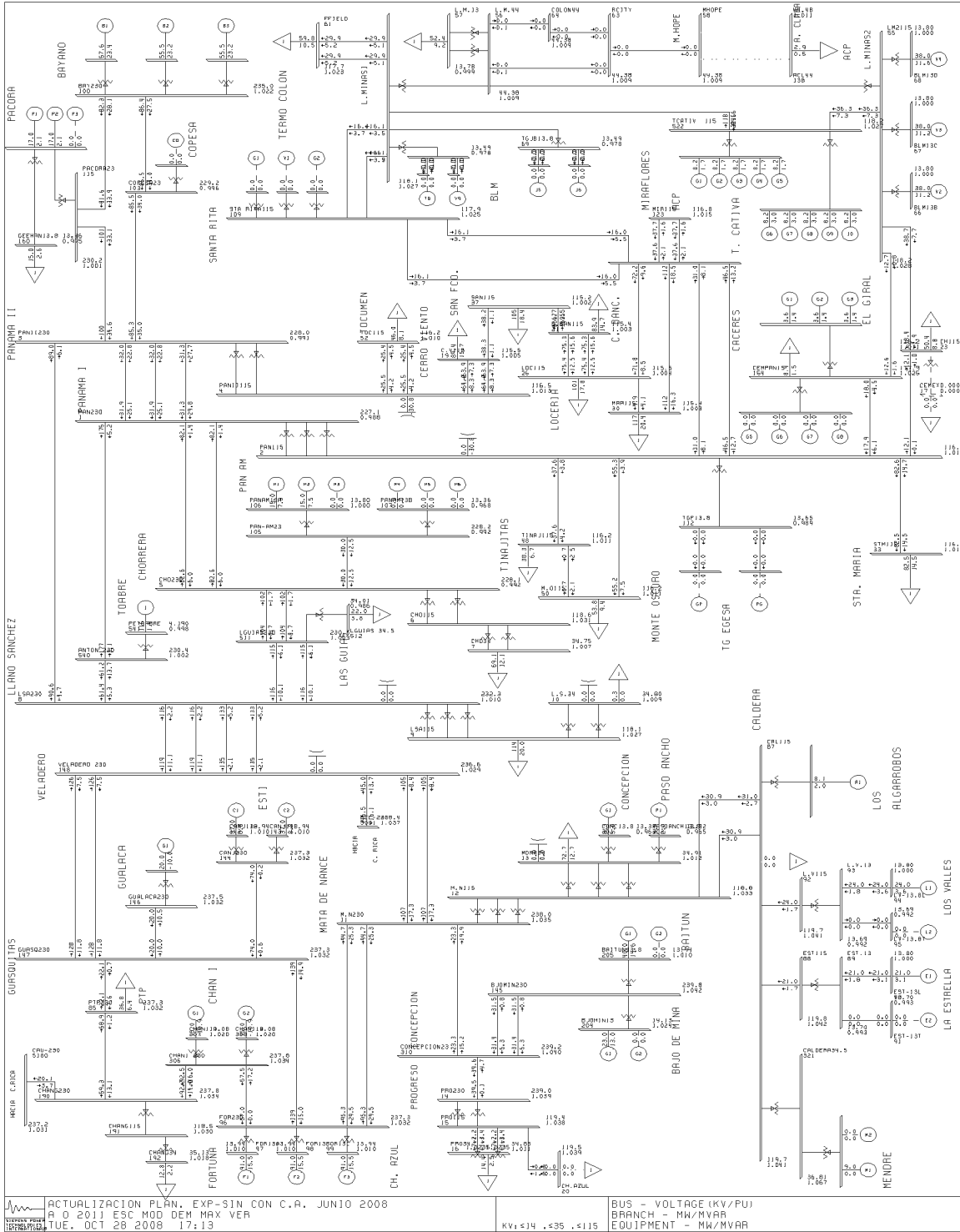
141 GAT6B	6.9000 G5	3.9	-0.7	3.0	-3.0	1.0100	3.9	0.9824	6.2	2	7
141 GAT6B	6.9000 G6	3.9	-0.7	3.0	-3.0	1.0100	3.9	0.9824	6.2	2	7
170 MIR13G	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0282	17.9	0.9881	23.0	2	7
171 MIR13H	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0333	17.7	0.9881	23.0	2	7
171 MIR13H	13.800 M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0333	17.7	0.9881	23.0	2	7
SUBSYSTEM TOTALS		120.5	23.8	71.5	5.5				171.3		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN_EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 ARO 2011 ESC MOD DEM MAX INV

TUE, OCT 28 2008 17:04
 AREA TOTALS
 IN MW/MVAR

X-- AREA	--X	TO BUS SHUNI	TO LINE SHUNI	FROM GENERATION	TO BUS SHUNI	TO LINE SHUNI	FROM CHARGING	TO NET INT	TO DESIRED NET INT
1	GUATEMAL	1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	412.9	17.9	35.2
		29.8	349.5	-266.2	0.0	0.0			341.4
2	SALVADOR	911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.8
		100.8	182.3	-58.1	0.0	219.9	38.4		158.1
3	HONDURAS	1006.8	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	21.4
		55.7	290.6	-188.3	0.0	302.8	-5.3		261.6
4	NICA	538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1
		32.6	224.5	-98.9	0.0	143.2	-97.2		147.4
5	C.RICA	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	19.8
		252.8	569.4	-237.4	0.0	469.5	30.4		359.9
6	PANAMA	1240.8	1139.0	0.0	0.0	0.0	0.0	36.9	64.8
		210.8	199.5	-182.8	0.0	474.1	42.9		625.2
7	ACANAL	120.5	44.2	0.0	0.0	0.0	0.0	75.1	1.2
		23.8	7.7	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.3	17.4
9	COLON	0.0	112.2	0.0	0.0	0.0	0.0	-112.3	0.1
		0.0	19.7	0.0	0.0	1.1	-25.7		7.2
TOTALS		6510.5	6347.0	0.0	0.0	0.0	2023.5	0.0	163.5
		706.3	1843.2	-1031.6	0.0			0.0	1918.2

**PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DE 2008
AÑO 2011 ESCENARIO MODERADO DEMANDA MÁXIMA VERANO**



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 P. O. 2011 ESC MOD DEH MAX VER
 TUE. OCT 28 2008 17:13

KV < 14, < 35, < 115

BUS - VOLTAGE (KV/PU)
 BRANCH - MW/MVAR
 EQUIPMENT - MW/MVAR

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 TUE, OCT 28 2008 17:10
ARO 2011 ESC MOD DEM MAX VER

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	1.0102	232.34	11	M.1230		230.00		6	1.0346	237.97
14	FOR230			230.00		6	1.0390	238.97	85	ETP230		230.00		6	1.0318	237.30
96	FOR230			230.00		6	1.0317	237.29	100	BAV230		230.00		6	1.0216	234.96
115	FACORA23			230.00		6	1.0009	230.20	144	CAN230		230.00		6	1.0319	237.34
145	BUOMIN230			230.00		6	1.0424	239.76	146	GDALACA230		230.00		6	1.0325	237.47
147	GUASQ230			230.00		6	1.0317	237.30	148	VELADERO	230230.00	230.00		6	1.0285	236.56
190	CHANG230			230.00		6	1.0338	237.78	306	CHANI	230	230.00		6	1.0339	237.79
310	CONCEPCION230.00			230.00		6	1.0402	239.24	511	LGUIAS230		230.00		6	1.0027	230.63
540	ANTON	230		230.00		6	1.0017	230.40	6000	FRONTIER		230.00		6	1.0386	238.89

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	
1	PAN230			230.00		6	0.9876	227.14	3	PANII230		230.00		6	0.9915	228.04
5	CHO230			230.00		6	0.9919	228.14	103	COPEASA23		230.00		6	0.9964	229.17
105	FAN-AM23			230.00		6	0.9920	228.16								

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 TUE, OCT 28 2008 17:10
ARO 2011 ESC MOD DEM MAX VER

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	1.0130	116.50	4	PANII115		115.00		6	1.0127	116.46
6	CHO115			115.00		6	1.0313	118.60	9	LSA115		115.00		6	1.0266	118.06
12	M.N115			115.00		6	1.0328	118.77	15	PRO115		115.00		6	1.0381	119.38
18	CAC115			115.00		6	1.0126	116.45	19	C.V115		115.00		6	1.0047	115.54
20	CH.AZUL			115.00		6	1.0389	119.47	21	C.BAN115		115.00		6	1.0032	115.37
23	CHI115			115.00		6	1.0106	116.22	26	LOC115		115.00		6	1.0043	115.49
30	MAR115			115.00		6	1.0033	115.38	33	SIM115		115.00		6	1.0112	116.29
37	SAN115			115.00		6	1.0020	115.23	48	TINAJ115		115.00		6	1.0107	116.23
50	M.O115			115.00		6	1.0109	116.25	52	TOC115		115.00		6	1.0101	116.16
54	LM115			115.00		6	1.0267	118.07	55	LM2115		115.00		6	1.0276	118.18
61	FFIELD			115.00		9	1.0232	117.67	82	L.V115		115.00		6	1.0413	119.75
88	EST115			115.00		6	1.0420	119.83	92	MIR115		115.00		7	1.0154	116.77
109	STA RITAI115			115.00		6	1.0253	117.91	133	MIR115		115.00		6	1.0302	118.48
154	CEMPAN115			115.00		6	1.0254	117.92	191	CHANG115		115.00		6	1.0302	118.48
522	TCATIVÁ	115		115.00		6	1.0274	118.15								

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

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

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 TUE, OCT 28 2008 17:10
ARO 2011 ESC MOD DEM MAX VER

AREA 6 [PANAMA] BUS# X-- NAME --X BASKV ID MW QMAX QMIN ETEROM CURRENT FF MVABASE X T R A N GENTAP ZONE AREA SWING

66	BLM13B	13.800 V2	38.0	11.2	25.0	0.0	1.0000	39.6	0.9591	47.0	1	6
67	BLM13C	13.800 V3	38.0	11.2	25.0	0.0	1.0000	39.6	0.9591	47.0	1	6
68	BLM13D	13.800 V4	38.0	11.6	25.0	0.0	1.0000	39.7	0.9562	47.0	1	6
90	EST-13L	13.800 E1	21.0	3.1	12.0	-5.0	1.0000	21.2	0.9892	27.0	1	6
94	LV-13.8L	13.800 L1	24.0	13.6	12.0	-5.0	1.0000	24.3	0.9891	27.0	1	6
84	FOR13A	13.800 F1	61.0	-13.6	50.0	-50.0	1.0100	61.4	0.9858	111.0	1	6
86	FOR13B	13.800 F2	61.0	-13.5	50.0	-50.0	1.0100	61.4	0.9858	111.0	1	6
98	FOR13C	13.800 F3	61.0	-13.3	50.0	-50.0	1.0100	61.4	0.9858	111.0	1	6
101	BAI13A	13.800 B1	57.6	23.4	50.0	-25.0	1.0000	62.2	0.9266	96.0	1	6
102	BAI13B	13.800 B2	55.5	23.2	50.0	-25.0	1.0000	60.2	0.9226	96.0	1	6
106	FANM13A	13.800 M1	15.0	7.5	9.0	0.0	1.0000	16.8	0.8936	20.7	1	6
108	BAI13C	13.800 M2	15.0	7.5	9.0	0.0	1.0000	16.8	0.8936	20.7	1	6
116	FACOR13	13.800 B3	55.5	23.2	50.0	-25.0	1.0000	60.2	0.9226	100.0	1	6
142	CANI13A	13.800 F1	17.0	2.1	8.8	0.0	1.0000	17.1	0.9824	21.7	1	6
143	CANI13B	13.800 C1	37.0	8.8	29.0	-29.0	1.0100	37.6	0.9730	69.0	1	6
151	GUALACA13.8	13.800 C2	37.0	8.8	29.0	-29.0	1.0100	37.6	0.9730	69.0	1	6
204	BJOMINI3	13.800 G1	20.0	-10.0	10.0	-10.0	1.0216	21.9	0.8944	26.7	1	6
205	BAITUN13.8	13.800 G1	23.0	-13.0	13.0	-13.0	1.0243	25.8	0.8706	28.9	1	6
301	CONCI3.8	13.800 G1	40.0	14.6	26.6	-26.6	1.0100	42.2	0.9393	50.6	1	6
302	PASOANCH13.8	13.800 F1	8.3	5.0	5.0	-5.0	0.9668	10.0	0.8566	13.5	1	6
304	ALGAL3.8	13.800 A1	8.1	2.0	2.0	-2.0	0.9650	4.3	0.8742	6.2	1	6
307	CHANI A	13.800 G1	75.0	-10.9	50.0	-50.0	0.9924	8.4	0.9708	13.5	1	6
317	MENDRE13.8	13.800 G2	9.0	0.0	0.0	-50.0	1.0200	74.3	0.9897	118.6	1	6
521	EGIRAL13.8	113.800 G1	3.6	1.4	2.8	1.3	1.0000	3.8	0.9353	4.8	1	6
521	EGIRAL13.8	113.800 G2	3.6	1.4	2.8	1.3	1.0000	3.8	0.9353	4.8	1	6
521	EGIRAL13.8	113.800 G3	3.6	1.4	2.8	1.3	1.0000	3.8	0.9353	4.8	1	6
521	EGIRAL13.8	113.800 G4	3.0	1.3	2.8	1.3	1.0000	3.3	0.9173	4.8	1	6
523	TCATIIV3A	13.800 G1	8.2	1.7	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9793	10.9	1	6
523	TCATIIV3A	13.800 G2	8.2	1.7	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9793	10.9	1	6
523	TCATIIV3A	13.800 G3	8.2	1.7	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9793	10.9	1	6
523	TCATIIV3A	13.800 G4	8.2	1.7	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9793	10.9	1	6
524	TCATIIV3B	13.800 G5	8.2	3.0	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9793	10.9	1	6
524	TCATIIV3B	13.800 G6	8.2	3.0	6.6	-6.6	0.9900	8.7	0.9409	10.9	1	6
524	TCATIIV3B	13.800 G7	8.2	3.0	6.6	-6.6	0.9900	8.7	0.9409	10.9	1	6
524	TCATIIV3B	13.800 G8	8.2	3.0	6.6	-6.6	0.9900	8.7	0.9409	10.9	1	6
524	TCATIIV3B	13.800 G9	8.2	3.0	6.6	-6.6	0.9900	8.7	0.9409	10.9	1	6
541	PETOABRE	4.2000 I	116.3	1.4	1.4	-1.4	0.9977	116.6	0.9999	136.0	1	6
SUBSYSTEM TOTALS			1212.7	109.7	729.6	-508.6		1719.5				

TUE, OCT 28 2008 17:10

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008

ARO 2011 ESC MOD DEM MAX VER

AREA 7 IACANAL

BUS# X-NAME --X-BASKV ID MW
129 MIR13D 13.800 G4 35.0
130 MIR13F 13.800 G5 17.1
140 GAT6A 6.9000 G1 1.9
140 GAT6A 6.9000 G2 1.9
140 GAT6A 6.9000 G3 1.9
141 GAT6B 6.9000 G4 3.9

MACHINE SUMMARY:

MVAR QMAX QMIN ETERM CURRENT PF MVABASE
3.1 13.0 0.0 1.0100 34.8 0.9861
0.0 8.0 2.0 1.0154 16.8 1.0000
-0.1 2.0 -2.0 1.0100 1.9 0.9889
-0.1 2.0 -2.0 1.0100 1.9 0.9889
-0.1 2.0 -2.0 1.0100 1.9 0.9889
-0.8 3.0 -3.0 1.0100 3.9 0.9770

X T R A N GENTAP ZONE AREA SWING
2 7
2 7
2 7
2 7
2 7

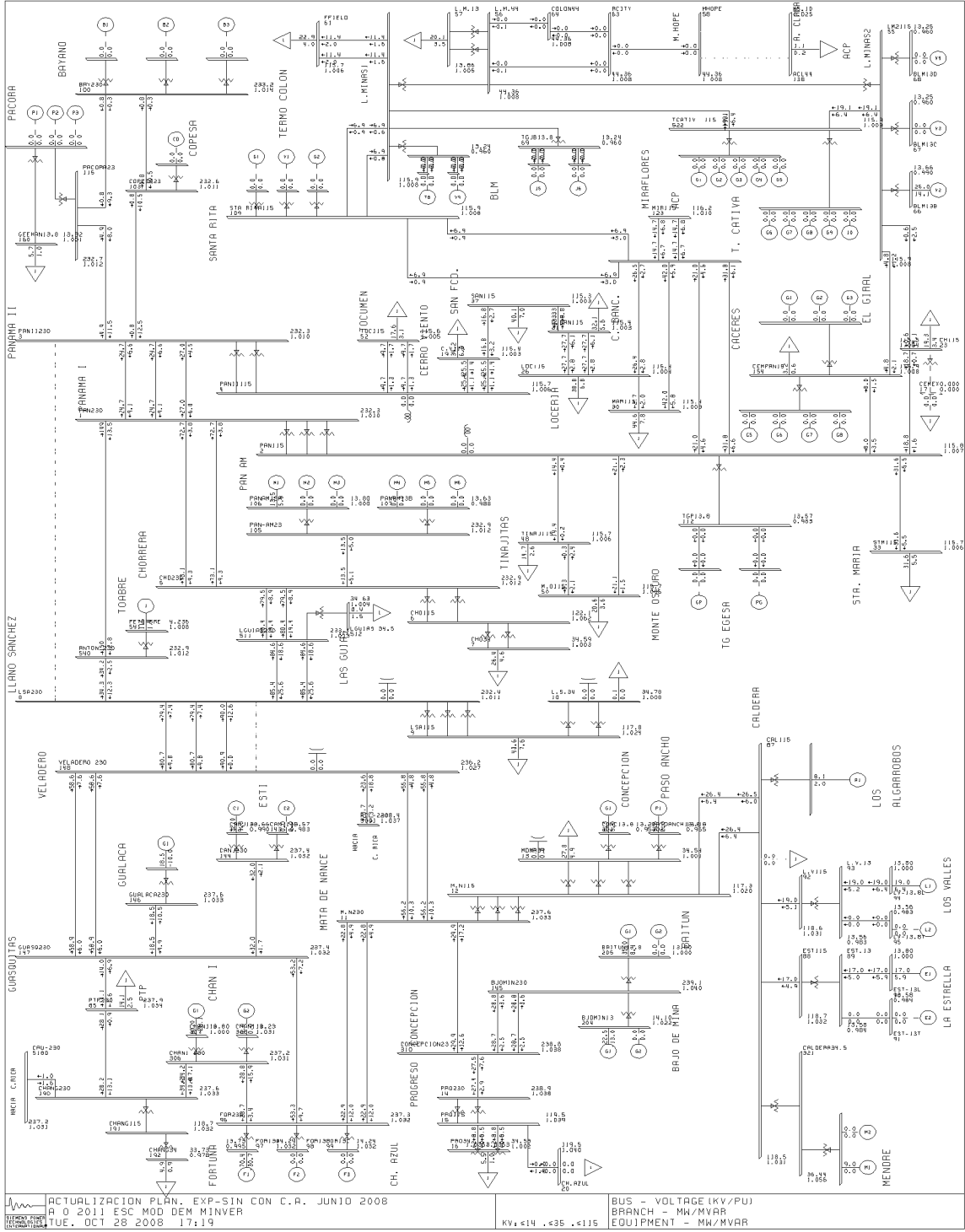
141 GAT6B	6.9000 G5	3.9	-0.8	3.0	-3.0	1.0100	3.9	0.9770	6.2	2	7
141 GAT6B	6.9000 G6	3.9	-0.8	3.0	-3.0	1.0100	3.9	0.9770	6.2	2	7
170 MIR13G	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0288	17.8	0.9281	23.0	2	7
171 MIR13H	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0388	17.6	0.9281	23.0	2	7
171 MIR13H	13.800 M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0388	17.6	0.9281	23.0	2	7
SUBSYSTEM TOTALS		120.5	20.8	71.5	5.5				171.3		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN_EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 ARO 2011 ESC MOD DEM MAX VER

TUE, OCT 28 2008 17:10
 AREA TOTALS
 IN MW/MVAR

X-- AREA	--X	TO BUS SHUNI	TO LINE SHUNI	FROM GENERATION	LOAD	TO BUS SHUNI	TO LINE SHUNI	FROM CHARGING	NET INT	TO NET INT	LOSSES	DESIRE
												NET INT
1	GUATEMAL	0.0	0.0	1347.4	1312.2	-266.2	0.0	412.9	0.0	0.0	35.2	0.0
				29.8	349.5				17.9		341.4	
2	SALVADOR	0.0	0.0	911.8	902.0	-58.1	0.0	219.9	0.0	0.0	9.8	0.0
				100.8	182.3				38.3		158.1	
3	HONDURAS	0.0	0.0	1006.8	985.5	-188.3	0.0	302.9	0.0	0.0	21.4	0.0
				55.6	290.6				-5.3		261.6	
4	NICA	0.0	0.0	538.2	527.1	-98.9	0.0	143.3	0.0	0.0	11.1	0.0
				32.3	224.5				-97.4		147.3	
5	C.RICA	0.0	0.0	1344.9	1324.8	-236.4	0.0	471.1	0.4	19.7	0.0	0.0
				239.2	569.4				18.1		359.2	
6	PANAMA	0.0	0.0	1212.7	1139.0	-61.6	0.0	483.8	36.8	36.9	25.0	25.0
				109.7	199.5				58.3		397.3	
7	ACANAL	0.0	0.0	120.5	44.2	0.0	0.0	0.0	75.1	1.2	50.0	50.0
				20.8	7.7				-4.2		17.2	
9	COLON	0.0	0.0	0.0	112.2	0.0	0.0	0.0	-112.3	0.1	-75.0	-75.0
				0.0	19.7			1.1	-25.6		7.1	
TOTALS		0.0	0.0	6482.5	6347.0	-909.4	0.0	2034.9	0.0	0.0	135.5	0.0
				588.1	1843.2				0.0		1689.2	

**PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DE 2008
AÑO 2011 ESCENARIO MODERADO DEMANDA MÍNIMA VERANO**



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 P.O. 2011 ESC MOD DEN INVER
 TUE. OCT 28 2008 17:19

KV: 115 . 138 . 230 . 345

BUS - VOLTAGE (KV/PU)
 BRANCH - MW/MVAR
 EQUIPMENT - MW/MVAR

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 TUE, OCT 28 2008 17:19
 ARO 2011 ESC MOD DEM MINVER

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	1.0098	232.26	3	PAN1230		230.00	6	1.0102	232.34
5		CHOZ30		230.00		6	1.0125	232.87	8	LSA230		230.00	6	1.0105	232.42
11		M.R230		230.00		6	1.0332	237.64	14	PRO230		230.00	6	1.0385	236.85
85		FIE230		230.00		6	1.0342	237.87	96	FOR230		230.00	6	1.0319	237.34
100		RAY230		230.00		6	1.0138	235.17	103	COFESA23		230.00	6	1.0112	232.58
105		FAN-AM23		230.00		6	1.0125	232.87	115	FACORA23		230.00	6	1.0116	232.68
144		CANU230		230.00		6	1.0324	237.44	145	BUMIN230		230.00	6	1.0398	239.15
146		GUALACA230		230.00		6	1.0330	237.59	147	GVASQ230		230.00	6	1.0323	237.43
148		VELADERO		230230.00		6	1.0268	236.17	190	CHANG230		230.00	6	1.0331	237.62
306		CHANI		230		6	1.0313	237.19	310	CONCEPCION230		230.00	6	1.0384	238.83
511		LGUIAS230		230.00		6	1.0134	235.09	540	ANTON		230	6	1.0124	232.86
6000		FRONTER		230.00		6	1.0383	238.80							

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)

* NONE *

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 TUE, OCT 28 2008 17:19
 ARO 2011 ESC MOD DEM MINVER

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	1.0068	115.78	4	PAN1115		115.00	6	1.0058	115.66
6		CHO115		115.00		6	1.0621	122.14	9	LSA115		115.00	6	1.0243	117.79
12		M.N115		115.00		6	1.0200	117.30	15	PRO115		115.00	6	1.0388	119.46
18		CAC115		115.00		6	1.0067	115.78	19	C.V115		115.00	6	1.0032	115.37
20		CH-AZUL		115.00		6	1.0396	119.55	21	C-BAN115		115.00	6	1.0035	115.40
23		CHI115		115.00		6	1.0044	115.50	26	LOC115		115.00	6	1.0038	115.44
30		MAR115		115.00		6	1.0033	115.38	33	STMI115		115.00	6	1.0061	115.70
37		SANI115		115.00		6	1.0030	115.34	48	TINAJ115		115.00	6	1.0062	115.71
50		M.O115		115.00		6	1.0062	115.72	52	TOC115		115.00	6	1.0048	115.55
54		LM115		115.00		6	1.0076	115.88	55	LM2115		115.00	6	1.0079	115.91
61		FFIELD		115.00		9	1.0063	115.53	87	CAL115		115.00	6	1.0305	118.51
88		EST115		115.00		6	1.0322	118.70	92	L.V115		115.00	6	1.0311	118.58
109		STA.RITA115		115.00		6	1.0078	115.89	133	MIR115		115.00	7	1.0104	118.20
184		CEMPANI15		115.00		6	1.0076	115.87	191	CHANG115		115.00	6	1.0319	118.67
522		TCALIVA		115		6	1.0078	115.89							

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

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

* NONE *

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 ARO 2011 ESC MOD DEM MINVER TUE, OCT 28 2008 17:18

AREA 6 IPANAMA
 BUS# X-- NAME --X BASKV ID MW MVAR QMAX QMIN ETERM CURRENT PF MVABASE X T R A N GENTAP ZONE AREA SWING

66	BLM13B	13.800 V2	25.0	14.1	25.0	0.0	0.9900	29.0	0.8706	47.0				1	6						
90	EST-13L	13.800 E1	17.0	5.9	12.0	-5.0	1.0000	18.0	0.9445	27.0				1	6						
94	LV-13.8L	13.800 L1	19.0	6.4	12.0	-5.0	1.0000	20.0	0.9484	27.0				1	6						
97	F0R13A	13.800 F1	70.4	-30.7	50.0	-50.0	0.9950	77.2	0.9165	111.0				1	6						
106	FANAMI3A	13.800 M1	13.5	5.5	9.0	0.0	1.0000	14.6	0.9257	20.7				1	6						
142	CANU13A	13.800 C1	32.0	4.3	29.0	-29.0	0.9900	32.6	0.9909	69.0				1	6						
151	GUALACA13.8	13.800 G1	18.5	-10.0	10.0	-10.0	1.0221	20.6	0.8797	26.7				1	6						
204	BUMINI13	13.800 G1	22.5	-13.0	13.0	-13.0	1.0216	25.4	0.8659	28.9				1	6						
205	BATUN13.8	13.800 G1	35.0	8.4	26.6	-26.6	1.0000	36.0	0.9723	50.6				1	6						
301	CONCI3.8	13.800 G1	8.3	5.0	5.0	-5.0	0.9567	10.1	0.8566	13.5				1	6						
302	PASOANCH13.8	13.800 P1	3.6	2.0	2.0	-2.0	0.9548	4.3	0.8742	6.2				1	6						
304	ALGAL3.8	13.800 A1	8.1	2.0	2.0	0.0	0.9826	8.5	0.9708	13.5				1	6						
307	CHANI A	13.800 G1	63.0	-28.1	50.0	-50.0	1.0000	69.0	0.9133	118.6				1	6						
317	MENDRE13.8	13.800 M1	9.0	0.0	0.0	0.0	1.1030	8.1	1.0000	35.3				1	6						
541	FETOABRE	4.2000 1	116.3	1.4	1.4	1.4	1.0085	115.3	0.9899	136.0				1	6						
SUBSYSTEM TOTALS											461.1	-26.8	247.0	-194.3						731.0	

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 ARO 2011 ESC MOD DEM MINVER TUE, OCT 28 2008 17:18

AREA 7 JACANAL
 BUS# X-- NAME --X BASKV ID MW MVAR QMAX QMIN ETERM CURRENT PF MVABASE X T R A N GENTAP ZONE AREA SWING

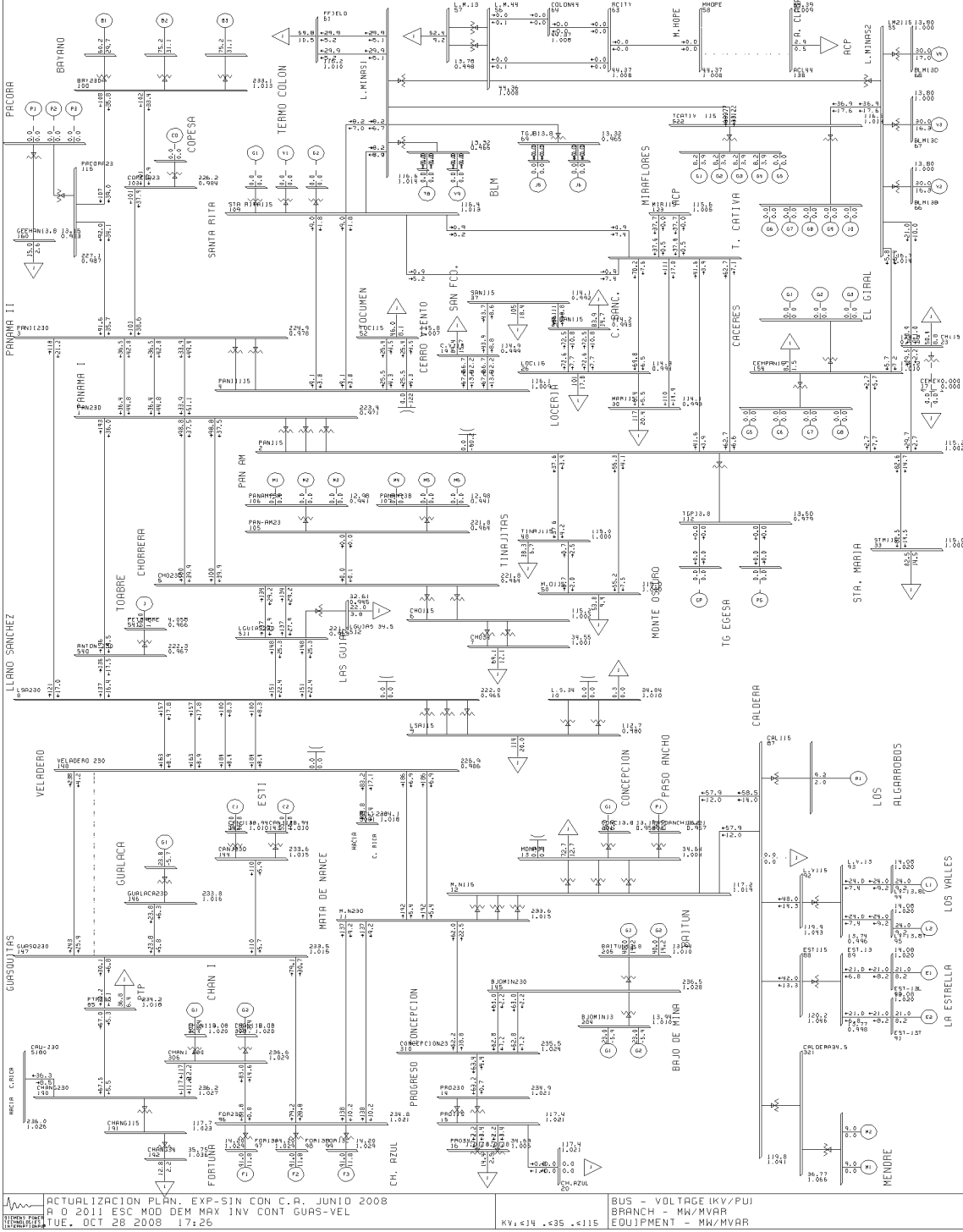
170	MIR13G	13.800 M1	15.5	6.8	11.2	6.8	1.0430	16.2	0.9150	23.0				2	7						
171	MIR13H	13.800 M1	15.5	6.8	11.2	6.8	1.0521	16.1	0.9149	23.0				2	7						
171	MIR13H	13.800 M2	15.5	6.8	11.2	6.8	1.0521	16.1	0.9149	23.0				2	7						
SUBSYSTEM TOTALS											46.4	20.5	33.5	20.5						69.1	

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 ARO 2011 ESC MOD DEM MINVER TUE, OCT 28 2008 17:18

X-- AREA	--X GENERATION	LOAD	TO BUS SHUNI	TO LINE SHUNI	CHARGING	FROM NET INT	TO LOSSES	DESIRED NET INT
1	GUATEMAL	1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0
		29.8	349.5	-266.2	0.0	412.9	17.9	341.4
2	SALVADOR	911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	9.8	0.0
		100.8	182.3	-58.1	0.0	219.9	38.3	158.1

3		1006.8	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	21.4	0.0
	HONDURAS	55.6	290.6	-188.3	0.0	302.9	-5.3	261.6			
4		538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0		
	NICA	32.2	224.5	-98.9	0.0	143.3	-97.4	147.3			
5		1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.7	19.4	0.0		
	C.RICA	239.0	569.4	-236.4	0.0	471.1	19.6	357.5			
6		461.1	435.6	0.0	0.0	0.0	12.8	12.8	25.0		
	PANAMA	-26.8	76.3	185.0	0.0	439.8	21.0	130.7			
7		46.4	16.9	0.0	0.0	0.0	29.4	0.1	50.0		
	ACANAL	20.5	3.0	0.0	0.0	0.0	13.4	4.1			
9		0.0	42.9	0.0	0.0	0.0	-42.9	0.0	-75.0		
	COLON	0.0	7.5	0.0	0.0	1.1	-7.5	1.0			
	TOTALS	5656.8	5547.0	0.0	0.0	0.0	0.0	109.8	0.0		
		451.0	1703.1	-663.0	0.0	1990.9	0.0	1401.8			

**PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DE 2008
AÑO 2011 ESCENARIO MODERADO DEMANDA MÁXIMA INVIERNO
CONTINGENCIA GUASQUITAS-VELADERO**



TUE, OCT 28 2008 17:25

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONT GUAS-VEL

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
11	M	N230		230.00		6	1.0155 233.56
85	F	IEZ30		230.00		6	1.0184 234.23
100	B	AY230		230.00		6	1.0133 233.07
145	B	UOMIN230		230.00		6	1.0284 236.53
147	G	UASQ230		230.00		6	1.0154 233.53
306	C	HANI 230		230.00		6	1.0285 236.56
6000	F	FRONTER		230.00		6	1.0208 234.78

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	P	AN230		230.00		6	0.9713 223.40
5	C	HQ230		230.00		6	0.9643 221.78
103	C	OPESA23		230.00		6	0.9836 226.22
115	F	ACORA23		230.00		6	0.9873 227.08
511	L	GUAS230		230.00		6	0.9626 221.40

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONT GUAS-VEL

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	P	AN115		115.00		6	1.0020 115.23
6	C	H0115		115.00		6	1.0018 115.20
15	P	RO115		115.00		6	1.0205 117.36
20	C	H.AZUL		115.00		6	1.0213 117.44
52	T	OC115		115.00		6	1.0067 115.77
55	L	M2115		115.00		6	1.0144 116.66
87	C	AL115		115.00		6	1.0414 119.76
92	L	M115		115.00		7	1.0050 115.58
123	M	IR115		115.00		6	1.0050 115.58
191	C	HANG115		115.00		6	1.0235 117.70

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
9	L	SA115		115.00		6	0.9802 112.72
21	C	BAN115		115.00		6	0.9820 114.72
26	L	OC115		115.00		6	0.9829 114.30
57	S	AN115		115.00		6	0.9823 114.11
50	M	OL115		115.00		6	0.9998 114.86

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONT GUAS-VEL

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
14	F	RO230		230.00		6	1.0214 234.93
96	F	ORZ30		230.00		6	1.0210 234.84
144	C	AN230		230.00		6	1.0155 233.56
146	G	ALACA230		230.00		6	1.0165 233.78
190	C	HANG230		230.00		6	1.0270 236.22
310	C	CONCEPCION230		230.00		6	1.0237 235.45

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	P	AN1230		230.00		6	0.9779 224.92
8	L	SA230		230.00		6	0.9654 222.04
105	F	PAN-AM23		230.00		6	0.9643 221.78
148	V	ELADERO 230		230.00		6	0.9864 226.86
540	A	ANTON 230		230.00		6	0.9665 222.30

TUE, OCT 28 2008 17:25

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONT GUAS-VEL

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	P	AN1115		115.00		6	1.0093 116.07
12	M	N115		115.00		6	1.0190 117.19
18	C	AC115		115.00		6	1.0016 115.19
33	S	IM115		115.00		6	1.0002 115.02
54	L	M1115		115.00		6	1.0137 116.57
61	F	FIELD		115.00		9	1.0101 116.16
88	E	ST115		115.00		6	1.0456 120.25
109	S	TA RITAL15		115.00		6	1.0125 116.44
154	C	CEPAN15		115.00		6	1.0101 116.16
522	T	CRATIVA 115		115.00		6	1.0142 116.63

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
23	C	H115		115.00		6	0.9987 114.85
20	M	R115		115.00		6	0.9925 114.14
48	T	INAJ115		115.00		6	0.9997 114.96

TUE, OCT 28 2008 17:25

AREA 6 [PANAMA
BUS# X-- NAME --X BASKV ID MW MVAR QMAX QMIN ETEROM CURRENT FF MVBASE X T R A N GENTAP ZONE AREA SWING

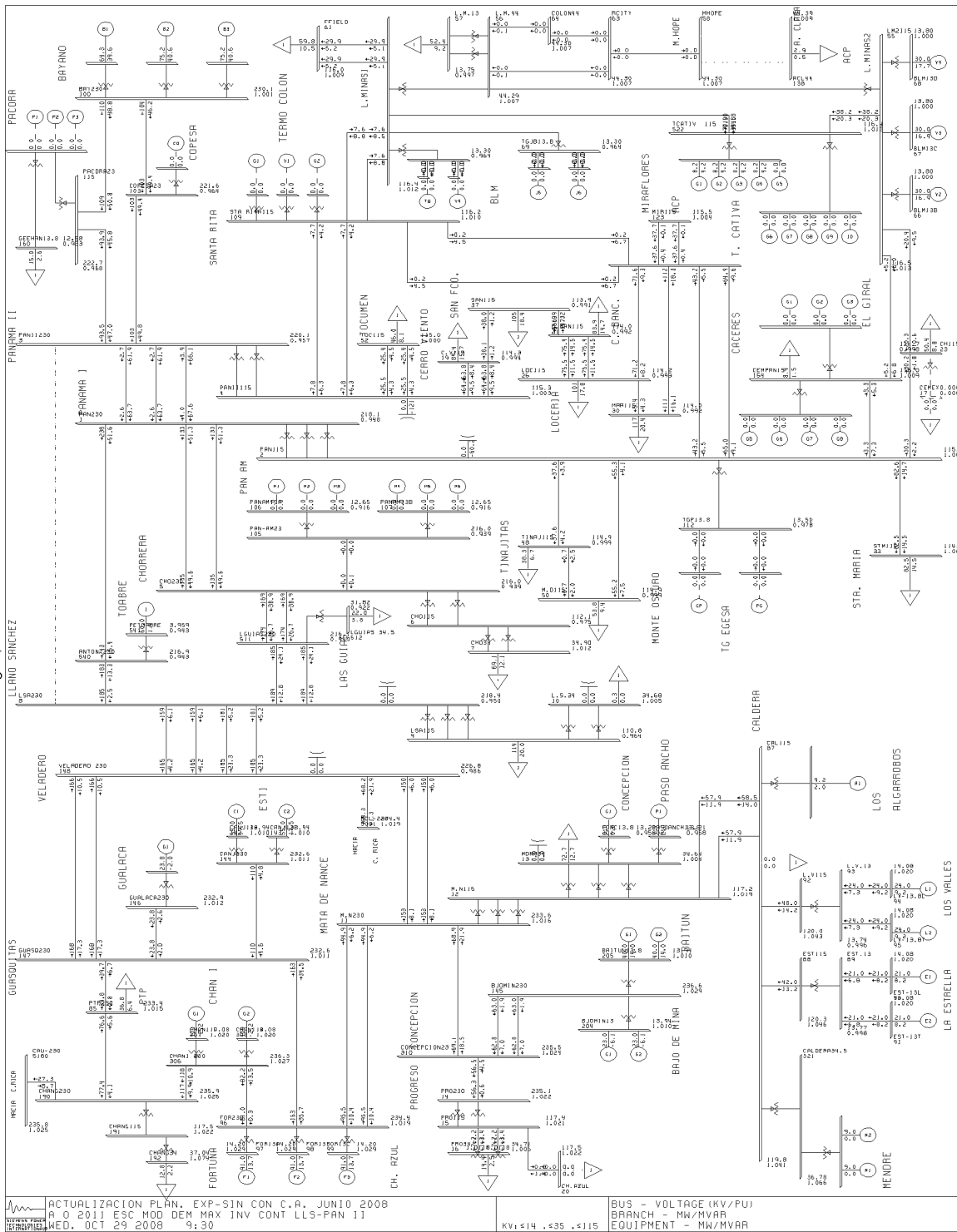
66	BLM13B	13.800 V2	30.0	16.3	25.0	0.0	0.0	1.0000	34.1	0.8792	47.0	1	6
67	BLM13C	13.800 V3	30.0	16.3	25.0	0.0	0.0	1.0000	34.1	0.8762	47.0	1	6
68	BLM13D	13.800 V4	30.0	17.0	25.0	0.0	0.0	1.0000	34.5	0.8701	47.0	1	6
90	EST-13I	13.800 E1	21.0	8.2	12.0	-5.0	1.0200	22.1	0.9310	27.0	1	6	
91	EST-13J	13.800 E2	21.0	8.2	12.0	-5.0	1.0200	22.1	0.9310	27.0	1	6	
94	LV-13.8L	13.800 L1	24.0	9.2	12.0	-5.0	1.0200	23.2	0.9339	27.0	1	6	
95	LV-13.8I	13.800 L2	24.0	9.2	12.0	-5.0	1.0200	23.2	0.9339	27.0	1	6	
97	FOR13A	13.800 F1	91.0	11.8	50.0	-50.0	1.0250	89.2	0.9917	111.0	1	6	
98	FOR13B	13.800 F2	91.0	11.8	50.0	-50.0	1.0250	89.2	0.9917	111.0	1	6	
99	FOR13C	13.800 F3	91.0	11.8	50.0	-50.0	1.0250	89.2	0.9917	111.0	1	6	
101	EAV13A	13.800 E1	60.2	29.7	50.0	-25.0	1.0000	67.1	0.8966	96.0	1	6	
102	EAV13B	13.800 E2	75.2	31.1	50.0	-25.0	1.0000	81.3	0.9242	100.0	1	6	
108	EAV13C	13.800 E3	75.2	31.1	50.0	-25.0	1.0000	81.3	0.9242	100.0	1	6	
142	CANT13A	13.800 C1	55.0	16.8	29.0	-29.0	1.0100	57.0	0.9562	69.0	1	6	
143	CANT13B	13.800 C2	55.0	16.8	29.0	-29.0	1.0100	57.0	0.9562	69.0	1	6	
151	GUALACA13.8	13.800 G1	23.8	-5.7	10.0	-10.0	1.0100	24.2	0.9727	26.7	1	6	
204	BJOMINI3	13.800 G1	23.0	-5.9	13.0	-13.0	1.0100	23.5	0.9682	28.9	1	6	
204	BJOMINI3	13.800 G2	23.0	-5.9	13.0	-13.0	1.0100	23.5	0.9682	28.9	1	6	
205	BAITUN13.8	13.800 G1	40.0	14.2	26.6	-26.6	1.0100	42.0	0.9427	50.6	1	6	
205	BAITUN13.8	13.800 G2	40.0	14.2	26.6	-26.6	1.0100	42.0	0.9427	50.6	1	6	
302	PASOANCH13.8	13.800 F1	4.7	2.0	2.0	-2.0	0.99574	5.4	0.9216	6.2	1	6	
304	ALGAL13.8	13.800 A1	9.2	2.0	2.0	-2.0	0.99574	9.5	0.9772	13.5	1	6	
307	CHANI A	13.800 G1	100.0	-3.4	50.0	-50.0	1.0200	98.1	0.9894	118.6	1	6	
308	CHANI B	13.800 G2	100.0	-3.4	50.0	-50.0	1.0200	98.1	0.9894	118.6	1	6	
317	MENDREL13.8	13.800 M1	9.0	0.0	0.0	0.0	1.1186	8.0	1.0000	35.3	1	6	
317	MENDREL13.8	13.800 M2	9.0	0.0	0.0	0.0	1.1186	8.0	1.0000	35.3	1	6	
523	TCATIIVA 13A	13.800 G1	8.2	3.9	6.6	-6.6	0.9900	9.2	0.9014	10.9	1	6	
523	TCATIIVA 13A	13.800 G2	8.2	3.9	6.6	-6.6	0.9900	9.2	0.9014	10.9	1	6	
523	TCATIIVA 13A	13.800 G3	8.2	3.9	6.6	-6.6	0.9900	9.2	0.9014	10.9	1	6	
523	TCATIIVA 13A	13.800 G4	8.2	3.9	6.6	-6.6	0.9900	9.2	0.9014	10.9	1	6	
541	PETOABRE	4.2000 1	60.0	1.4	1.4	-1.4	0.9662	62.1	0.9897	136.0	1	6	
SUBSYSTEM TOTALS			1248.0	270.5	701.9	-519.1				1705.0			

TUE, OCT 28 2008 17:25

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 ARO 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONT GUAS-VEL

AREA 7 [ACANAL		J MACHINE SUMMARY:		MVAR		QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING	
BUS#	X-- NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
129	MIR13D		13.800	G4	35.0	5.5	15.0	0.0	1.0100	35.1	0.9877	44.1			2	7	
130	MIR13F		13.800	G5	17.1	0.3	8.0	0.0	1.0100	16.9	0.9899	27.7			2	7	
140	GAT6A		6.9000	G1	1.9	0.0	2.0	-2.0	1.0100	1.9	0.9899	4.1			2	7	
140	GAT6A		6.9000	G2	1.9	0.0	2.0	-2.0	1.0100	1.9	0.9899	4.1			2	7	
140	GAT6A		6.9000	G3	1.9	0.0	2.0	-2.0	1.0100	1.9	0.9899	4.1			2	7	
141	GAT6B		6.9000	G4	3.9	-0.7	3.0	-3.0	1.0100	3.9	0.9827	5.6			2	7	
141	GAT6B		6.9000	G5	3.9	-0.7	3.0	-3.0	1.0100	3.9	0.9827	5.6			2	7	
141	GAT6B		6.9000	G6	3.9	-0.7	3.0	-3.0	1.0100	3.9	0.9827	5.6			2	7	
170	MIR13G		13.800	M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0259	17.9	0.9881	23.0			2	7	
171	MIR13H		13.800	M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0329	17.7	0.9881	23.0			2	7	
171	MIR13H		13.800	M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0329	17.7	0.9881	23.0			2	7	
SUBSYSTEM TOTALS					120.5	24.2	71.5	5.5		17.7	0.9881	171.5			2	7	

**PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DE 2008
AÑO 2011 ESCENARIO MODERADO DEMANDA MÁXIMA INVIERNO
CONTINGENCIA LLANO SÁNCHEZ-PANAMÁ II**



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 P O 2011 FSC MOD DEN MAX INV COM LLS-FAN 11
 MED. OCT 29 2008 9:30

KV < 14, < 35, < 115

BUS - VOLTAGE (KV/PU)
 TRANSFORMER - MW/MVAR
 EQUIPMENT - MW/MVAR

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN_EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 WED, OCT 29 2008 9:17

ARG 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONT LLS-PAN II

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
11	M	N230		230.00		6	1.0157 233.61
85	F	IEZ30		230.00		6	1.0150 233.44
100	B	AY230		230.00		6	1.0006 230.13
145	B	UOMIN230		230.00		6	1.0287 236.61
147	G	UASQ230		230.00		6	1.0112 232.58
306	C	HANI 230		230.00		6	1.0273 236.28
6000	F	FRONTER		230.00		6	1.0216 234.97

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	P	AN230		230.00		6	0.9484 218.13
5	C	HQ230		230.00		6	0.9393 216.04
103	C	OPESA23		230.00		6	0.9637 221.64
115	F	ACORA23		230.00		6	0.9684 222.74
511	L	GUIAS230		230.00		6	0.9398 216.15

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN_EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 WED, OCT 29 2008 9:17

ARG 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONT LLS-PAN II

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
12	P	AN115		115.00		6	1.0014 115.16
18	C	AC115		115.00		6	1.0192 117.20
54	L	MI115		115.00		6	1.0010 115.11
61	F	FIELD		115.00		9	1.0021 116.39
88	E	ST115		115.00		9	1.0085 115.88
109	S	TA RTA115		115.00		6	1.0457 120.26
154	C	EMPA115		115.00		6	1.0105 116.20
522	T	CAIIVA 115		115.00		6	1.0126 116.45

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6	C	H0115		115.00		6	0.9751 112.14
19	C	V115		115.00		6	0.9941 114.32
23	C	H115		115.00		6	0.9977 114.73
30	M	AR115		115.00		6	0.9916 114.03
37	S	AN115		115.00		6	0.9906 113.91
50	M	O115		115.00		6	0.9892 114.91

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN_EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 WED, OCT 29 2008 9:17

ARG 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONT LLS-PAN II

AREA 6 [PANAMA J MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR
66	B	LM13B		13.800	V2	30.0	16.9

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN_EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 WED, OCT 29 2008 9:17

ARG 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONT LLS-PAN II

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
14	F	RO230		230.00		6	1.0222 235.10
96	F	OR230		230.00		6	1.0190 234.38
144	C	AN230		230.00		6	1.0114 232.62
148	G	UALACA230		230.00		6	1.0124 232.86
190	C	HANG230		230.00		6	1.0256 235.88
310	C	CONCEPCION230.00		230.00		6	1.0241 235.54

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	P	AN11230		230.00		6	0.9567 220.05
8	L	SA230		230.00		6	0.9497 218.44
105	F	PAN-AM23		230.00		6	0.9393 216.04
148	V	ELADERO 230230.00		230.00		6	0.9861 226.79
540	A	ANTON 230		230.00		6	0.9430 216.88

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN_EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 WED, OCT 29 2008 9:17

ARG 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONT LLS-PAN II

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	P	AN11115		115.00		6	1.0027 115.31
15	E	PRO115		115.00		6	1.0212 117.44
20	C	H.AZUL		115.00		6	1.0220 117.53
55	L	M2115		115.00		6	1.0129 116.48
87	C	AL115		115.00		6	1.0415 119.77
92	L	V115		115.00		6	1.0431 119.96
123	M	IR115		115.00		7	1.0044 115.51
191	C	HANG115		115.00		6	1.0220 117.53

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
9	L	SA115		115.00		6	0.9639 110.85
21	C	BAN115		115.00		6	0.9916 114.04
26	L	OC115		115.00		6	0.9927 114.16
33	S	TM115		115.00		6	0.9996 114.95
48	T	INAJ115		115.00		6	0.9991 114.89
52	T	OC115		115.00		6	1.0000 115.00

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN_EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 WED, OCT 29 2008 9:17

ARG 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONT LLS-PAN II

AREA 6 [PANAMA J MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
66	B	LM13B		13.800	V2	30.0	16.9

QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE
25.0	0.0	1.0000	34.4	0.8709	47.0

X T R A N GENTAP ZONE AREA SWING

1 6

67	BLM13C	13.800 V3	30.0	16.9	25.0	0.0	0.0	1.0000	34.4	0.8709	47.0	1	6
68	BLM13D	13.800 V4	30.0	17.7	25.0	0.0	0.0	1.0000	34.8	0.8613	47.0	1	6
90	EST-13I	13.800 E1	21.0	8.2	12.0	-5.0	1.0200	22.1	0.9314	27.0	27.0	1	6
91	EST-13T	13.800 E2	21.0	9.2	12.0	-5.0	1.0200	22.1	0.9314	27.0	27.0	1	6
94	LV-13.8L	13.800 L1	24.0	9.2	12.0	-5.0	1.0200	23.2	0.9337	27.0	27.0	1	6
97	LV-13.8I	13.800 L2	24.0	9.2	12.0	-5.0	1.0200	23.2	0.9337	27.0	27.0	1	6
98	FOR13A	13.800 F1	31.0	13.7	50.0	-50.0	1.0250	89.4	0.9889	111.0	111.0	1	6
98	FOR13B	13.800 F2	31.0	13.7	50.0	-50.0	1.0250	89.4	0.9889	111.0	111.0	1	6
99	FOR13C	13.800 F3	31.0	13.7	50.0	-50.0	1.0250	89.4	0.9889	111.0	111.0	1	6
101	BAI13A	13.800 B1	64.5	39.6	50.0	-25.0	1.0000	75.6	0.8514	96.0	96.0	1	6
102	BAI13B	13.800 B2	75.2	40.6	50.0	-25.0	1.0000	85.4	0.8796	96.0	96.0	1	6
108	BAI13C	13.800 B3	75.2	40.6	50.0	-25.0	1.0000	85.4	0.8796	96.0	96.0	1	6
142	CANI13A	13.800 C1	55.0	17.5	29.0	-29.0	1.0100	57.2	0.9528	69.0	69.0	1	6
143	CANI13B	13.800 C2	55.0	17.5	29.0	-29.0	1.0100	57.2	0.9528	69.0	69.0	1	6
151	GUALACA13.8	13.800 G1	23.8	-2.0	10.0	-10.0	1.0100	23.6	0.9669	28.9	28.9	1	6
204	BUOMINI13	13.800 G1	23.0	-6.1	13.0	-13.0	1.0100	23.6	0.9669	28.9	28.9	1	6
205	BAIUN13.8	13.800 G2	23.0	-6.1	13.0	-13.0	1.0100	23.6	0.9669	28.9	28.9	1	6
205	BAIUN13.8	13.800 G1	40.0	14.0	26.6	-26.6	1.0100	42.0	0.9437	50.6	50.6	1	6
205	BAIUN13.8	13.800 G2	40.0	14.0	26.6	-26.6	1.0100	42.0	0.9437	50.6	50.6	1	6
302	PASOANCH13.8	13.800 F1	4.7	2.0	2.0	-2.0	0.9575	5.4	0.9216	6.2	6.2	1	6
304	ALGAI3.8	13.800 A1	9.2	2.0	2.0	0.0	0.9931	9.5	0.9772	13.5	13.5	1	6
307	CHANI A	13.800 G1	100.0	-2.2	50.0	-50.0	1.0200	98.1	0.9998	118.6	118.6	1	6
308	CHANI B	13.800 G2	100.0	-2.2	50.0	-50.0	1.0200	98.1	0.9998	118.6	118.6	1	6
317	MENDRE13.8	13.800 M1	9.0	0.0	0.0	0.0	1.1187	8.0	1.0000	35.3	35.3	1	6
317	MENDRE13.8	13.800 M2	9.0	0.0	0.0	0.0	1.1187	8.0	1.0000	35.3	35.3	1	6
523	TCATIIVA 13A	13.800 G1	8.2	4.2	6.6	-6.6	0.9900	9.3	0.8913	10.9	10.9	1	6
523	TCATIIVA 13A	13.800 G2	8.2	4.2	6.6	-6.6	0.9900	9.3	0.8913	10.9	10.9	1	6
523	TCATIIVA 13A	13.800 G3	8.2	4.2	6.6	-6.6	0.9900	9.3	0.8913	10.9	10.9	1	6
523	TCATIIVA 13A	13.800 G4	8.2	4.2	6.6	-6.6	0.9900	9.3	0.8913	10.9	10.9	1	6
541	PETOABRE	4.2000 1	60.0	1.4	1.4	1.4	0.9426	63.7	0.9897	136.0	136.0	1	6
SUBSYSTEM TOTALS			1252.2	315.0	701.9	-519.1					1705.0		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E

ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008

ARO 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONT LLS-PAN II

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
129	MIR13D	13.800 G4	35.0	5.6	15.0	0.0	1.0100	35.1	0.9873	44.1			2	7	
130	MIR13F	13.800 G5	17.1	0.4	8.0	0.0	1.0100	16.9	0.9897	27.7			2	7	
140	GAT6A	6.9000 G1	1.9	0.0	2.0	-2.0	1.0100	1.9	0.9899	4.1			2	7	
140	GAT6A	6.9000 G2	1.9	0.0	2.0	-2.0	1.0100	1.9	0.9899	4.1			2	7	
140	GAT6B	6.9000 G3	1.9	0.0	2.0	-2.0	1.0100	1.9	0.9899	4.1			2	7	
141	GAT6B	6.9000 G4	3.9	-0.7	3.0	-3.0	1.0100	3.9	0.9830	5.6			2	7	
141	GAT6B	6.9000 G5	3.9	-0.7	3.0	-3.0	1.0100	3.9	0.9830	5.6			2	7	
141	GAT6B	6.9000 G6	3.9	-0.7	3.0	-3.0	1.0100	3.9	0.9830	5.6			2	7	
170	MIR13C	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0236	17.9	0.9881	23.0			2	7	
171	MIR13H	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0327	17.7	0.9681	23.0			2	7	
171	MIR13H	13.800 M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0327	17.7	0.9681	23.0			2	7	
SUBSYSTEM TOTALS			120.5	24.4	71.5	5.5				171.3			2	7	

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 AÑO 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONI LLS-PAN II

WED, OCT 29 2008 9:19
 AREA TOTALS
 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENERATION	TO BUS LOAD	TO SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	TO LOSSES	TO DESIRED NET INT
1	1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0
GUATEMAL	29.8	349.5	-266.2	0.0	412.9	17.9	341.4	
2	911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.8	0.0
SALVADOR	100.8	182.3	-58.1	0.0	219.9	38.4	158.1	

3	1006.8	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	21.4	0.0
HONDURAS	55.8	290.6	-188.3	0.0	302.8	-5.2	261.6		
4	538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0	
NICA	32.9	224.5	-98.9	0.0	143.2	-96.9	147.4		
5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.3	19.8	0.0	
C.RICA	263.3	569.4	-236.9	0.0	488.3	38.8	360.4		
6	1252.2	1139.0	0.0	0.0	0.0	36.9	76.2	25.0	
PANAMA	315.0	199.5	-180.8	0.0	432.7	33.6	695.4		
7	120.5	44.2	0.0	0.0	0.0	75.1	1.2	50.0	
ACANAL	24.4	7.7	0.0	0.0	0.0	-0.8	17.5		
9	0.0	112.2	0.0	0.0	0.0	-112.3	0.1	-75.0	
COLON	0.0	19.7	0.0	0.0	1.1	-25.7	7.1		
TOTALS	6522.0	6347.0	0.0	0.0	0.0	0.0	175.0	0.0	
	821.9	1843.2	-1029.1	0.0	1981.0	0.0	1988.8		

**PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DE 2008
AÑO 2011 ESCENARIO MODERADO DEMANDA MÁXIMA INVIERNO
CONTINGENCIA FORTUNA-GUASQUITAS**

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 ARO 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONT FOR-GUAS WED, OCT 29 2008 9:40

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	R230		230.00		6	1.0223	235.12	14	PRO230		230.00		6	1.0260	235.98
85	F	IE230		230.00		6	1.0096	232.20	96	FOR230		230.00		6	1.0236	236.82
100	B	AY230		230.00		6	1.0164	235.78	144	CAN230		230.00		6	1.0059	231.36
145	B	UOMIN230		230.00		6	1.0325	237.47	146	GUALACA230		230.00		6	1.0071	231.63
147	G	UASQ230		230.00		6	1.0057	231.31	190	CHANG230		230.00		6	1.0246	235.66
306	C	HANI 230		230.00		6	1.0281	236.47	310	CONCEPCION230.00		230.00		6	1.0286	236.58
6000	F	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	P	AN230		230.00		6	0.9761	224.51	3	PANII230		230.00		6	0.9831	226.10
5	C	HQ230		230.00		6	0.9699	223.08	8	LSA230		230.00		6	0.9731	223.82
103	C	OPESA23		230.00		6	0.9884	227.33	105	PAN-AM23		230.00		6	0.9699	223.08
115	F	ACORA23		230.00		6	0.9919	228.13	148	VELADERO		230230.00		6	0.9948	228.81
511	L	GUIAS230		230.00		6	0.9696	223.00	540	ANTON 230		230.00		6	0.9732	223.84

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 ARO 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONT FOR-GUAS WED, OCT 29 2008 9:40

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	P	AN115		115.00		6	1.0051	115.59	4	PANII115		115.00		6	1.0061	115.70
6	C	HQ115		115.00		6	1.0078	115.90	12	M.N115		115.00		6	1.0242	117.78
15	P	RO115		115.00		6	1.0251	117.88	18	CAC115		115.00		6	1.0047	115.54
20	C	H.AZUL		115.00		6	1.0258	117.97	23	CH115		115.00		6	1.0008	115.09
33	S	TMI115		115.00		6	1.0033	115.38	48	TINAJ115		115.00		6	1.0028	115.32
50	M	O115		115.00		6	1.0029	115.34	52	TOC115		115.00		6	1.0034	115.39
54	L	M115		115.00		6	1.0144	116.65	55	LM2115		115.00		6	1.0151	116.74
61	F	FIELD		115.00		9	1.0108	116.24	87	CAL115		115.00		6	1.0448	120.15
88	E	ST115		115.00		6	1.0487	120.60	92	L.V115		115.00		6	1.0463	120.33
109	S	TAR115		115.00		6	1.0130	116.50	123	MIR115		115.00		7	1.0079	115.90
154	C	EMPAN15		115.00		6	1.0115	116.32	191	CHANG115		115.00		6	1.0210	117.41
522	T	CATIVÁ 115		115.00		6	1.0149	116.71								

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	
9	L	SAL15		115.00		6	0.9862	113.64	29	C.V115		115.00		6	0.9976	114.73
21	C	BAN115		115.00		6	0.9953	114.46	26	LOC115		115.00		6	0.9964	114.59
30	M	AR115		115.00		6	0.9953	114.46	37	SAN115		115.00		6	0.9942	114.34

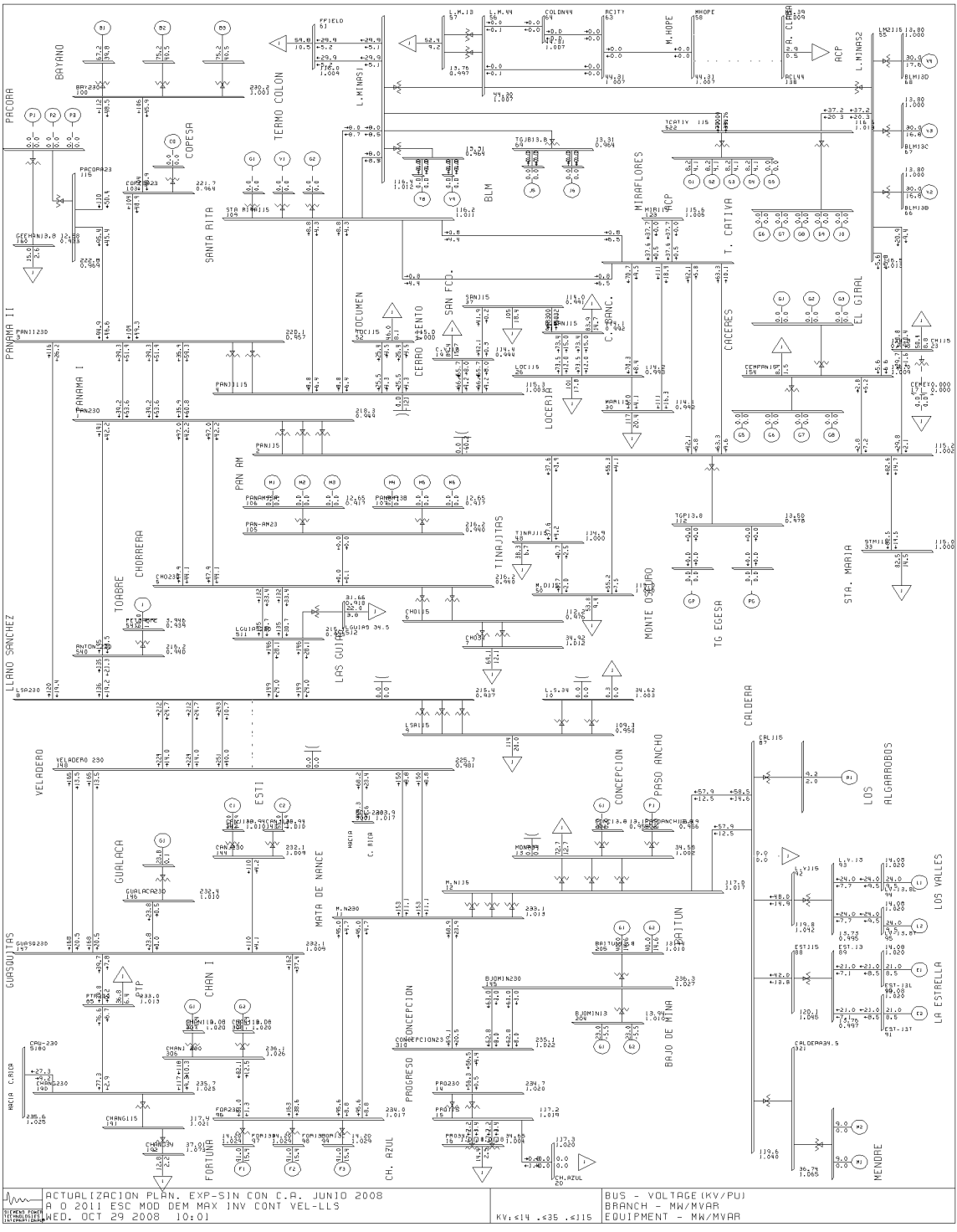
141 GAT6B	6.9000 G5	3.9	-0.8	3.0	-3.0	1.0100	3.9	0.9814	2	7
141 GAT6B	6.9000 G6	3.9	-0.8	3.0	-3.0	1.0100	3.9	0.9814	2	7
170 MIR13G	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0283	17.9	0.9381	2	7
171 MIR13H	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0344	17.7	0.9381	2	7
171 MIR13H	13.800 M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0344	17.7	0.9381	2	7
SUBSYSTEM TOTALS	120.5	23.1	71.5	5.3			171.3			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 WED, OCT 29 2008 9:40
 AREA TOTALS
 IN MW/MVAR

X-- AREA	FROM GENERATION	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INI	LOSSES	DESIRE NET INI
1 GUATEMAL	1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0
	29.8	349.5	-266.2	0.0	412.9	17.9	341.4
2 SALVADOR	911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	9.8	0.0
	100.8	182.3	-58.1	0.0	219.9	38.4	158.1
3	1006.8	985.5	0.0	0.0	0.0	21.4	0.0

HONDURAS	55.7	290.6	-188.3	0.0	302.8	-5.2	261.6	
4	538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0
NICA	32.8	224.5	-98.9	0.0	143.2	-97.0	147.4	
5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.4	18.7	0.0
C.RICA	260.1	569.4	-237.1	0.0	488.8	37.0	359.5	
6	1246.9	1139.0	0.0	0.0	0.0	36.8	71.1	25.0
PANAMA	240.7	199.5	-182.1	0.0	485.0	36.7	651.5	
7	120.5	44.2	0.0	0.0	0.0	75.1	1.2	50.0
ACANAL	23.1	7.7	0.0	0.0	0.0	-2.0	17.4	
9	0.0	112.2	0.0	0.0	0.0	-112.3	0.1	-75.0
COLON	0.0	19.7	0.0	0.0	1.1	-25.7	7.2	
TOTALS	6516.6	6347.0	0.0	0.0	2013.7	0.0	169.6	0.0
	742.9	1843.2	-1030.6	0.0	2013.7	0.0	1943.9	

**PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DE 2008
AÑO 2011 ESCENARIO MODERADO DEMANDA MÁXIMA INVIERNO
CONTINGENCIA VELADERO-LLANO SÁNCHEZ**



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E

ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 WED, OCT 29 2008 9:59

ARO 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONTI VEL--LLS

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
11	M	N230		230.00		6	1.0134 233.07
85	F	IEZ30		230.00		6	1.0131 233.02
100	B	AY230		230.00		6	1.0007 230.16
145	B	UOMINZ30		230.00		6	1.0272 236.26
147	G	UASQZ30		230.00		6	1.0090 232.06
306	C	HANI 230		230.00		6	1.0265 236.09
6000	F	FRONTER		230.00		6	1.0198 234.54

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	P	AN230		230.00		6	0.9489 218.25
5	C	HQ230		230.00		6	0.9399 216.18
103	C	OPESA23		230.00		6	0.9639 221.69
115	F	ACORA23		230.00		6	0.9686 222.78
511	L	GUIAS230		230.00		6	0.9352 215.10

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E

ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 WED, OCT 29 2008 10:00

ARO 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONTI VEL--LLS

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	P	AN115		115.00		6	1.0018 115.21
12	M	N115		115.00		6	1.0174 117.00
18	C	AC115		115.00		6	1.0014 115.16
52	T	OC115		115.00		6	1.0004 115.04
55	L	M2115		115.00		6	1.0132 116.51
87	C	AL115		115.00		6	1.0403 119.63
92	L	V115		115.00		6	1.0420 119.83
123	M	IR115		115.00		7	1.0048 115.55
191	C	HANG115		115.00		6	1.0210 117.42

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6	C	HO115		115.00		6	0.9758 112.22
19	C	H115		115.00		6	0.9875 114.37
23	C	H115		115.00		6	0.9820 114.77
30	M	AR115		115.00		6	0.9820 114.68
37	S	AN115		115.00		6	0.9810 113.86
50	M	OL115		115.00		6	0.9996 114.86

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E

ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 WED, OCT 29 2008 9:59

ARO 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONTI VEL--LLS

AREA 6 [PANAMA

BUS# X-- NAME --X BASKV ID MW MVAR QMAX QMIN ETEROM CURRENT FF MVBASE X T R A N GENTAP ZONE AREA SWING

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
14	F	RO230		230.00		6	1.0203 234.68
96	F	OR230		230.00		6	1.0172 233.96
144	C	AN230		230.00		6	1.0091 232.10
146	G	ALACA230		230.00		6	1.0102 232.35
190	C	HANG230		230.00		6	1.0246 235.66
310	C	CONCEPCION230.00		230.00		6	1.0223 235.13

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	P	AN11230		230.00		6	0.9570 220.10
8	L	SA230		230.00		6	0.9367 215.44
105	F	PAN-AM23		230.00		6	0.9399 216.18
148	V	ELADERO 230230.00		230.00		6	0.9813 225.69
540	A	ANTON 230 230.00		230.00		6	0.9398 216.15

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	P	AN11115		115.00		6	1.0030 115.35
15	P	RO115		115.00		6	1.0194 117.23
20	C	H.AZDL		115.00		6	1.0201 117.32
54	L	M1115		115.00		6	1.0124 116.42
61	F	FFIELD		115.00		9	1.0088 116.01
88	E	ST115		115.00		6	1.0447 120.14
109	S	TA RITAL15		115.00		6	1.0108 116.24
154	C	CEPAN15		115.00		6	1.0091 116.05
522	T	CAATIVA 115		115.00		6	1.0129 116.48

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
9	L	SA115		115.00		6	0.9503 109.29
21	C	BAN115		115.00		6	0.9921 114.09
26	L	OC115		115.00		6	0.9931 114.21
23	S	IM115		115.00		6	1.0000 115.00
48	T	INAJ115		115.00		6	0.9995 114.94

AREA 7 JACANAL	X-- NAME	--X BASKV ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
66	BLM13B	13.800 V2	30.0	16.8	25.0	0.0	1.0000	34.4	0.8724	47.0					1
67	BLM13C	13.800 V3	30.0	16.8	25.0	0.0	1.0000	34.4	0.8724	47.0					1
68	BLM13D	13.800 V4	30.0	17.6	25.0	0.0	1.0000	34.8	0.8628	47.0					1
90	EST-13I	13.800 E1	21.0	8.5	12.0	-5.0	1.0200	22.2	0.9566	27.0					1
91	EST-13T	13.800 E2	21.0	8.5	12.0	-5.0	1.0200	22.2	0.9566	27.0					1
94	LV-13.8L	13.800 L1	24.0	9.5	12.0	-5.0	1.0200	23.5	0.9669	27.0					1
95	LV-13.8I	13.800 L2	24.0	9.5	12.0	-5.0	1.0200	23.5	0.9669	27.0					1
97	FOR13A	13.800 F1	91.0	13.4	50.0	-50.0	1.0250	89.7	0.9860	111.0					1
98	FOR13B	13.800 F2	91.0	13.4	50.0	-50.0	1.0250	89.7	0.9860	111.0					1
99	FOR13C	13.800 F3	91.0	13.4	50.0	-50.0	1.0250	89.7	0.9860	111.0					1
101	EAV13A	13.800 E1	67.2	39.8	50.0	-25.0	1.0000	78.1	0.8606	96.0					1
102	EAV13B	13.800 E2	75.2	40.5	50.0	-25.0	1.0000	85.4	0.8802	96.0					1
108	EAV13C	13.800 E3	75.2	40.5	50.0	-25.0	1.0000	85.4	0.8802	100.0					1
142	CANT13A	13.800 C1	55.0	17.9	29.0	-29.0	1.0100	57.3	0.9509	69.0					1
143	CANT13B	13.800 C2	55.0	17.9	29.0	-29.0	1.0100	57.3	0.9509	69.0					1
151	GUALACA13.8	13.800 G1	23.8	0.1	10.0	-10.0	1.0100	23.6	1.0000	26.7					1
204	BJOMINI3	13.800 G1	23.0	-5.5	13.0	-13.0	1.0100	23.4	0.9724	28.9					1
204	BJOMINI3	13.800 G2	23.0	-5.5	13.0	-13.0	1.0100	23.4	0.9724	28.9					1
205	BAITUN13.8	13.800 G1	40.0	14.6	26.6	-26.6	1.0100	42.2	0.9394	50.6					1
205	BAITUN13.8	13.800 G2	40.0	14.6	26.6	-26.6	1.0100	42.2	0.9394	50.6					1
302	PASOANCH13.8	13.800 F1	4.7	2.0	2.0	-2.0	0.9558	5.4	0.9216	6.2					1
304	ALGAL13.8	13.800 A1	9.2	2.0	2.0	-2.0	0.9919	9.5	0.9772	13.5					1
307	CHANI A	13.800 G1	100.0	-1.4	50.0	-50.0	1.0200	98.0	0.9899	118.6					1
308	CHANI B	13.800 G2	100.0	-1.4	50.0	-50.0	1.0200	98.0	0.9899	118.6					1
317	MENDREL13.8	13.800 M1	9.0	0.0	0.0	0.0	1.1174	8.1	1.0000	35.3					1
317	MENDREL13.8	13.800 M2	9.0	0.0	0.0	0.0	1.1174	8.1	1.0000	35.3					1
523	TCATIIVA 13A	13.800 G1	8.2	4.1	6.6	-6.6	0.9900	9.3	0.8832	10.9					1
523	TCATIIVA 13A	13.800 G2	8.2	4.1	6.6	-6.6	0.9900	9.3	0.8832	10.9					1
523	TCATIIVA 13A	13.800 G3	8.2	4.1	6.6	-6.6	0.9900	9.3	0.8832	10.9					1
523	TCATIIVA 13A	13.800 G4	8.2	4.1	6.6	-6.6	0.9900	9.3	0.8832	10.9					1
541	PETOABRE	4.2000 1	60.0	1.4	1.4	1.4	0.9394	63.9	0.9897	136.0					1
SUBSYSTEM TOTALS			1255.1	327.5	701.9	-519.1				1705.0					

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E

ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008

ARO 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONT VEL-LLS

WED, OCT 29 2008 9:59

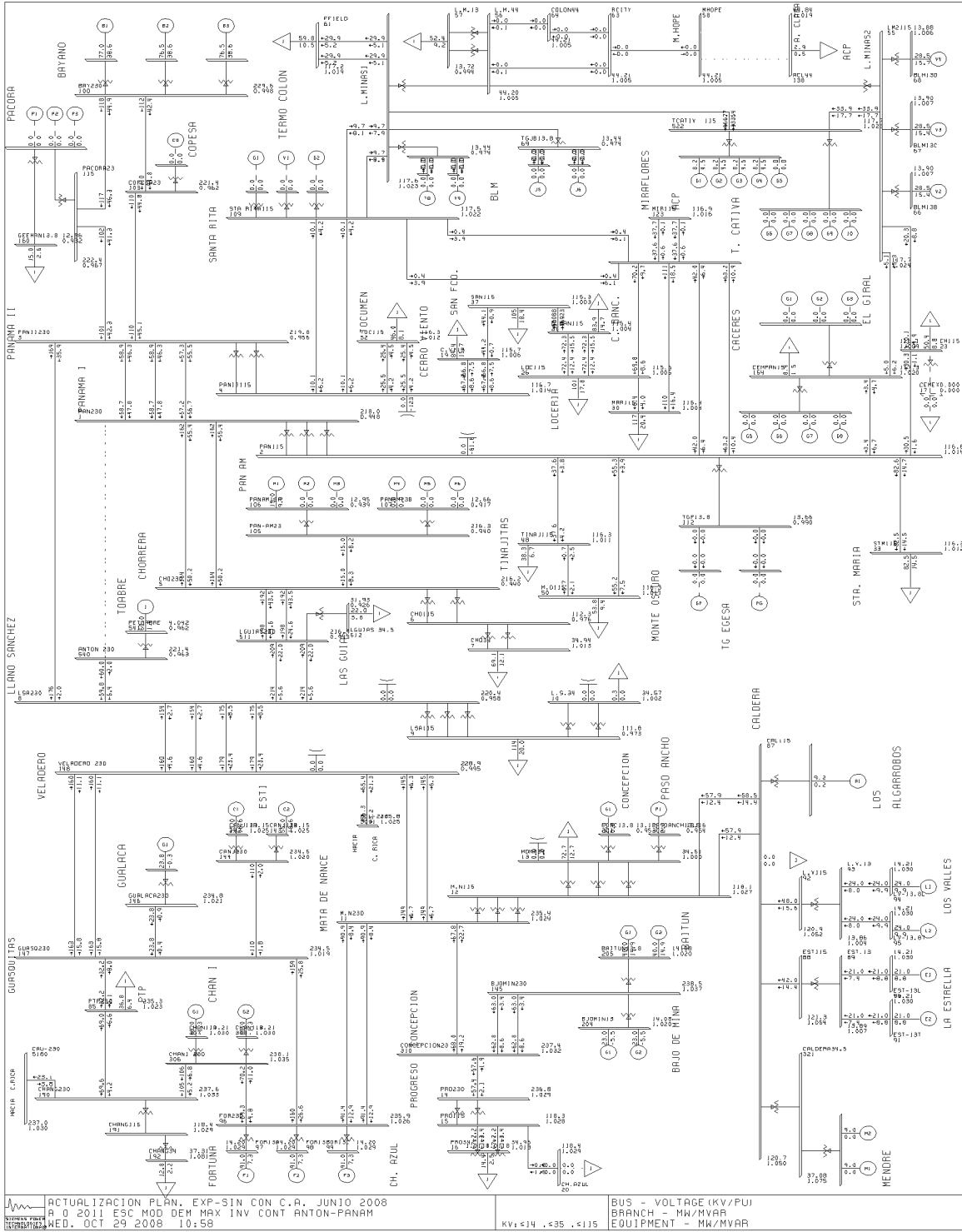
AREA 7 JACANAL J MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
129	MIR13D	13.800 G4	35.0	5.6	15.0	0.0	1.0100	35.1	0.9876	44.1					2
130	MIR13F	13.800 G5	17.1	0.3	8.0	0.0	1.0100	16.9	0.9898	27.7					2
140	GAT6A	6.9000 G1	1.9	0.0	2.0	-2.0	1.0100	1.9	0.9899	4.1					2
140	GAT6A	6.9000 G2	1.9	0.0	2.0	-2.0	1.0100	1.9	0.9899	4.1					2
140	GAT6A	6.9000 G3	1.9	0.0	2.0	-2.0	1.0100	1.9	0.9899	4.1					2
141	GAT6B	6.9000 G4	3.9	-0.7	3.0	-3.0	1.0100	3.9	0.9828	5.6					2
141	GAT6B	6.9000 G5	3.9	-0.7	3.0	-3.0	1.0100	3.9	0.9828	5.6					2
141	GAT6B	6.9000 G6	3.9	-0.7	3.0	-3.0	1.0100	3.9	0.9828	5.6					2
170	MIR13G	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0328	17.9	0.9681	23.0					2
171	MIR13H	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0328	17.7	0.9681	23.0					2
171	MIR13H	13.800 M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0328	17.7	0.9681	23.0					2
SUBSYSTEM TOTALS			120.5	24.3	71.5	5.5				171.5					

PDI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--BSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 WED, OCT 29 2008 10:00
 AREA TOTALS
 ARO 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONI VEL--LLS

X--	AREA	--X	FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNI	TO LINE SHUNI	FROM CHARGING	TO NET INT	TO LOSSES	DESIRE
										NET INT
1	GUATEMAL		1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0
			29.8	349.5	-266.2	0.0	412.9	17.9	341.4	
2	SALVADOR		911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.8	0.0
			100.8	182.3	-98.1	0.0	219.9	38.4	158.1	
3	HONDURAS		1006.8	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0	21.4	0.0
			55.8	290.6	-188.3	0.0	302.8	-5.2	261.6	
4	NICA		538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0
			32.9	224.5	-98.9	0.0	143.2	-96.9	147.4	
5	C.RICA		1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.3	19.8	0.0
			266.1	569.4	-236.8	0.0	488.0	41.0	360.5	
6	PANAMA		1255.1	1139.0	0.0	0.0	0.0	36.9	79.1	25.0
			327.5	199.5	-180.9	0.0	434.0	31.4	711.5	
7	ACANAL		120.5	44.2	0.0	0.0	0.0	75.1	1.2	50.0
			24.3	7.7	0.0	0.0	0.0	-0.9	17.4	
9	COLON		0.0	112.2	0.0	0.0	0.0	-112.3	0.1	-75.0
			0.0	19.7	0.0	0.0	1.1	-25.7	7.1	
TOTALS			6524.8	6347.0	0.0	0.0	0.0	0.0	177.8	0.0
			837.1	1843.2	-1029.1	0.0	1982.0	0.0	2005.0	

**PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DE 2008
AÑO 2011 ESCENARIO MODERADO DEMANDA MÁXIMA INVIERNO
CONTINGENCIA ANTÓN-PANAMÁ**



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 ARO 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONT ANTON-PANAMA WED, OCT 29 2008 10:57

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	R230		230.00		6	1.0235	235.41	14	PRO230		230.00		6	1.0294	236.75
85	FIE	230		230.00		6	1.0231	235.31	96	FOR230		230.00		6	1.0258	235.93
144	CANU	230		230.00		6	1.0196	234.51	145	ECOMIN230		230.00		6	1.0370	236.52
146	GUALACA	230		230.00		6	1.0207	234.75	147	GUAASQ230		230.00		6	1.0194	234.47
190	CHANG	230		230.00		6	1.0329	237.58	306	CHANI 230		230.00		6	1.0351	238.08
310	CONCEPCION	230230.00		230.00		6	1.0320	237.36	6000	FRONTIER		230.00		6	1.0285	236.56

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	
1	PAN	230		230.00		6	0.9480	218.05	3	PANII230		230.00		6	0.9559	219.85
5	CHO	230		230.00		6	0.9402	216.25	8	LSA230		230.00		6	0.9581	220.37
100	BAY	230		230.00		6	0.9981	229.55	103	COPESA23		230.00		6	0.9625	221.37
105	PAN-AM	23		230.00		6	0.9402	216.26	115	PACORA23		230.00		6	0.9670	222.42
148	VELADERO	230230.00		230.00		6	0.9852	228.91	511	LGUIAS230		230.00		6	0.9431	216.91
540	ANTON	230		230.00		6	0.9626	221.40								

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 ARO 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONT ANTON-PANAMA WED, OCT 29 2008 10:57

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	PAN	115		115.00		6	1.0135	116.56	4	PANII115		115.00		6	1.0144	116.65
12	M	N115		115.00		6	1.0274	118.15	15	PRO115		115.00		6	1.0284	118.27
18	CAC	115		115.00		6	1.0131	116.51	19	C.V115		115.00		6	1.0060	115.69
20	CH	AZUL		115.00		6	1.0292	118.36	21	C-BANI115		115.00		6	1.0039	115.44
23	CHI	115		115.00		6	1.0093	116.07	26	LOC115		115.00		6	1.0049	115.57
30	MAR	115		115.00		6	1.0038	115.44	33	STMI115		115.00		6	1.0117	116.35
37	SANI	115		115.00		6	1.0027	115.32	48	TINAJI115		115.00		6	1.0113	116.29
50	M	O115		115.00		6	1.0114	116.31	52	TOCI115		115.00		6	1.0117	116.35
54	LM	115		115.00		6	1.0229	117.63	55	LM2115		115.00		6	1.0237	117.72
61	FF	FIELD		115.00		9	1.0194	117.93	87	CAL115		115.00		6	1.0499	120.74
88	EST	115		115.00		6	1.0544	121.25	92	L.V115		115.00		6	1.0516	120.93
109	STA	RITA115		115.00		6	1.0216	117.48	133	MIR115		115.00		7	1.0164	116.88
184	CEMPANI	115		115.00		6	1.0300	117.90	191	CHANG115		115.00		6	1.0294	118.38
522	TCALIVA	115		115.00		6	1.0234	117.69								

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	
6	CHO	115		115.00		6	0.9761	112.25	9	LSA115		115.00		6	0.9726	111.85

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN_EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONTI ANTON-PANAMA

WED, OCT 29 2008 10:56

AREA 6 IPANAMA

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
66	ELMI3B	13.800	V2	28.5	15.4	25.0	0.0	1.0070	32.2	0.8792	47.0	1	6					
67	ELMI3C	13.800	V3	28.5	15.4	25.0	0.0	1.0070	32.2	0.8792	47.0	1	6					
68	ELMI3D	13.800	V4	28.5	15.7	25.0	0.0	1.0060	32.3	0.8763	47.0	1	6					
90	EST-13L	13.800	E1	21.0	8.8	12.0	-5.0	1.0300	22.1	0.9219	27.0	1	6					
91	EST-13T	13.800	E2	21.0	8.8	12.0	-5.0	1.0300	22.1	0.9219	27.0	1	6					
94	LV-13.8L	13.800	L1	24.0	9.9	12.0	-5.0	1.0300	25.2	0.9249	27.0	1	6					
95	LV-13.8T	13.800	L2	24.0	9.9	12.0	-5.0	1.0300	25.2	0.9249	27.0	1	6					
97	FOR13A	13.800	F1	91.0	7.3	50.0	-50.0	1.0290	88.7	0.9968	111.0	1	6					
98	FOR13B	13.800	F2	91.0	7.3	50.0	-50.0	1.0290	88.7	0.9968	111.0	1	6					
99	FOR13C	13.800	F3	91.0	7.3	50.0	-50.0	1.0290	88.7	0.9968	111.0	1	6					
101	BAY13A	13.800	B1	77.0	38.6	50.0	-25.0	0.9950	86.6	0.8939	96.0	1	6					
102	BAY13B	13.800	B2	76.5	38.6	50.0	-25.0	0.9950	86.1	0.8928	96.0	1	6					
106	PANAM13A	13.800	M1	15.0	9.0	9.0	0.0	0.9386	18.6	0.8575	20.7	1	6					
108	BAY13C	13.800	B3	76.5	38.6	50.0	-25.0	0.9950	86.1	0.8928	100.0	1	6					
142	CANJ13A	13.800	C1	55.0	18.6	29.0	-29.0	1.0250	56.6	0.9472	69.0	1	6					
143	CANJ13B	13.800	C2	55.0	18.6	29.0	-29.0	1.0250	56.6	0.9472	69.0	1	6					
151	GUALACA13.8	13.800	G1	23.8	-0.3	10.0	-10.0	1.0200	23.3	0.9899	26.7	1	6					
204	BJOMINI13	13.800	G2	23.0	-5.5	13.0	-13.0	1.0200	23.2	0.9724	28.9	1	6					
205	BATUNI13.8	13.800	G1	40.0	14.9	26.6	-26.6	1.0200	41.9	0.9368	50.6	1	6					
205	BATUNI13.8	13.800	G2	40.0	14.9	26.6	-26.6	1.0200	41.9	0.9368	50.6	1	6					
302	PASOANCH13.8	13.800	P1	4.7	2.0	2.0	-2.0	0.9539	5.4	0.9216	6.2	1	6					
304	ALGAI3.8	13.800	A1	9.2	0.2	2.0	0.0	1.0000	9.2	0.9897	13.5	1	6					
307	CHAN1 A	13.800	G1	88.0	-1.3	50.0	-50.0	1.0300	85.4	0.9999	118.6	1	6					
308	CHAN1 B	13.800	G2	88.0	-1.3	50.0	-50.0	1.0300	85.4	0.9999	118.6	1	6					
317	MENDRE13.8	13.800	M1	9.0	0.0	0.0	0.0	1.1278	8.0	1.0000	35.3	1	6					
317	MENDRE13.8	13.800	M2	9.0	0.0	0.0	0.0	1.1278	8.0	1.0000	35.3	1	6					
523	TCATIVA 13A	13.800	G1	8.2	4.5	6.6	-6.6	1.0020	9.3	0.8776	10.9	1	6					
523	TCATIVA 13A	13.800	G2	8.2	4.5	6.6	-6.6	1.0020	9.3	0.8776	10.9	1	6					
523	TCATIVA 13A	13.800	G3	8.2	4.5	6.6	-6.6	1.0020	9.3	0.8776	10.9	1	6					
523	TCATIVA 13A	13.800	G4	8.2	4.5	6.6	-6.6	1.0020	9.3	0.8776	10.9	1	6					
541	PETAABRE	4.2000	I	60.0	1.4	1.4	-1.4	0.9623	62.4	0.9997	136.0	1	6					
SUBSYSTEM TOTALS				1254.0	305.4	710.9	-519.1				1725.7							

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN_EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONTI ANTON-PANAMA

WED, OCT 29 2008 10:56

AREA 7 IACANAL

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
129	MIRI3D	13.800	G4	35.0	5.4	13.0	0.0	1.0200	34.7	0.9865	44.1	2	7					
130	MIRI3F	13.800	G5	17.1	0.0	8.0	0.0	1.0203	16.8	1.0000	27.7	2	7					
140	GAT6A	6.9000	G1	1.9	0.0	2.0	-2.0	1.0200	1.9	1.0000	4.1	2	7					
140	GAT6A	6.9000	G2	1.9	0.0	2.0	-2.0	1.0200	1.9	1.0000	4.1	2	7					
140	GAT6A	6.9000	G3	1.9	0.0	2.0	-2.0	1.0200	1.9	1.0000	4.1	2	7					
141	GAT6B	6.9000	G4	3.9	-0.8	3.0	-3.0	1.0200	3.9	0.9812	5.6	2	7					

141 GAT6B	6.9000 G5	3.9	-0.8	3.0	-3.0	1.0200	3.9	0.9812	2	7
141 GAT6B	6.9000 G6	3.9	-0.8	3.0	-3.0	1.0200	3.9	0.9812	2	7
170 MIR13G	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0346	17.7	0.9381	2	7
171 MIR13H	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0436	17.6	0.9381	2	7
171 MIR13H	13.800 M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0436	17.6	0.9381	2	7
SUBSYSTEM TOTALS	120.5	23.6	71.5	5.3			171.3			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN_EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 WED, OCT 29 2008 10:57
 ARO 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONT ANTON-PANAMA AREA TOTALS
 IN MW/MVAR

X-- AREA	--X	FROM GENERATION	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRE
		LOAD					NET INT	
1	GUATEMAL	1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0
		29.8	343.5	-266.2	0.0	412.9	341.4	
2	SALVADOR	911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	9.8	0.0
		100.8	182.3	-58.1	0.0	219.9	38.4	158.1
3	HONDURAS	1006.8	985.5	0.0	0.0	0.0	21.4	0.0
		55.7	290.6	-188.3	0.0	302.8	-5.3	261.6
4		538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0

NICA	32.6	224.5	-98.9	0.0	143.2	-97.2	147.4	0.0
5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.4	19.7	0.0
C. RICA	250.9	569.4	-237.4	0.0	469.6	29.2	359.3	0.0
6	1254.0	1139.0	0.0	0.0	0.0	36.8	78.2	25.0
PANAMA	305.4	199.5	-185.1	0.0	448.1	43.9	695.1	0.0
7	120.5	44.2	0.0	0.0	0.0	75.1	1.2	50.0
ACANAL	23.6	7.7	0.0	0.0	0.0	-1.3	17.1	0.0
9	0.0	112.2	0.0	0.0	0.0	-112.3	0.1	-75.0
COLON	0.0	19.7	0.0	0.0	1.1	-25.7	7.1	0.0
TOTALS	6523.8	6347.0	0.0	0.0	1997.6	0.0	176.8	0.0
	798.7	1843.2	-1034.0	0.0	1997.6	0.0	1987.0	0.0

PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DE 2008

AÑO 2012 ESCENARIO MODERADO DEMANDA MÁXIMA INVIERNO

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 FRI, OCT 24 2008 15:20
ARO 2012 ESC MOD DEM MAX INV

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
11	M	N230		230.00		6	1.0171 233.84
85	F	IEZ30		230.00		6	1.0131 233.02
100	B	AY230		230.00		6	1.0159 233.65
145	B	UOMINZ30		230.00		6	1.0276 236.35
147	G	UASQ230		230.00		6	1.0111 232.56
190	C	HANG230		230.00		6	1.0210 234.82
310	C	CONCEPCION230.00		230.00		6	1.0239 235.51
345	L	LORENA230		230.00		6	1.0205 234.71

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	P	AN230		230.00		6	0.9762 224.54
5	C	HO230		230.00		6	0.9756 224.39
103	C	OPESA23		230.00		6	0.9887 227.41
115	F	ACORA23		230.00		6	0.9821 228.18
540	A	ANTON 230		230.00		6	0.9878 227.20

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 FRI, OCT 24 2008 15:21
ARO 2012 ESC MOD DEM MAX INV

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	P	AN115		115.00		6	1.0153 116.76
6	C	HO115		115.00		6	1.0190 117.18
12	M	N115		115.00		6	1.0146 116.92
18	C	AC115		115.00		6	1.0232 117.67
20	C	H AZUL		115.00		6	1.0032 115.37
23	C	H115		115.00		6	1.0046 115.53
30	M	AR115		115.00		6	1.0028 115.33
37	S	AN115		115.00		6	1.0130 116.50
50	M	O115		115.00		9	1.0073 115.84
54	L	M115		115.00		6	1.0036 115.41
61	F	FIELD		115.00		6	1.0401 119.61
88	E	ST115		115.00		6	1.0090 116.04
109	S	TAR115		115.00		6	1.0091 116.04
154	C	EMPAN15		115.00		6	1.0091 116.04
522	T	CATIVÁ 115		115.00		6	1.0076 115.87

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	P	AN115		115.00		6	0.9834 121.22
8	L	SA230		230.00		6	0.9975 229.44
105	P	AN-AM23		230.00		6	0.9756 224.39
511	L	LGUIAS230		230.00		6	0.9862 226.83

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 FRI, OCT 24 2008 15:20
ARO 2012 ESC MOD DEM MAX INV

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	P	AN1115		115.00		6	1.0107 116.22
9	L	SA115		115.00		6	1.0225 117.58
15	P	RO115		115.00		6	1.0033 115.38
19	C	V115		115.00		6	1.0043 115.50
21	C	BAN115		115.00		6	1.0056 115.64
26	L	OC115		115.00		6	1.0134 116.54
33	S	TM115		115.00		6	1.0129 116.48
48	T	INAJ115		115.00		6	1.0079 115.90
52	T	OC115		115.00		6	1.0363 119.18
55	L	M2115		115.00		6	1.0078 115.89
87	C	AL115		115.00		6	1.0378 119.35
92	L	V115		115.00		7	1.0166 116.91
133	M	IR115		115.00		6	1.0171 116.97
191	C	HANG115		115.00		6	1.0171 116.97

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 FRI, OCT 24 2008 15:20
ARO 2012 ESC MOD DEM MAX INV

AREA 6 [PANAMA
BUS# X-- NAME --X BASKV ID MW MVAR QMAX QMIN ETEROM CURRENT PF MVBASE X T R A N GENTAP ZONE AREA SWING

BUS#	X-NAME	Y	W	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X	T	R	A	N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING		
66	BLM13B	13.800	V2	29.0	14.4	25.0	0.0	0.0	0.9900	32.7	0.8953	47.0							1	6	
67	BLM13C	13.800	V3	29.0	14.4	25.0	0.0	0.0	0.9900	32.7	0.8953	47.0							1	6	
90	EST-13L	13.800	E1	22.0	6.8	12.0	-5.0	1.0100	22.8	0.9557	27.0								1	6	
91	EST-13T	13.800	E2	22.0	6.8	12.0	-5.0	1.0100	22.8	0.9557	27.0								1	6	
94	LV-13.8L	13.800	L1	25.0	7.7	12.0	-5.0	1.0100	23.9	0.9558	27.0								1	6	
95	LV-13.8I	13.800	L2	25.0	7.7	12.0	-5.0	1.0100	23.9	0.9558	27.0								1	6	
87	FOR13A	13.800	F1	95.0	0.3	50.0	-50.0	1.0100	94.1	1.0000	111.0								1	6	
88	FOR13B	13.800	F2	95.0	0.3	50.0	-50.0	1.0100	94.1	1.0000	111.0								1	6	
99	FOR13C	13.800	F3	95.0	0.3	50.0	-50.0	1.0100	94.1	1.0000	111.0								1	6	
101	BAI13A	13.800	B1	57.1	27.6	50.0	-25.0	1.0000	63.5	0.9004	96.0								1	6	
102	BAI13B	13.800	B2	48.5	27.0	50.0	-25.0	1.0000	55.5	0.8736	96.0								1	6	
108	BAI13C	13.800	B3	48.5	27.0	550.0	-25.0	1.0000	55.5	0.8736	100.0								1	6	
142	CAN13A	13.800	C1	57.0	18.3	29.0	-29.0	1.0100	59.3	0.9521	69.0								1	6	
143	CAN13B	13.800	C2	57.0	18.3	29.0	-29.0	1.0100	59.3	0.9521	69.0								1	6	
151	GUALACA13.8	13.800	G1	23.8	-5.0	10.0	-10.0	1.0100	24.1	0.9785	28.9								1	6	
204	BUOMINI13	13.800	G1	24.7	-5.5	13.0	-13.0	1.0100	25.1	0.9757	28.9								1	6	
205	BAIUNI13	13.800	G2	24.7	-5.5	13.0	-13.0	1.0100	25.1	0.9757	28.9								1	6	
205	BAIUNI13.8	13.800	G1	40.0	14.5	26.6	-26.6	1.0100	42.1	0.9405	50.6								1	6	
205	BAIUNI13.8	13.800	G2	40.0	14.5	26.6	-26.6	1.0100	42.1	0.9405	50.6								1	6	
302	PASOANCH13.8	13.800	F1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9541	5.4	0.9216	6.2								1	6	
304	ALGAL13.8	13.800	A1	9.2	2.0	2.0	0.0	0.9882	9.5	0.9772	13.5								1	6	
307	CHANI A	13.800	G1	100.0	-6.0	50.0	-50.0	1.0100	99.2	0.9882	118.6								1	6	
308	CHANI B	13.800	G2	100.0	-6.0	50.0	-50.0	1.0100	99.2	0.9882	118.6								1	6	
311	FANDOI13.8	13.800	G1	14.0	-1.1	10.0	-10.0	1.0000	14.0	0.9870	19.9								1	6	
311	FANDOI13.8	13.800	G2	14.0	-1.1	10.0	-10.0	1.0000	14.0	0.9870	19.9								1	6	
316	MONTE LIRIO	13.800	G1	24.5	-4.6	12.0	-12.0	1.0000	24.9	0.9825	27.0								1	6	
316	MONTE LIRIO	13.800	G2	24.5	-4.6	12.0	-12.0	1.0000	24.9	0.9825	27.0								1	6	
317	MENDRE13.8	13.800	M1	9.4	0.0	0.0	0.0	1.1129	8.4	1.0000	35.3								1	6	
317	MENDRE13.8	13.800	M2	9.4	0.0	0.0	0.0	1.1129	8.4	1.0000	35.3								1	6	
342	LORENAL13.8	13.800	G1	16.9	-5.0	10.5	-10.5	1.0090	17.5	0.9589	19.9								1	6	
342	LORENAL13.8	13.800	G2	16.9	-5.0	10.5	-10.5	1.0090	17.5	0.9589	19.9								1	6	
343	PRUDENCIAL3813.800	G1	26.0	-9.8	9.8	-9.8	-9.8	1.0000	27.8	0.9362	33.0								1	6	
343	PRUDENCIAL3813.800	G2	26.0	-9.8	9.8	-9.8	-9.8	1.0000	27.8	0.9362	33.0								1	6	
541	PETOABRE	4.2000	1	60.0	1.4	1.4	-1.4	0.9876	60.8	0.9997	136.0								1	6	
SUBSYSTEM TOTALS				1313.8	143.9	1235.2	-542.4					1813.8									1

FRI, OCT 24 2008 15:20

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN_EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008

ATO 2012 ESC MOD DEM MAX INV

AREA 7 IACANAL

BUS# X-NAME --X BASKV ID MW

129 MIR13D 13.800 G4 35.0

130 MIR13F 13.800 G5 17.1

140 GAT6A 6.9000 G1 1.9

140 GAT6A 6.9000 G2 1.9

140 GAT6A 6.9000 G3 1.9

141 GAT6B 6.9000 G4 3.9

MACHINE SUMMARY:

MVAR

QMAX

QMIN

ETERM

CURRENT

PF

MVABASE

X

T

R

A

N

GENTAP

ZONE

AREA

SWING

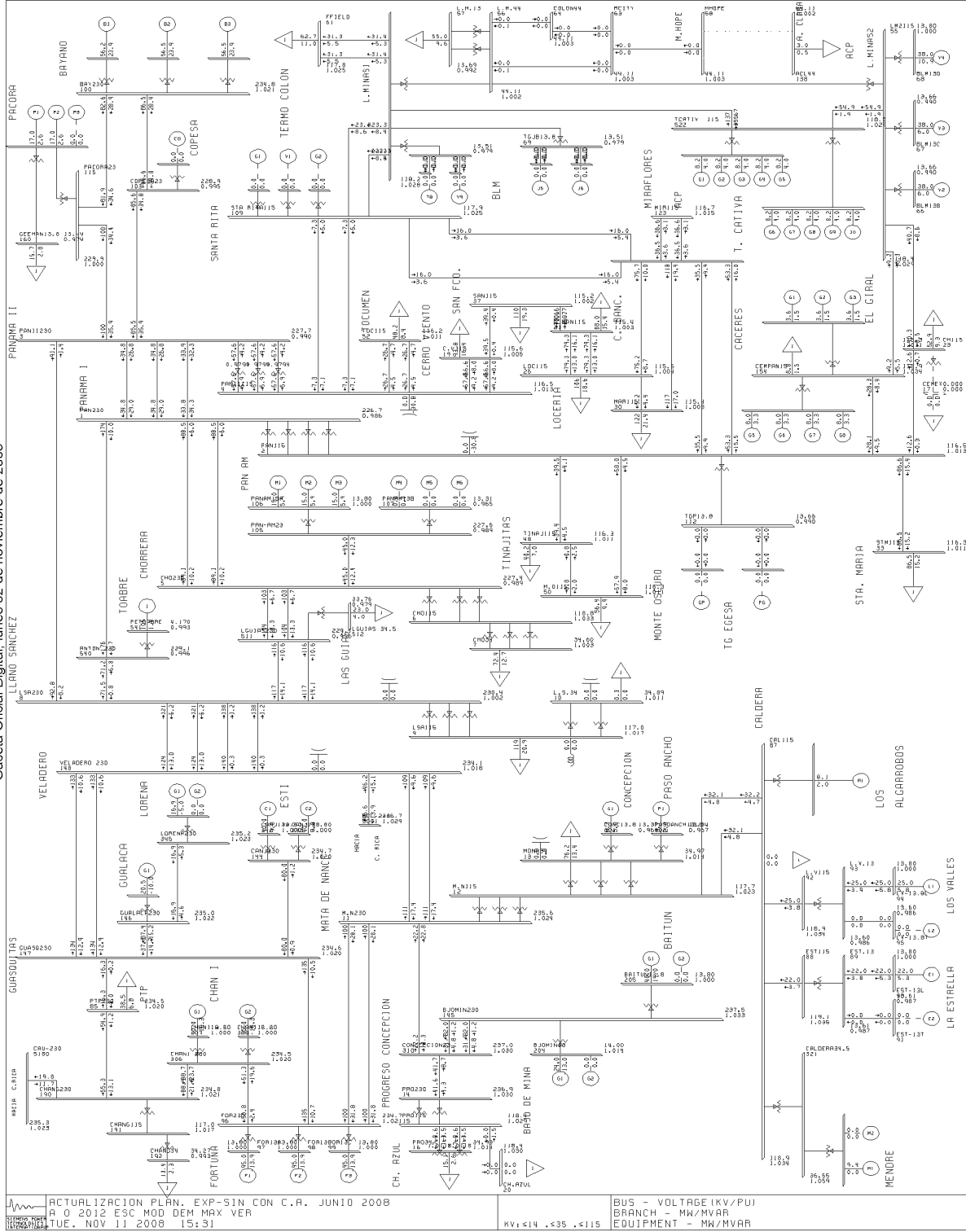
141 GAT6B	6.9000 G5	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9716	6.2	2	7
141 GAT6B	6.9000 G6	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9716	6.2	2	7
170 MIR13G	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0282	17.8	0.9281	23.0	2	7
171 MIR13H	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0353	17.7	0.9281	23.0	2	7
171 MIR13H	13.800 M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0353	17.7	0.9281	23.0	2	7
SUBSYSTEM TOTALS		120.5	17.4	71.5	5.5				171.3		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN_EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 ARO 2012 ESC MOD DEM MAX INV

FRI, OCT 24 2008 15:21
 AREA TOTALS
 IN MW/MVAR

X-- AREA	--X GENERATION	LOAD	TO BUS SHUNI	TO LINE SHUNI	FROM CHARGING	TO NET INT	TO DESIRED NET INT
1	1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GUATEMAL	29.8	349.5	-266.2	0.0	412.9	17.9	35.2
2	911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SALVADOR	100.8	182.3	-58.1	0.0	219.9	38.4	9.8
3	1006.8	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HONDURAS	55.7	290.6	-188.3	0.0	302.8	-5.2	21.4
4	538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NICA	32.8	224.5	-98.9	0.0	143.2	-97.0	11.1
5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.5	19.7
C.RICA	261.9	569.4	-236.9	0.0	468.7	38.9	359.2
6	1313.8	1194.2	0.0	0.0	0.0	44.3	75.3
PANAMA	143.9	209.2	-253.8	0.0	569.5	42.0	715.9
7	120.5	46.3	0.0	0.0	0.0	73.0	1.2
ACANAL	17.4	8.1	0.0	0.0	0.0	-7.6	16.9
9	0.0	117.6	0.0	0.0	0.0	-117.8	0.1
COLON	0.0	20.6	0.0	0.0	1.1	-27.2	7.7
TOTALS	6583.6	6409.7	0.0	0.0	0.0	0.0	173.9
	642.2	1854.2	-1102.1	0.0	2118.1	0.0	2008.1

**PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DE 2008
AÑO 2012 ESCENARIO MODERADO DEMANDA MÁXIMA VERANO**



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 TUE, NOV 11 2008 15:29
 ARO 2012 ESC MOD DEM MAX VER

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	LSA	230		230.00		6	1.0017	230.39	11	M	230		230.00	6	1.0241	235.55
14	FOR	230		230.00		6	1.0302	236.95	85	ETP	230		230.00	6	1.0136	234.50
96	FOR	230		230.00		6	1.0206	234.74	100	BAV	230		230.00	6	1.0208	234.78
144	CAN	230		230.00		6	1.0202	234.65	145	EOMIN	230		230.00	6	1.0326	237.51
146	GUAL	CAZ30		230.00		6	1.0216	234.97	147	GUA	SQZ30		230.00	6	1.0201	234.62
148	VEL	ADERO		230.00		6	1.0179	234.12	150	CHANG	230		230.00	6	1.0211	234.85
306	CHANI	230		230.00		6	1.0195	234.49	310	CONCEPCION	230.00		230.00	6	1.0304	237.00
345	LORENA	230		230.00		6	1.0226	235.20	6000	FRONTIER	230.00		230.00	6	1.0302	236.95

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	PAN	230		230.00		6	0.9856	226.69	3	PANI	230		230.00	6	0.9901	227.72
5	CHO	230		230.00		6	0.9889	227.44	103	COPE	SAZ3		230.00	6	0.9951	228.87
105	PAN	AM23		230.00		6	0.9889	227.45	115	PACORA	230.00		230.00	6	0.9997	229.93
511	LGUIA	S230		230.00		6	0.9963	229.14	540	ANTON	230		230.00	6	0.9960	229.09

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 TUE, NOV 11 2008 15:29
 ARO 2012 ESC MOD DEM MAX VER

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	PAN	115		115.00		6	1.0134	116.54	4	PANI	115		115.00	6	1.0135	116.55
6	CHO	115		115.00		6	1.0330	118.79	9	LSA	115		115.00	6	1.0173	116.99
12	M	N115		115.00		6	1.0235	117.70	15	PRO	115		115.00	6	1.0292	118.36
18	CAC	115		115.00		6	1.0129	116.48	19	C	V115		115.00	6	1.0049	115.56
20	CH	AZUL		115.00		6	1.0299	118.44	21	C	BAN115		115.00	6	1.0031	115.35
23	CHI	115		115.00		6	1.0111	116.28	26	LOC	115		115.00	6	1.0042	115.48
30	MAR	115		115.00		6	1.0031	115.36	33	SIM	115		115.00	6	1.0115	116.32
37	SAN	115		115.00		6	1.0019	115.21	48	TINA	J115		115.00	6	1.0110	116.26
50	M	O115		115.00		6	1.0111	116.28	52	TOC	115		115.00	6	1.0107	116.23
54	LM	115		115.00		6	1.0282	118.25	55	LM	2115		115.00	6	1.0293	118.37
61	FF	FIELD		115.00		9	1.0245	117.82	87	CAL	115		115.00	6	1.0336	118.86
88	EST	115		115.00		6	1.0352	119.05	92	L	V115		115.00	6	1.0342	118.93
109	STA	RITA	115	115.00		6	1.0254	117.92	123	MIR	115		115.00	7	1.0151	116.73
154	CEM	PAN15		115.00		6	1.0336	118.86	191	CHANG	115		115.00	6	1.0172	116.98
522	TCATI	V115		115.00		6	1.0291	118.34								

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	
1	PAN	230		230.00		6	0.9856	226.69	3	PANI	230		230.00	6	0.9901	227.72
5	CHO	230		230.00		6	0.9889	227.44	103	COPE	SAZ3		230.00	6	0.9951	228.87
105	PAN	AM23		230.00		6	0.9889	227.45	115	PACORA	230.00		230.00	6	0.9997	229.93
511	LGUIA	S230		230.00		6	0.9963	229.14	540	ANTON	230		230.00	6	0.9960	229.09

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 TUE, NOV 11 2008 15:29
 ARO 2012 ESC MOD DEM MAX VER

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	PAN	115		115.00		6	1.0134	116.54	4	PANI	115		115.00	6	1.0135	116.55
6	CHO	115		115.00		6	1.0330	118.79	9	LSA	115		115.00	6	1.0173	116.99
12	M	N115		115.00		6	1.0235	117.70	15	PRO	115		115.00	6	1.0292	118.36
18	CAC	115		115.00		6	1.0129	116.48	19	C	V115		115.00	6	1.0049	115.56
20	CH	AZUL		115.00		6	1.0299	118.44	21	C	BAN115		115.00	6	1.0031	115.35
23	CHI	115		115.00		6	1.0111	116.28	26	LOC	115		115.00	6	1.0042	115.48
30	MAR	115		115.00		6	1.0031	115.36	33	SIM	115		115.00	6	1.0115	116.32
37	SAN	115		115.00		6	1.0019	115.21	48	TINA	J115		115.00	6	1.0110	116.26
50	M	O115		115.00		6	1.0111	116.28	52	TOC	115		115.00	6	1.0107	116.23
54	LM	115		115.00		6	1.0282	118.25	55	LM	2115		115.00	6	1.0293	118.37
61	FF	FIELD		115.00		9	1.0245	117.82	87	CAL	115		115.00	6	1.0336	118.86
88	EST	115		115.00		6	1.0352	119.05	92	L	V115		115.00	6	1.0342	118.93
109	STA	RITA	115	115.00		6	1.0254	117.92	123	MIR	115		115.00	7	1.0151	116.73
154	CEM	PAN15		115.00		6	1.0336	118.86	191	CHANG	115		115.00	6	1.0172	116.98
522	TCATI	V115		115.00		6	1.0291	118.34								

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	
1	PAN	230		230.00		6	0.9856	226.69	3	PANI	230		230.00	6	0.9901	227.72
5	CHO	230		230.00		6	0.9889	227.44	103	COPE	SAZ3		230.00	6	0.9951	228.87
105	PAN	AM23		230.00		6	0.9889	227.45	115	PACORA	230.00		230.00	6	0.9997	229.93
511	LGUIA	S230		230.00		6	0.9963	229.14	540	ANTON	230		230.00	6	0.9960	229.09

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 TUE, NOV 11 2008 15:29
 ARO 2012 ESC MOD DEM MAX VER

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	PAN	115		115.00		6	1.0134	116.54	4	PANI	115		115.00	6	1.0135	116.55
6	CHO	115		115.00		6	1.0330	118.79	9	LSA	115		115.00	6	1.0173	116.99
12	M	N115		115.00		6	1.0235	117.70	15	PRO	115		115.00	6	1.0292	118.36
18	CAC	115		115.00		6	1.0129	116.48	19	C	V115		115.00	6	1.0049	115.56
20	CH	AZUL		115.00		6	1.0299	118.44	21	C	BAN115		115.00	6	1.0031	115.35
23	CHI	115		115.00		6	1.0111	116.28	26	LOC	115		115.00	6	1.0042	115.48
30	MAR	115		115.00		6	1.0031	115.36	33	SIM	115		115.00	6	1.0115	116.32
37	SAN	115		115.00		6	1.0019	115.21	48	TINA	J115		115.00	6	1.0110	116.26
50	M	O115		115.00		6	1.0111	116.28	52	TOC	115		115.00	6	1.0107	116.23
54	LM	115		115.00		6	1.0282	118.25	55	LM	2115		115.00	6	1.0293	118.37
61	FF	FIELD		115.00		9	1.0245	117.82	87	CAL	115		115.00	6	1.0336	118.86
88	EST	115		115.00		6	1.0352	119.05	92	L	V115		115.00	6	1.0342	118.93
109	STA	RITA	115	115.00		6	1.0254	117.92	123	MIR	115		115.00	7	1.0151	116.73
154	CEM	PAN15		115.00		6	1.0336	118.86	191	CHANG	115		115.00	6	1.0172	116.98
522	TCATI	V115		115.00		6	1.0291	118.34								

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	
1	PAN	230		230.00		6	0.9856	226.69	3	PANI	230		230.00	6	0.9901	227.72
5	CHO	230		230.00		6	0.9889	227.44	103	COPE	SAZ3		230.00	6	0.9951	228.87
105	PAN	AM23		230.00		6	0.9889	227.45	115	PACORA	230.00		230.00	6	0.9997	229.93
511	LGUIA	S230		230.00		6	0.9963	229.14	540	ANTON	230		230.00	6	0.9960	229.09

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 TUE, NOV 11 2008 15:29
 ARO 2012 ESC MOD DEM MAX VER

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	PAN	115		115.00		6	1.0134	116.54	4	PANI	115		115.00	6	1.0135	116.55
6	CHO	115		115.00		6	1.0330									

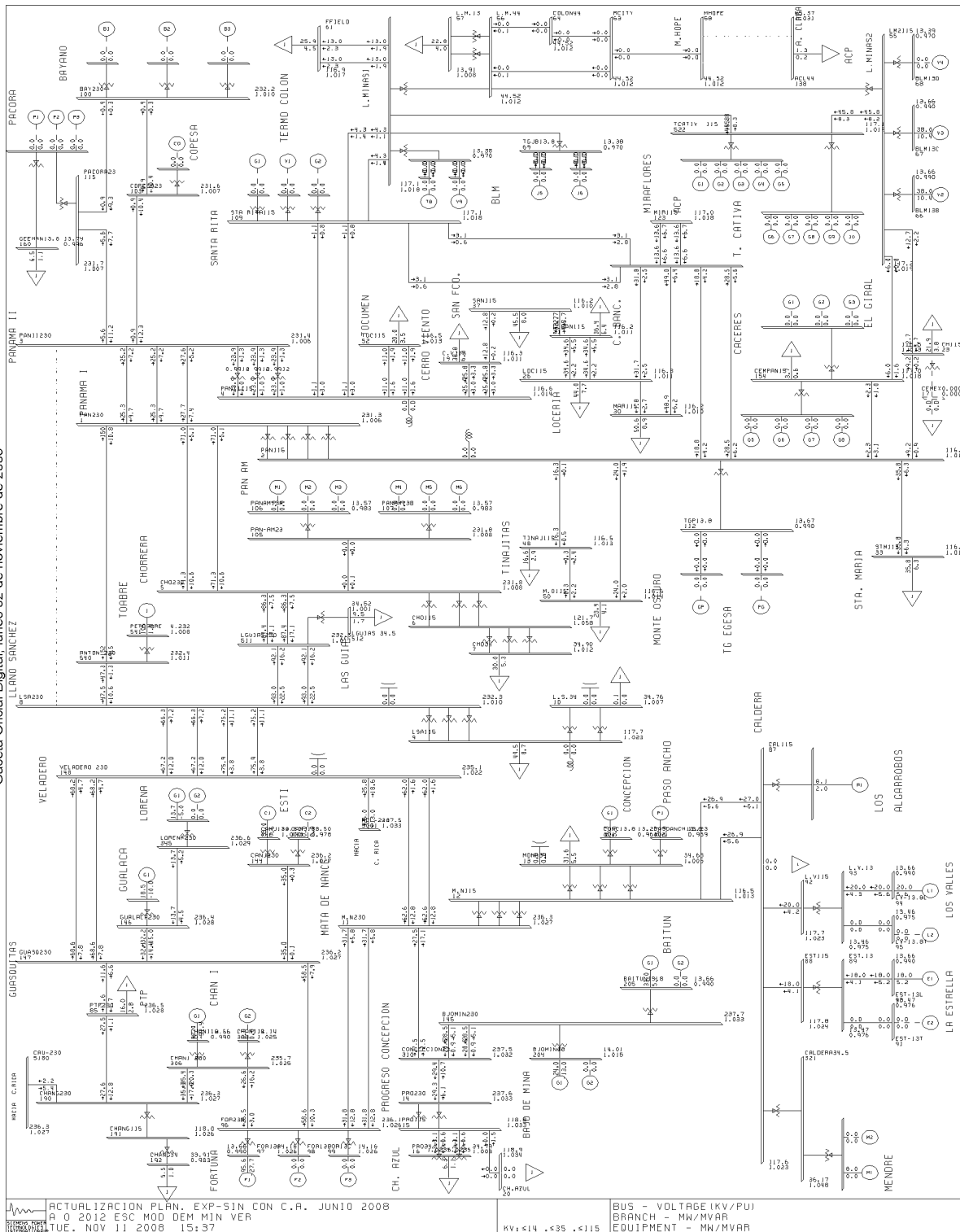
140 GATEA	6.9000 G1	1.9	-0.2	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9855	4.1	2	7
140 GATEA	6.9000 G2	1.9	-0.2	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9855	4.1	2	7
140 GATEA	6.9000 G3	1.9	-0.2	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9855	4.1	2	7
141 GATEB	6.9000 G4	3.9	-0.6	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9726	5.5	2	7
141 GATEB	6.9000 G5	3.9	-0.6	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9726	6.2	2	7
141 GATEB	6.9000 G6	3.9	-0.6	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9726	6.2	2	7
170 MIRISH	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0293	17.7	0.9681	23.0	2	7
171 MIRISH	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0343	17.7	0.9681	23.0	2	7
171 MIRISH	13.800 M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0343	17.7	0.9681	23.0	2	7
SUBSYSTEM TOTALS	120.5	17.9	71.5	5.5	171.5				171.5	2	7

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN_EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 ARO 2012 ESC MOD DEM MAX VER

TUE, NOV 11 2008 15:29
 AREA TOTALS
 IN MW/MVAR

X-- AREA	--X	FROM GENERATION	TO BUS SHUNI	TO LINE SHUNI	FROM CHARGING	TO NET INT	TO DESIRED NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT
1	GUATEMAL	1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0
		29.8	349.5	-266.2	0.0	412.9	17.9	341.4	0.0
2	SALVADOR	911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.8	0.0
		100.8	182.3	-58.1	0.0	219.9	38.4	158.1	0.0
3	HONDURAS	1006.8	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0	21.4	0.0
		55.7	290.6	-188.3	0.0	302.9	-5.3	261.6	0.0
4	NICA	538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0
		32.5	224.5	-98.9	0.0	143.2	-97.2	147.4	0.0
5	C.RICA	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.4	19.7	0.0
		254.1	569.4	-237.4	0.0	469.7	32.8	359.0	0.0
6	PANAMA	1278.4	1194.2	0.0	0.0	0.0	44.4	39.9	25.0
		129.5	209.2	-61.6	0.0	481.8	48.0	415.8	0.0
7	ACANAL	120.5	46.3	0.0	0.0	0.0	73.0	1.2	50.0
		17.9	8.1	0.0	0.0	0.0	-7.2	16.9	0.0
9	COLON	0.0	117.6	0.0	0.0	0.0	-117.8	0.1	-75.0
		0.0	20.6	0.0	0.0	1.1	-27.4	7.9	0.0
TOTALS		6548.2	6409.7	0.0	0.0	0.0	0.0	138.5	0.0
		620.3	1854.2	-910.5	0.0	2031.5	0.0	1708.1	0.0

**PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DE 2008
AÑO 2012 ESCENARIO MODERADO DEMANDA MÍNIMA VERANO**



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 TUE, NOV 11 2008 15:35
ARO 2012 ESC MOD DEM MIN VER

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	1.0056	231.28	3	PAN1230		230.00		6	1.0060	231.37
5		CHOZ30		230.00		6	1.0076	231.75	8	LSA230		230.00		6	1.0102	232.35
11		M.R230		230.00		6	1.0274	236.29	14	PRO230		230.00		6	1.0332	237.65
85		FIE230		230.00		6	1.0285	236.54	96	FOR230		230.00		6	1.0283	236.05
100		RAY230		230.00		6	1.0095	232.19	103	COFESA23		230.00		6	1.0070	231.61
105		FAN-AM23		230.00		6	1.0076	231.75	115	FACORA23		230.00		6	1.0074	231.69
144		CANU230		230.00		6	1.0268	236.17	145	BUMIN230		230.00		6	1.0334	237.67
146		GUALACA230		230.00		6	1.0280	236.44	147	GUASQ230		230.00		6	1.0288	236.15
148		VELADERO		230230.00		6	1.0222	235.11	190	CHANG230		230.00		6	1.0274	236.31
306		CHANI 230		230.00		6	1.0250	235.75	310	CONCEPCION230		230.00		6	1.0324	237.46
345		LORENA230		230.00		6	1.0288	236.62	511	LGUIAS230		230.00		6	1.0109	232.51
540		ANTON 230		230.00		6	1.0106	232.44	6000	FRONTER		230.00		6	1.0333	237.66

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

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

* NONE *

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 TUE, NOV 11 2008 15:35
ARO 2012 ESC MOD DEM MIN VER

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	1.0142	116.63	4	PAN1115		115.00		6	1.0143	116.65
6		CHO115		115.00		6	1.0580	121.67	9	LSA115		115.00		6	1.0235	117.70
12		M.N115		115.00		6	1.0127	116.46	15	PRO115		115.00		6	1.0334	118.85
18		CAC115		115.00		6	1.0142	116.63	19	C.V115		115.00		6	1.0111	116.28
20		CH.AZUL		115.00		6	1.0342	118.93	21	C.BAN115		115.00		6	1.0105	116.21
23		CHI115		115.00		6	1.0129	116.48	26	LOC115		115.00		6	1.0109	116.26
30		MAR115		115.00		6	1.0103	116.19	33	SIM115		115.00		6	1.0134	116.54
37		SANI115		115.00		6	1.0101	116.16	48	TINAJ115		115.00		6	1.0135	116.55
50		M.O115		115.00		6	1.0135	116.56	52	TOC115		115.00		6	1.0132	116.52
54		LM115		115.00		6	1.0184	117.11	55	LM2115		115.00		6	1.0189	117.17
61		FFIELD		115.00		9	1.0169	116.94	87	CAL115		115.00		6	1.0225	117.59
88		EST115		115.00		6	1.0241	117.77	92	L.V115		115.00		6	1.0231	117.66
109		STA.RITA115		115.00		6	1.0179	117.06	133	MIR115		115.00		7	1.0177	117.03
154		CEMPANI15		115.00		6	1.0175	117.01	161	CHANG115		115.00		6	1.0260	117.99
522		TCATIVA 115		115.00		6	1.0166	117.14								

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

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

* NONE *

TUE, NOV 11 2008 15:35

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZATION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2012 ESC MOD DEM MIN VER

AREA 6 IPANAMA J MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--NAME	--X BASKV ID	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
66	BLM13B	13.800 V2	10.4	25.0	0.0	0.0900	39.8	0.9645	47.0			1	6	
67	BLM13C	13.800 V3	10.4	25.0	0.0	0.0900	39.8	0.9645	47.0			1	6	
90	EST-13L	13.800 E1	18.0	12.0	-5.0	0.9900	18.9	0.9608	27.0			1	6	
94	LV-13.8L	13.800 L1	20.0	12.0	-5.0	0.9900	21.0	0.9628	27.0			1	6	
97	FOR13A	13.800 F1	95.6	50.0	-50.0	0.9900	100.5	0.9604	111.0			1	6	SYST
142	CANU13A	13.800 C1	35.0	29.0	-29.0	1.0000	35.8	0.9779	69.0			1	6	
151	GUALACA13.8	13.800 G1	18.5	10.0	-10.0	1.0171	20.7	0.8797	26.7			1	6	
204	BUOMINI13	13.800 G1	24.0	13.0	-13.0	1.0150	26.9	0.8793	28.9			1	6	
205	BAITUNI13.8	13.800 G1	33.0	5.2	-26.6	0.9900	33.8	0.9876	50.6			1	6	
301	CONCI13.8	13.800 G1	8.3	5.0	-5.0	0.9606	10.1	0.8566	13.5			1	6	
302	PASOANCHI13.8	13.800 P1	3.7	2.0	-2.0	0.9587	4.4	0.8797	6.2			1	6	
304	ALGAI13.8	13.800 A1	8.1	2.0	-2.0	0.9751	8.6	0.9708	13.5			1	6	
307	CHANI A	13.800 G1	62.0	50.0	-50.0	0.9900	70.2	0.8922	118.6			1	6	
317	MENDRE13.8	13.800 M1	8.0	0.0	0.0	1.1006	7.3	1.0000	35.3			1	6	
342	LORENA13.8	13.800 G1	13.7	10.5	-5.0	1.0234	14.3	0.9394	19.9			1	6	
541	FETOABRE	4.2000 1	105.0	1.4	1.4	1.0076	104.2	0.9999	136.0			1	6	
SUBSYSTEM TOTALS														
528.9 -32.4 273.5 -199.3														

TUE, NOV 11 2008 15:35

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZATION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2012 ESC MOD DEM MIN VER

AREA 7 JACANAL J MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--NAME	--X BASKV ID	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
170	MIR13G	13.800 M1	15.5	6.8	6.8	1.0496	16.1	0.9150	23.0			2	7	
171	MIR13H	13.800 M1	15.5	6.8	6.8	1.0588	16.0	0.9149	23.0			2	7	
171	MIR13H	13.800 M2	15.5	6.8	6.8	1.0588	16.0	0.9149	23.0			2	7	
SUBSYSTEM TOTALS														
46.4 20.5 33.5 20.5														

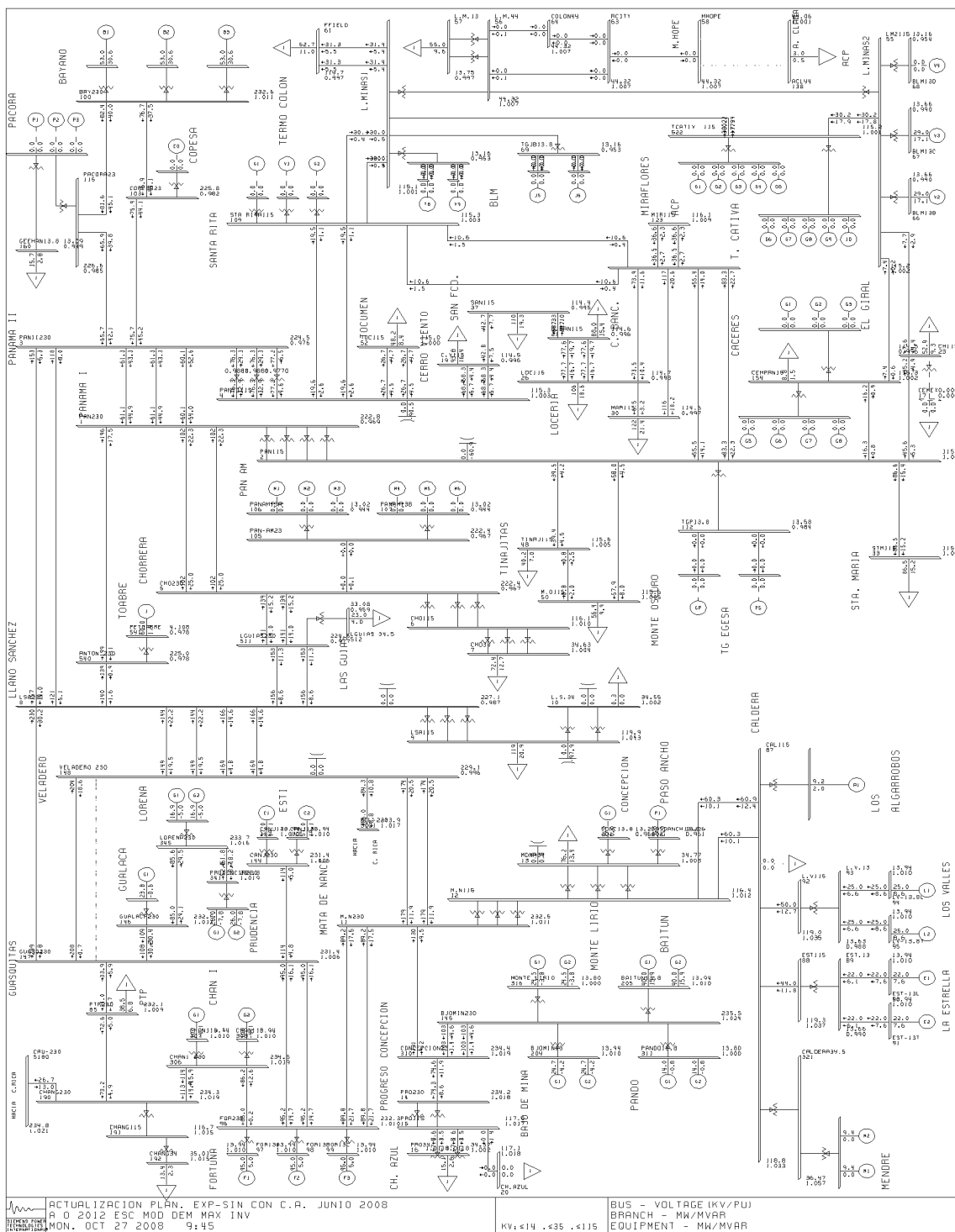
TUE, NOV 11 2008 15:36

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZATION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2012 ESC MOD DEM MIN VER

X-- AREA --X GENERATION LOAD FROM TO BUS TO LINE FROM TO TO DESIRED
SHUNT SHUNT CHARGING NET INT LOSSES NET INT
IN MW/MVAR

1	1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0
GUATEMAL	29.8	349.5	-266.2	0.0	412.9	17.9	341.4	0.0	341.4	0.0	0.0
2	911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.8	0.0	9.8	0.0	0.0
SALVADOR	100.8	182.3	-58.1	0.0	219.9	38.4	158.1	0.0	158.1	0.0	0.0
3	1006.8	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0	21.4	0.0	21.4	0.0	0.0
HONDURAS	55.7	290.6	-188.3	0.0	302.9	-5.3	261.6	0.0	261.6	0.0	0.0
4	538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0	11.1	0.0	0.0
NICA	32.4	224.5	-98.9	0.0	143.3	-97.3	147.4	0.0	147.4	0.0	0.0
5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.0	19.4	0.0	19.4	0.0	0.0
C. RICA	246.5	569.4	-236.9	0.0	470.4	26.9	357.4	0.0	357.4	0.0	0.0
6	528.9	494.5	0.0	0.0	0.0	20.8	13.6	25.0	13.6	25.0	0.0
PANAMA	-32.4	86.6	184.7	0.0	462.9	15.0	144.2	0.0	144.2	0.0	0.0
7	46.4	19.2	0.0	0.0	0.0	27.1	0.1	50.0	0.1	50.0	0.0
ACANAL	20.5	3.4	0.0	0.0	0.0	13.2	3.9	0.0	3.9	0.0	0.0
9	0.0	48.7	0.0	0.0	0.0	-48.7	0.0	-75.0	0.0	-75.0	0.0
COLON	0.0	8.5	0.0	0.0	1.1	-8.7	1.3	0.0	1.3	0.0	0.0
TOTALS	5724.5	5613.9	-663.7	0.0	2013.3	0.0	110.6	0.0	110.6	0.0	0.0
	453.1	1714.8	-663.7	0.0	2013.3	0.0	1415.2	0.0	1415.2	0.0	0.0

**PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DE 2008
AÑO 2012 ESCENARIO MODERADO DEMANDA MÁXIMA INVIERNO
CONTINGENCIA GUASQUITAS-VELADERO**



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E MON, OCT 27 2008 9:40

ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008

ARO 2012 ESC MOD DEM MAX INV CONT GUAS-VEL

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
11	M	R230		230.00		6	1.0107 232.46
85	F	IEZ30		230.00		6	1.0091 232.10
100	B	AY230		230.00		6	1.0114 232.62
145	B	UOMIN230		230.00		6	1.0239 235.50
147	G	UASQ230		230.00		6	1.0061 231.40
306	C	HANI 230		230.00		6	1.0194 234.46
341	P	RUDENCIA230		230.00		6	1.0185 234.26
6000	F	FRONTER		230.00		6	1.0183 234.21

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	P	AN230		230.00		6	0.9685 222.76
5	C	HOZ30		230.00		6	0.9671 222.44
103	C	OPESA23		230.00		6	0.9817 225.78
115	F	ACORA23		230.00		6	0.9854 226.64
511	L	GUIAS230		230.00		6	0.9765 224.60

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E MON, OCT 27 2008 9:40

ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008

ARO 2012 ESC MOD DEM MAX INV CONT GUAS-VEL

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	P	AN115		115.00		6	1.0075 115.86
6	C	HO115		115.00		6	1.0099 116.14
12	M	N115		115.00		6	1.0118 116.36
18	C	AC115		115.00		6	1.0068 115.78
33	S	TM115		115.00		6	1.0056 115.64
50	M	O115		115.00		6	1.0052 115.60
54	L	MI115		115.00		6	1.0011 115.13
87	C	AL115		115.00		6	1.0331 118.81
92	L	V115		115.00		6	1.0347 118.99
123	M	IR115		115.00		7	1.0093 116.07
191	C	HANG115		115.00		6	1.0149 116.71

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
19	C	V115		115.00		6	0.9956 114.49
23	C	H115		115.00		6	0.9860 114.54
30	M	R115		115.00		6	0.9868 114.63
61	F	FIELD		115.00		9	0.9873 114.69

ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008

ARO 2012 ESC MOD DEM MAX INV CONT GUAS-VEL

AREA 6 IPANAMA

BUS# X-- NAME --X BASKV ID MW MVAR

66 BLM13B 13.800 V2 29.0 17.1

AREA 6

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

21 C.BAN115 115.00 6 0.9965 114.59

26 LOC115 115.00 6 0.9977 114.74

37 SAN115 115.00 6 0.9950 114.42

QMAX QMIN QTERM CURRENT PF MWBASE

25.0 0.0 0.9900 34.0 0.8620 47.0

X T R A N

GENTAP ZONE AREA SWING

I 6

67	BLM13C	13.800 V3	29.0	17.1	25.0	0.0	0.0	0.9900	34.0	0.8620	47.0	1	6
90	EST-13L	13.800 E1	22.0	7.6	12.0	-5.0	1.0100	23.1	0.9447	27.0	1	6	
91	EST-13T	13.800 E2	22.0	7.6	12.0	-5.0	1.0100	23.1	0.9447	27.0	1	6	
94	LV-13.8L	13.800 L1	25.0	8.6	12.0	-5.0	1.0100	26.2	0.9455	27.0	1	6	
95	LV-13.8L	13.800 L2	25.0	8.6	12.0	-5.0	1.0100	26.2	0.9455	27.0	1	6	
97	LV-13.8I	13.800 F1	25.0	8.6	50.0	-50.0	1.0100	84.2	0.9862	111.0	1	6	
98	FOR13A	13.800 F1	25.0	8.6	50.0	-50.0	1.0100	84.2	0.9862	111.0	1	6	
98	FOR13B	13.800 F2	25.0	8.6	50.0	-50.0	1.0100	84.2	0.9862	111.0	1	6	
99	FOR13C	13.800 F3	25.0	8.6	50.0	-50.0	1.0100	84.2	0.9862	111.0	1	6	
101	BAY13A	13.800 B1	53.0	30.6	50.0	-25.0	1.0000	61.2	0.8658	96.0	1	6	
102	BAY13B	13.800 B2	53.0	30.6	50.0	-25.0	1.0000	61.2	0.8658	96.0	1	6	
108	BAY13C	13.800 B3	53.0	30.6	550.0	-25.0	1.0000	61.2	0.8658	100.0	1	6	
142	CAN13A	13.800 C1	57.0	19.1	29.0	-29.0	1.0100	59.5	0.9479	69.0	1	6	
143	CAN13B	13.800 C2	57.0	19.1	29.0	-29.0	1.0100	59.5	0.9479	69.0	1	6	
151	GUALACA13.8	13.800 G1	23.8	0.6	10.0	-10.0	1.0100	23.6	0.9896	26.7	1	6	
204	BUOMINI3	13.800 G1	24.7	4.2	13.0	-13.0	1.0100	24.8	0.9858	28.9	1	6	
204	BUOMINI3	13.800 G2	24.7	4.2	13.0	-13.0	1.0100	24.8	0.9858	28.9	1	6	
205	BATUN13.8	13.800 G1	40.0	15.9	26.6	-26.6	1.0100	42.6	0.9297	50.6	1	6	
205	BATUN13.8	13.800 G2	40.0	15.9	26.6	-26.6	1.0100	42.6	0.9297	50.6	1	6	
302	PASOANCH13.8	13.800 P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9611	5.4	0.9216	6.2	1	6	
304	ALGAL13.8	13.800 A1	9.2	2.0	2.0	0.0	0.9851	9.6	0.9772	13.5	1	6	
307	CHANI A	13.800 G1	100.0	-4.1	50.0	-50.0	1.0100	99.1	0.9992	118.6	1	6	
308	CHANI B	13.800 G2	100.0	-4.1	50.0	-50.0	1.0100	99.1	0.9992	118.6	1	6	
311	FANDO13.8	13.800 G1	14.0	0.8	10.0	-5.0	1.0000	14.0	0.9884	19.9	1	6	
311	FANDO13.8	13.800 G2	14.0	0.8	10.0	-5.0	1.0000	14.0	0.9884	19.9	1	6	
316	MONTI LIRIO	13.800 G1	24.5	-3.8	12.0	-5.0	1.0000	24.8	0.9879	27.0	1	6	
316	MONTI LIRIO	13.800 G2	24.5	-3.8	12.0	-5.0	1.0000	24.8	0.9879	27.0	1	6	
317	MENDRE13.8	13.800 M1	9.4	0.0	0.0	0.0	1.1094	8.5	1.0000	35.3	1	6	
317	MENDRE13.8	13.800 M2	9.4	0.0	0.0	0.0	1.1094	8.5	1.0000	35.3	1	6	
342	LORENAL13.8	13.800 G1	16.9	-5.0	10.5	-5.0	1.0044	17.5	0.9589	19.9	1	6	
342	LORENAL13.8	13.800 G2	16.9	-5.0	10.5	-5.0	1.0044	17.5	0.9589	19.9	1	6	
343	PRUDENCIAL3813.8	13.800 G1	26.0	-7.8	9.8	-9.8	1.0000	27.1	0.9583	33.0	1	6	
343	PRUDENCIAL3813.8	13.800 G2	26.0	-7.8	9.8	-9.8	1.0000	27.1	0.9583	33.0	1	6	
541	PETOABRE	4.2000 1	60.0	1.4	1.4	1.4	0.9782	61.4	0.9997	136.0	1	6	
SUBSYSTEM TOTALS			1318.8	196.9	1235.2	-542.4				1813.8		1	6

MON, OCT 27 2008 9:40

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008

ARO 2012 ESC MOD DEM MAX INV CONI GUAS-VEL

AREA 7 IACANAL

BUS# X-NAME --X-BASKV ID MW

129 MIR13D 13.800 G4 35.0

130 MIR13F 13.800 G5 17.1

140 GAT6A 6.9000 G1 1.9

140 GAT6A 6.9000 G2 1.9

140 GAT6A 6.9000 G3 1.9

141 GAT6B 6.9000 G4 3.9

! MACHINE SUMMARY:

MVAR

QMAX

QMIN

ETERM

CURRENT

PF

MVABASE

X T R A N

GENTAP

ZONE

AREA

SWING

2

7

2

7

2

7

2

7

2

7

4.0

0.9763

5.6

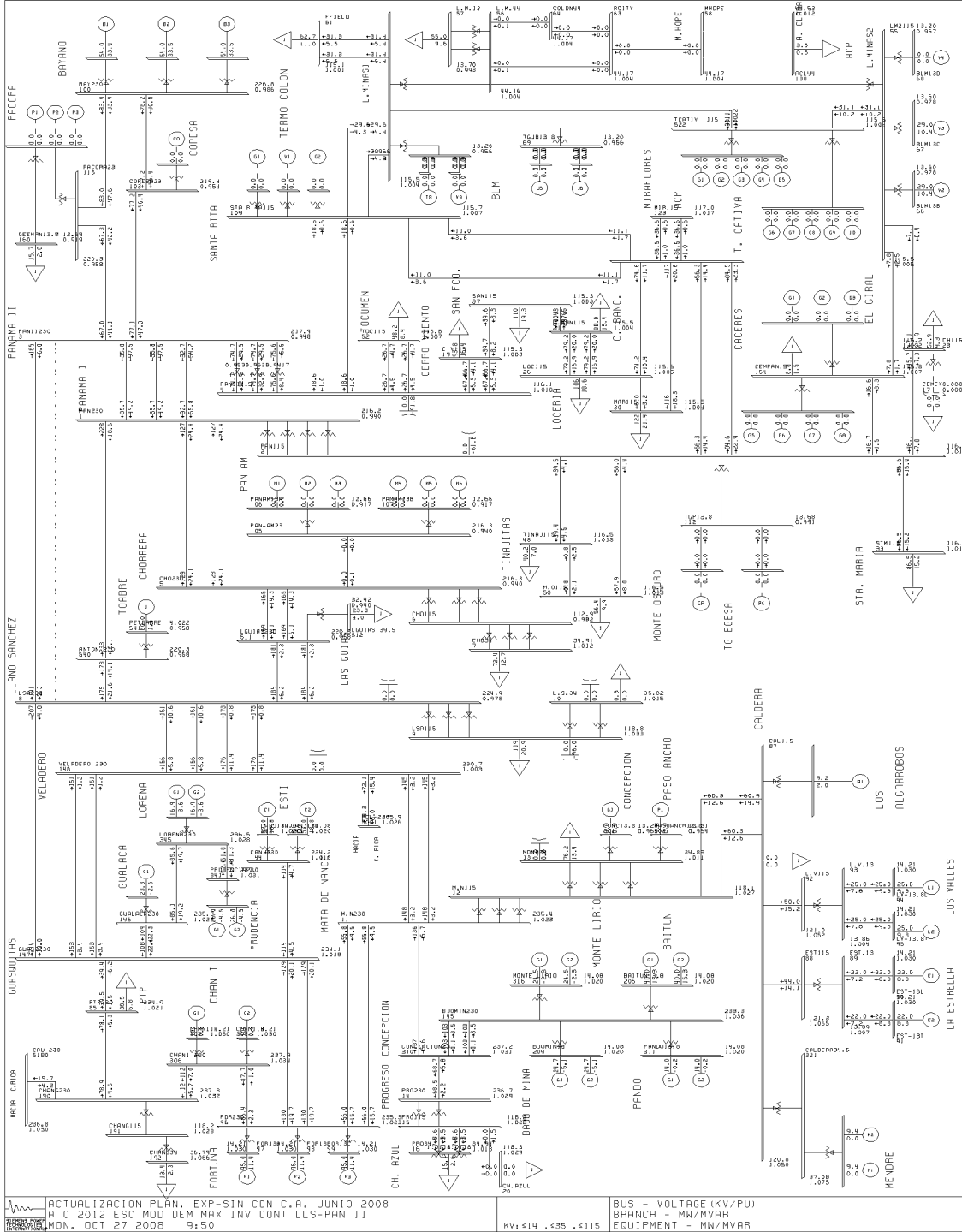
141 GAT6B	6.9000 G5	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9763	6.2	7
141 GAT6B	6.9000 G6	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9763	6.2	7
170 MIR13G	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0218	17.9	0.9281	23.0	7
170 MIR13H	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0309	17.8	0.9281	23.0	7
171 MIR13H	13.800 M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0309	17.8	0.9281	23.0	7
SUBSYSTEM TOTALS	120.5	19.7	71.5	5.3			17.8	0.9281	171.3	2

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 MON, OCT 27 2008 9:41
 AREA TOTALS
 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENERATION	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INI	LOSSES	DESIRE
		LOAD	LOAD	NET INI	NET INI		NET INI
1	1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0
GUATEMAL	29.8	349.5	-266.2	412.9	17.9	341.4	
2	911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	9.8	0.0
SALVADOR	100.8	182.3	-58.1	219.9	38.4	158.1	
3	1006.8	985.5	0.0	0.0	0.0	21.4	0.0

HONDURAS	55.8	290.6	-188.3	0.0	302.8	-5.2	261.6	
4	538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0
NICA	33.0	224.5	-98.9	0.0	143.2	-96.8	147.4	
5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.3	19.8	0.0
C.RICA	270.2	369.4	-236.5	0.0	467.8	44.5	360.6	
6	1318.8	1194.2	0.0	0.0	0.0	44.5	80.2	25.0
PANAMA	196.9	209.2	-249.3	0.0	545.3	34.1	748.2	
7	120.5	46.3	0.0	0.0	0.0	73.0	1.2	50.0
ACANAL	19.7	8.1	0.0	0.0	0.0	-5.4	17.0	
9	0.0	117.6	0.0	0.0	0.0	-117.8	0.1	-75.0
COLON	0.0	20.6	0.0	0.0	1.1	-27.4	7.8	
TOTALS	6588.6	6409.7	0.0	0.0	2093.0	0.0	178.9	0.0
	706.1	1854.2	-1097.2	0.0	2093.0	0.0	2042.1	

**PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DE 2008
AÑO 2012 ESCENARIO MODERADO DEMANDA MÁXIMA DE INVIERNO
CONTINGENCIA LLANO SANCHEZ-PANAMÁ II**



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 MON, OCT 27 2008 9:51

ARO 2012 ESC MOD DEM MAX INV CONT LLS-PAN II

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
11	M	R230		230.00		6	1.0255 235.40
85	F	IE230		230.00		6	1.0213 234.91
144	C	ANU230		230.00		6	1.0181 234.15
146	G	ALACAZ30		230.00		6	1.0250 235.29
148	V	EADERO		230.00		6	1.0032 230.74
306	C	HANI		230.00		6	1.0341 237.85
341	P	RUDENCIA2		230.00		6	1.0310 237.14
6000	F	FRONTER		230.00		6	1.0285 236.55

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	P	AN230		230.00		6	0.9402 216.24
5	C	H0230		230.00		6	0.9404 216.28
100	B	AY230		230.00		6	0.9860 226.77
105	F	AN-AM23		230.00		6	0.9404 216.28
511	L	GUIAS230		230.00		6	0.9577 220.28

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 MON, OCT 27 2008 9:51

ARO 2012 ESC MOD DEM MAX INV CONT LLS-PAN II

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	P	AN115		115.00		6	1.0151 116.74
9	L	SA115		115.00		6	1.0329 118.79
15	P	RO115		115.00		6	1.0281 118.23
19	C	V115		115.00		6	1.0027 115.31
21	C	BAN115		115.00		6	1.0041 115.47
26	L	OC115		115.00		6	1.0054 115.62
33	S	TM115		115.00		6	1.0132 116.52
48	T	INAD115		115.00		6	1.0127 116.47
52	T	OC115		115.00		6	1.0070 115.81
55	L	M2115		115.00		6	1.0047 115.54
87	C	AL115		115.00		6	1.0502 120.78
92	L	V115		115.00		6	1.0520 120.98
123	M	IR115		115.00		7	1.0175 117.01
191	C	HANG115		115.00		6	1.0280 118.23

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6	H	OL115		115.00		6	0.9815 112.87

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 MON, OCT 27 2008 9:51

ARO 2012 ESC MOD DEM MAX INV CONT LLS-PAN II

AREA 6 [PANAMA

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	P	AN1115		115.00		6	1.0098 116.13
12	M	N115		115.00		6	1.0270 118.11
18	C	AC115		115.00		6	1.0144 116.66
20	C	H.AZDL		115.00		6	1.0288 118.31
23	C	H115		115.00		6	1.0018 115.21
30	M	AR115		115.00		6	1.0045 115.51
37	S	AN115		115.00		6	1.0026 115.30
50	M	O115		115.00		6	1.0129 116.48
54	L	M0115		115.00		6	1.0043 115.49
61	F	FIELD		115.00		9	1.0005 115.06
88	E	ST115		115.00		6	1.0547 121.29
109	S	T.ARTA115		115.00		6	1.0065 115.75
154	C	EMER115		115.00		6	1.0068 115.73
522	T	CATIVÁ		115.00		6	1.0045 115.52

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	P	AN11230		230.00		6	0.9476 217.94
8	L	SA230		230.00		6	0.9780 224.94
103	C	OPESA23		230.00		6	0.9538 219.37
115	F	PACORA23		230.00		6	0.9578 220.30
540	A	ANTON		230.00		6	0.9580 220.34

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 MON, OCT 27 2008 9:51

ARO 2012 ESC MOD DEM MAX INV CONT LLS-PAN II

AREA 6 [PANAMA
BUS# X-- NAME --X BASKV ID MW MVAR QMAX QMIN ETEROM CURRENT FF MVBASE X T R A N GENTAP ZONE AREA SWING

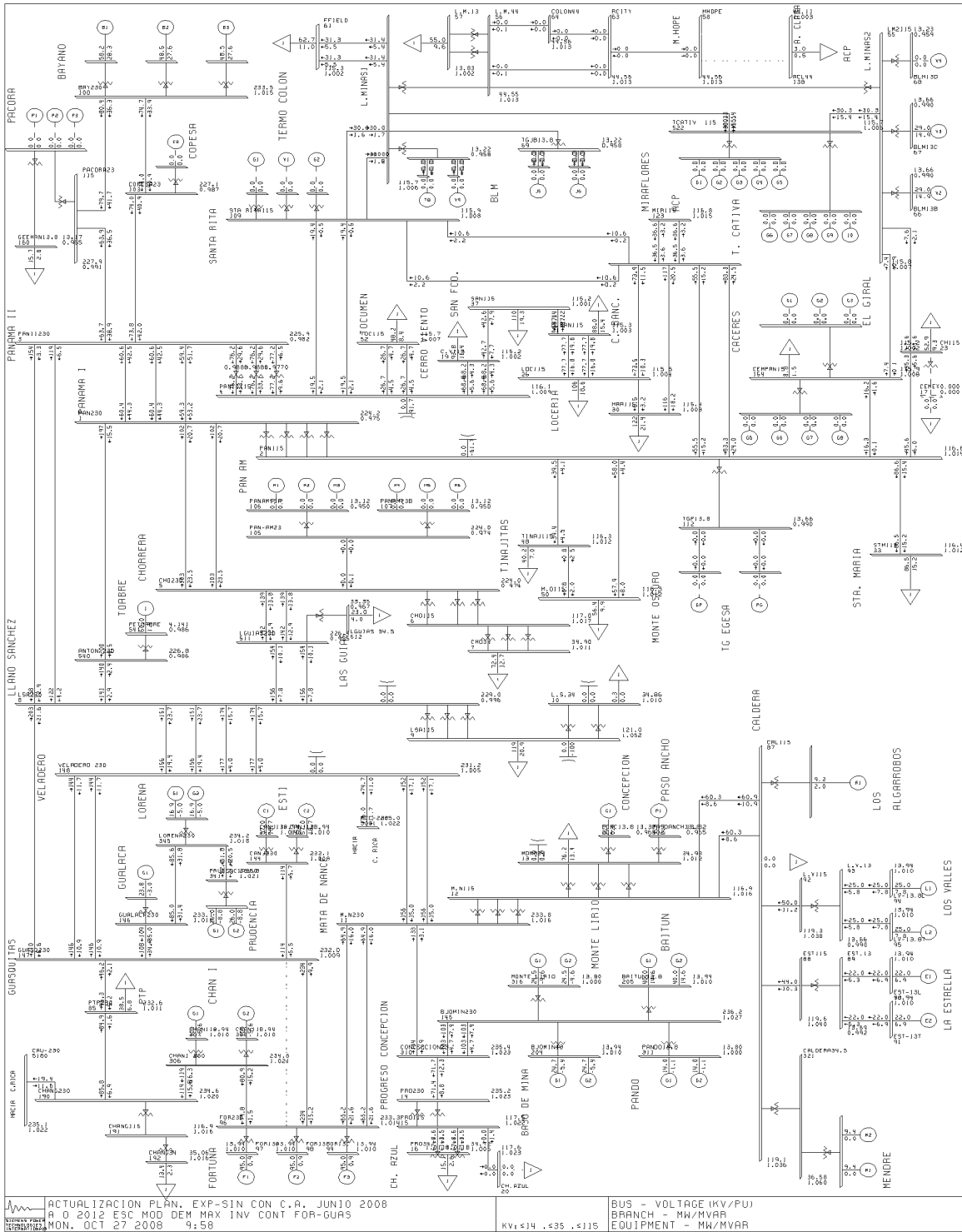
141 GAT6B	6.9000 G5	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0100	3.9	0.9726	2	7
141 GAT6B	6.9000 G6	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0100	3.9	0.9726	2	7
170 MIR13G	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0342	17.7	0.9281	2	7
171 MIR13H	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0432	17.6	0.9281	2	7
171 MIR13H	13.800 M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0432	17.6	0.9281	2	7
SUBSYSTEM TOTALS	120.5	22.7	71.5	5.3			171.3			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 MON, OCT 27 2008 9:51
 AREA TOTALS
 ARC 2012 ESC MOD DEM MAX INV CONT LLS-PAN II

X-- AREA --X	FROM GENERATION		TO BUS TO LINE		FROM CHARGING		TO LOSSES		DESIRED	
	FROM	TO	SHUNT	SHUNT	CHARGING	NET	INI	LOSSES	NET	INI
1	1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0	
GUATEMAL	29.8	349.5	-266.2	0.0	412.9	17.9	341.4			
2	911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.8	0.0	
SALVADOR	100.8	182.3	-58.1	0.0	219.9	38.4	158.1			
3	1006.8	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0	21.4	0.0		

HONDURAS	55.7	290.6	-188.3	0.0	302.8	-5.3	261.6	
4	538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0
NICA	32.6	224.5	-98.9	0.0	143.2	-97.2	147.4	
5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.5	19.7	0.0
C.RICA	250.5	569.4	-237.6	0.0	469.6	29.6	358.7	
6	1321.8	1194.2	0.0	0.0	0.0	44.3	63.3	25.0
PANAMA	234.0	209.2	-249.6	0.0	534.1	46.1	762.4	
7	120.5	46.3	0.0	0.0	0.0	73.0	1.2	50.0
ACANAL	22.7	8.1	0.0	0.0	0.0	-2.1	16.7	
9	0.0	117.6	0.0	0.0	0.0	-117.8	0.1	-75.0
COLON	0.0	20.6	0.0	0.0	1.1	-27.4	7.9	
TOTALS	6591.6	6409.7	0.0	0.0	0.0	0.0	181.9	0.0
	725.9	1854.2	-1098.7	0.0	2083.6	0.0	2054.1	

**PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DE 2008
AÑO 2012 ESCENARIO MODERADO DEMANDA MÁXIMA INVIERNO
CONTINGENCIA FORTUNA-GUASQUITAS**



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 O D O 2012 ESC MOD DEN MAX INV CONT FOR-GUAS
 MON. OCT 27 2008 9:58

KV: <14, <35, <115

BUS - VOLTAGE (KV/PU)
 BRANCH - MW/MVAR
 EQUIPMENT - MW/MVAR

MON, OCT 27 2008 9:57

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2012 ESC MOD DEM MAX INV CONT FOR-GUAS

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
11	M.	R230		230.00		6	1.0164 233.78
85	FIE	Z30		230.00		6	1.0111 232.56
100	BA	Z30		230.00		6	1.0151 233.47
145	BUOMIN	Z30		230.00		6	1.0272 236.25
147	GUASQ	Z30		230.00		6	1.0088 232.02
190	CHANG	Z30		230.00		6	1.0202 234.64
310	CONCEPCION	Z30		230.00		6	1.0234 235.37
345	LORENA	Z30		230.00		6	1.0184 234.23

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN	Z30		230.00		6	0.9749 224.23
5	CHO	Z30		230.00		6	0.9741 224.05
103	COPE	SA23		230.00		6	0.9875 227.12
115	FACOR	A23		230.00		6	0.9909 227.91
540	ANTON	Z30		230.00		6	0.9862 226.82

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
ARO 2012 ESC MOD DEM MAX INV CONT FOR-GUAS

MON, OCT 27 2008 9:58

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN	I15		115.00		6	1.0139 116.60
6	CHO	I15		115.00		6	1.0174 117.00
12	M.	N115		115.00		6	1.0162 116.86
18	CAC	I15		115.00		6	1.0132 116.52
20	CH.	AZUL		115.00		6	1.0225 117.59
23	CHI	I15		115.00		6	1.0019 115.22
30	MAR	I15		115.00		6	1.0033 115.38
37	SAN	I15		115.00		6	1.0015 115.17
50	M.	O115		115.00		6	1.0116 116.34
54	LM	I15		115.00		6	1.0062 115.72
61	FF	FIELD		115.00		9	1.0025 115.29
88	EST	I15		115.00		6	1.0398 119.58
109	STA	RITA	I15	115.00		6	1.0079 115.91
154	CEMPAN	I15		115.00		6	1.0079 115.91
522	ICATI	VÁ	I15	115.00		6	1.0065 115.74

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	PAN	I115		115.00		6	1.0093 116.07
9	LSA	I115		115.00		6	1.0521 120.99
15	PRO	I115		115.00		6	1.0218 117.50
19	C.	V115		115.00		6	1.0020 115.23
21	C.	BAN	I115	115.00		6	1.0029 115.34
26	LOC	I115		115.00		6	1.0042 115.48
33	STM	I115		115.00		6	1.0120 116.38
48	TINAJ	I115		115.00		6	1.0115 116.32
52	TOC	I115		115.00		6	1.0065 115.75
55	LM	2115		115.00		6	1.0067 115.77
87	CAL	I115		115.00		6	1.0360 119.14
92	L.	V115		115.00		6	1.0375 119.31
123	MIR	I115		115.00		7	1.0154 116.77
191	CHANG	I115		115.00		6	1.0163 116.88

* NONE *

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 AÑO 2012 ESC MOD DEM MAX INV CONT FOR-GUAS

MON, OCT 27 2008 9:57

AREA 6 IPANAMA J MACHINE SUMMARY:
 BUS# X-- NAME --X BASKV ID MW MVAR QMAX QMIN ETERM CURRENT PF MVBASE X T R A N GENTAP ZONE AREA SWING

66	BLM13B	13.800	V2	29.0	14.9	25.0	0.0	0.9900	32.9	0.8896	47.0	1	6
67	BLM13C	13.800	V3	29.0	14.9	25.0	0.0	0.9900	32.9	0.8896	47.0	1	6
90	EST-13L	13.800	E1	22.0	6.9	12.0	-5.0	1.0100	22.8	0.9546	27.0	1	6
91	EST-13T	13.800	E2	22.0	6.9	12.0	-5.0	1.0100	22.8	0.9546	27.0	1	6
94	LV-13.8L	13.800	L1	25.0	7.8	12.0	-5.0	1.0100	25.9	0.9548	27.0	1	6
95	LV-13.8T	13.800	L2	25.0	7.8	12.0	-5.0	1.0100	25.9	0.9548	27.0	1	6
97	FOR13A	13.800	F1	95.0	0.9	50.0	-50.0	1.0100	94.1	1.0000	111.0	1	6
98	FOR13B	13.800	F2	95.0	0.9	50.0	-50.0	1.0100	94.1	1.0000	111.0	1	6
99	FOR13C	13.800	F3	95.0	0.9	50.0	-50.0	1.0100	94.1	1.0000	111.0	1	6
101	BAT13A	13.800	B1	58.2	29.2	50.0	-25.0	1.0000	64.7	0.8994	96.0	1	6
102	BAT13B	13.800	B2	48.5	27.6	50.0	-25.0	1.0000	55.8	0.8691	96.0	1	6
108	BAT13C	13.800	B3	48.5	27.6	50.0	-25.0	1.0000	55.8	0.8691	96.0	1	6
142	CANU13A	13.800	C1	57.0	18.7	29.0	-29.0	1.0100	59.4	0.9502	69.0	1	6
143	CANU13B	13.800	C2	57.0	18.7	29.0	-29.0	1.0100	59.4	0.9502	69.0	1	6
151	GUALACA1.8	13.800	G1	23.8	-3.0	10.0	-10.0	1.0100	23.8	0.9322	26.7	1	6
204	BUOMINI3	13.800	G1	24.7	-5.4	13.0	-13.0	1.0100	25.0	0.9770	28.9	1	6
204	BUOMINI3	13.800	G2	24.7	-5.4	13.0	-13.0	1.0100	25.0	0.9770	28.9	1	6
205	BATUNI3.8	13.800	G1	40.0	14.6	26.6	-26.6	1.0100	42.2	0.9392	50.6	1	6
205	BATUNI3.8	13.800	G2	40.0	14.6	26.6	-26.6	1.0100	42.2	0.9392	50.6	1	6
302	FASOANCH13.8	13.800	F1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9654	5.3	0.9216	6.2	1	6
304	ALGAI3.8	13.800	A1	9.2	2.0	2.0	0.0	0.9879	9.5	0.9772	13.5	1	6
307	CHANI A	13.800	G1	100.0	-5.6	50.0	-50.0	1.0100	99.2	0.9985	118.6	1	6
308	CHANI B	13.800	G2	100.0	-5.6	50.0	-50.0	1.0100	99.2	0.9985	118.6	1	6
311	PANDOL13.8	13.800	G1	14.0	-1.1	10.0	-5.0	1.0000	14.0	0.9972	19.9	1	6
311	PANDOL13.8	13.800	G2	14.0	-1.1	10.0	-5.0	1.0000	14.0	0.9972	19.9	1	6
316	MONTE LIRIO	13.800	G1	24.5	-4.6	12.0	-5.0	1.0000	24.9	0.9832	27.0	1	6
316	MONTE LIRIO	13.800	G2	24.5	-4.6	12.0	-5.0	1.0000	24.9	0.9832	27.0	1	6
317	MENDRE13.8	13.800	M1	9.4	0.0	0.0	0.0	1.1125	8.4	1.0000	35.3	1	6
317	MENDRE13.8	13.800	M2	9.4	0.0	0.0	0.0	1.1125	8.4	1.0000	35.3	1	6
342	LORENA13.8	13.800	G1	16.9	-5.0	10.5	-5.0	1.0069	17.5	0.9589	19.9	1	6
342	LORENA13.8	13.800	G2	16.9	-5.0	10.5	-5.0	1.0069	17.5	0.9589	19.9	1	6
343	PRUDENCIAL3813.8	13.800	G1	26.0	-8.8	9.8	-9.8	1.0000	27.5	0.9467	33.0	1	6
343	PRUDENCIAL3813.8	13.800	G2	26.0	-8.8	9.8	-9.8	1.0000	27.5	0.9467	33.0	1	6
541	PETOABRE	4.2000	1	60.0	1.4	1.4	-1.4	0.9860	60.9	0.9897	136.0	1	6
SUBSYSTEM TOTALS				1314.9	153.3	1235.2	-542.4		60.9	0.9897	1813.8		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 AÑO 2012 ESC MOD DEM MAX INV CONT FOR-GUAS

MON, OCT 27 2008 9:57

AREA 7 JACANAL J MACHINE SUMMARY:
 BUS# X-- NAME --X BASKV ID MW MVAR QMAX QMIN ETERM CURRENT PF MVBASE X T R A N GENTAP ZONE AREA SWING

129	MIR13D	13.800	G4	35.0	0.7	15.0	0.0	1.0000	35.0	1.0000	44.1	2	7
130	MIR13F	13.800	G5	17.1	0.0	8.0	0.0	1.0110	16.9	1.0000	27.7	2	7
140	GAT6A	6.9000	G1	1.9	-0.2	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9853	4.1	2	7
140	GAT6A	6.9000	G2	1.9	-0.2	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9853	4.1	2	7
140	GAT6A	6.9000	G3	1.9	-0.2	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9853	4.1	2	7

141 GAT6B	6.9000 G4	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9725	5.6	2	7
141 GAT6B	6.9000 G5	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9725	6.2	2	7
141 GAT6B	6.9000 G6	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9725	6.2	2	7
170 MIR13G	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	8.8	1.0284	17.9	0.9281	23.0	2	7
171 MIR13H	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	8.8	1.0345	17.7	0.9281	23.0	2	7
171 MIR13H	13.800 M2	17.0	6.8	11.2	8.8	1.0345	17.7	0.9281	23.0	2	7
SUBSYSTEM TOTALS	120.5	17.8	71.5	5.3					171.3		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E MON, OCT 27 2008 9:58
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 AREA TOTALS
 ARO 2012 ESC MOD DEM MAX INV CONT FOR-GUAS IN MW/MVAR

X-- AREA	--X GENERATION	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO CHARGING	NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT
1 GUATEMAL	1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0
	29.8	349.5	-266.2	0.0	412.9	17.9	341.4	
2 SALVADOR	911.8	802.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.8	0.0
	100.8	182.3	-98.1	0.0	219.9	38.4	158.1	
3 HONDURAS	1006.8	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0	21.4	0.0
	55.8	290.6	-188.3	0.0	302.8	-5.2	261.6	

4	538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0
NICA	32.8	224.5	-98.9	0.0	143.2	-97.0	147.4	147.4	147.4	11.1	0.0
5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.5	18.6	18.6	18.6	18.6	0.0
C.RICA	263.3	569.4	-236.8	0.0	468.6	40.1	359.2	359.2	359.2	359.2	0.0
6	1314.9	1194.2	0.0	0.0	0.0	44.3	76.4	76.4	76.4	76.4	25.0
PANAMA	153.3	209.2	-253.0	0.0	584.9	40.4	721.7	721.7	721.7	721.7	25.0
7	120.5	46.3	0.0	0.0	0.0	73.0	1.2	1.2	1.2	1.2	50.0
ACANAL	17.8	8.1	0.0	0.0	0.0	-7.2	16.9	16.9	16.9	16.9	50.0
9	0.0	117.6	0.0	0.0	0.0	-117.8	0.1	0.1	0.1	0.1	-75.0
COLON	0.0	20.6	0.0	0.0	1.1	-27.3	7.7	7.7	7.7	7.7	-75.0
TOTALS	6584.6	6409.7	0.0	0.0	0.0	0.0	174.9	174.9	174.9	174.9	0.0
	653.6	1854.2	-1101.2	0.0	2113.4	0.0	2014.0	2014.0	2014.0	2014.0	0.0

**PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DE 2008
AÑO 2012 ESCENARIO MODERADO DEMANDA MÁXIMA INVIERNO
CONTINGENCIA VELADERO-LLANO SÁNCHEZ**

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 MON, OCT 27 2008 10:07
 ARO 2012 ESC MOD DEM MAX INV CONT VEL--LLS

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	1.0146	233.53	14	PRO230		230.00	6	1.0216	234.96
85	PIE	Z30		230.00		6	1.0119	232.74	196	FOR230		230.00	6	1.0152	233.04
144	CANU	Z30		230.00		6	1.0081	231.87	145	ECONIN230		230.00	6	1.0272	236.26
146	GUALACA	Z30		230.00		6	1.0131	233.02	147	GUAQZ30		230.00	6	1.0080	231.84
190	CHANGZ	Z30		230.00		6	1.0236	235.42	306	CHANI	Z30	230.00	6	1.0253	235.81
310	CONCEPCION	Z30		230.00		6	1.0226	235.20	341	FRUDENCIA	Z30	230.00	6	1.0212	234.89
345	LORENA	Z30		230.00		6	1.0184	234.24	6000	FRONTIER		230.00	6	1.0214	234.92

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	PAN	Z30		230.00		6	0.9523	219.03	3	PANII230		230.00	6	0.9592	220.62
5	CHO	Z30		230.00		6	0.9504	218.58	8	LSA230		230.00	6	0.9702	223.16
100	BAY	Z30		230.00		6	0.9972	229.36	103	COPE	SA23	230.00	6	0.9653	222.03
105	FAN-AM	Z3		230.00		6	0.9504	218.58	115	PACORA	Z3	230.00	6	0.9694	222.95
148	VELADERO	Z30		230.00		6	0.9957	229.02	511	LGUIAS	Z30	230.00	6	0.9593	220.65
540	ANTON	Z30		230.00		6	0.9614	221.12							

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 MON, OCT 27 2008 10:07
 ARO 2012 ESC MOD DEM MAX INV CONT VEL--LLS

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	PAN	I15		115.00		6	1.0044	115.51	4	PANII15		115.00	6	1.0073	115.84
9	LSA	I15		115.00		6	1.0246	117.83	12	M.N115		115.00	6	1.0175	117.02
15	FRO	I15		115.00		6	1.0205	117.36	18	CAC	I15	115.00	6	1.0038	115.44
20	CH.AZUL			115.00		6	1.0213	117.45	33	STM	I15	115.00	6	1.0025	115.29
48	TINAJI	I15		115.00		6	1.0020	115.23	50	M.O115		115.00	6	1.0021	115.24
52	TOC	I15		115.00		6	1.0045	115.51	55	LM2	I15	115.00	6	1.0003	115.04
87	CAL	I15		115.00		6	1.0404	119.65	88	EST	I15	115.00	6	1.0448	120.15
92	L.V115			115.00		6	1.0421	119.84	109	STA	RITAL15	115.00	6	1.0017	115.19
123	MIR	I15		115.00		7	1.0069	115.79	154	CEM	PAN15	115.00	6	1.0006	115.07
191	CHANG	I15		115.00		6	1.0198	117.27	522	TCATIVA	115	115.00	6	1.0001	115.01

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)
6	CHO	I15		115.00		6	0.9921	114.09	19	C.V115		115.00	6	0.9978	114.75
21	C.BANI	I15		115.00		6	0.9843	114.34	23	CH	I15	115.00	6	0.9936	114.27
26	LOC	I15		115.00		6	0.9954	114.47	30	MAR	I15	115.00	6	0.9941	114.32
37	SANI	I15		115.00		6	0.9932	114.22	54	LM	I15	115.00	6	0.9999	114.99

141 GAT6B	6.9000 G5	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9741	2	7
141 GAT6B	6.9000 G6	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9741	2	7
170 MIR13G	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0239	17.9	0.9281	2	7
171 MIR13H	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0330	17.7	0.9281	2	7
171 MIR13H	13.800 M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0330	17.7	0.9281	2	7
SUBSYSTEM TOTALS	120.5	23.1	71.5	5.3			171.3			

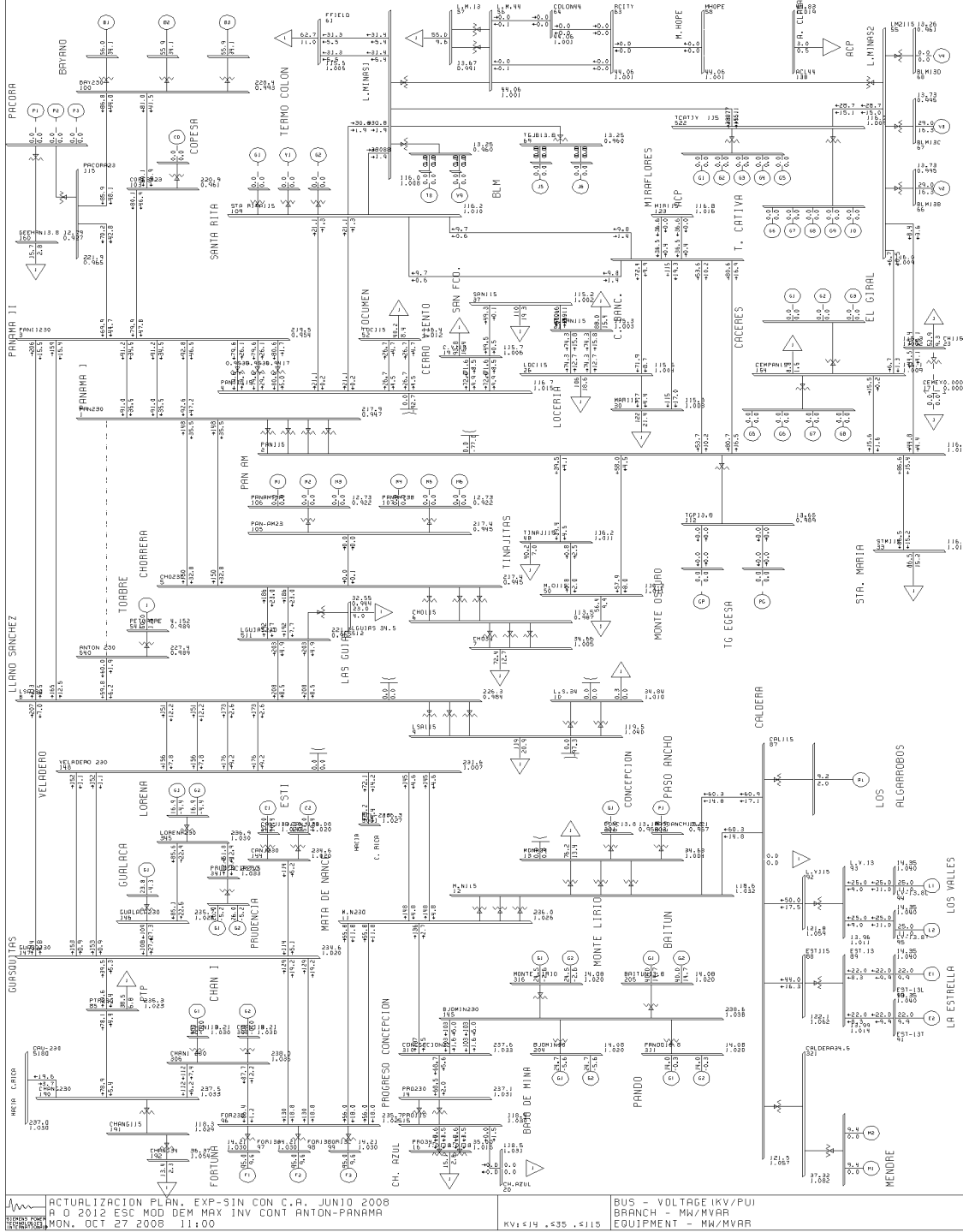
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 ARO 2012 ESC MOD DEM MAX INV CONT VEL-LLS

MON, OCT 27 2008 10:07
 AREA TOTALS
 IN MW/MVAR

X-- AREA	FROM GENERATION	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO CHARGING	NET INT	LOSSES	DESIRE NET INT
1 GUATEMAL	1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0
	29.8	349.5	-266.2	0.0	412.9	17.9	341.4	
2 SALVADOR	911.8	802.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.8	0.0
	100.8	182.3	-98.1	0.0	219.9	38.4	158.1	
3 HONDURAS	1006.8	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0	21.4	0.0
	55.8	290.6	-188.3	0.0	302.8	-5.2	261.6	

4	538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0
NICA	32.8	224.5	-98.9	0.0	143.2	-97.0	147.4	147.4	11.1	0.0
5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.5	19.6	19.6	0.0	0.0
C.RICA	263.1	569.4	-236.8	0.0	468.4	39.8	359.1	359.1	0.0	0.0
6	1323.4	1194.2	0.0	0.0	0.0	44.3	84.9	84.9	25.0	25.0
PANAMA	238.8	209.2	-246.3	0.0	533.8	35.3	774.2	774.2	0.0	0.0
7	120.5	46.3	0.0	0.0	0.0	73.0	1.2	1.2	50.0	50.0
ACANAL	23.1	8.1	0.0	0.0	0.0	-2.1	17.0	17.0	0.0	0.0
9	0.0	117.6	0.0	0.0	0.0	-117.8	0.1	0.1	-75.0	-75.0
COLON	0.0	20.6	0.0	0.0	1.1	-27.3	7.7	7.7	0.0	0.0
TOTALS	6593.2	6409.7	0.0	0.0	2082.1	0.0	183.5	183.5	0.0	0.0
	744.1	1854.2	-1094.5	0.0	2082.1	0.0	2066.5	2066.5	0.0	0.0

**PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON CENTROAMERICA JUNIO DE 2008
AÑO 2012 ESCENARIO MODERADO DEMANDA MÁXIMA INVIERNO
CONTINGENCIA ANTÓN-PANAMÁ**



ACTUALIZACION PLAN, EXP-SIN CON C.A., JUNIO 2008
 A 0 2012 ESC MOD DEM MAX INV CONT ANTON-PANAMA
 MON, OCT 27 2008 11:00

KV: 119 .535 .5115

BUS - VOLTAGE KV/PUI
 BRANCH - MW/MVAR
 EQUIPMENT - MW/MVAR

MON, OCT 27 2008 10:59

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 ARO 2012 ESC MOD DEM MAX INV CONT ANTON-PANAMA

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
11	M.	R230		230.00		6	1.0261 236.01
85	FIE	Z30		230.00		6	1.0230 235.29
144	CANU	Z30		230.00		6	1.0201 234.62
146	GUALACA	Z30		230.00		6	1.0249 235.72
148	VELADERO	Z30		230.00		6	1.0071 231.64
306	CHANI	Z30		230.00		6	1.0350 238.04
341	PRUDENCIA	Z30		230.00		6	1.0327 237.52
6000	FRONTER			230.00		6	1.0302 236.95

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN	Z30		230.00		6	0.9472 217.85
5	CHC	Z30		230.00		6	0.9453 217.41
100	BAY	Z30		230.00		6	0.9832 228.43
105	FAN-AM	Z30		230.00		6	0.9453 217.41
511	LGUIA	SZ30		230.00		6	0.9616 221.16

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 ARO 2012 ESC MOD DEM MAX INV CONT ANTON-PANAMA

MON, OCT 27 2008 10:59

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN	I15		115.00		6	1.0130 116.50
9	LSA	I15		115.00		6	1.0395 119.54
15	FRO	I15		115.00		6	1.0298 118.43
19	C.V	I15		115.00		6	1.0059 115.68
21	C.BAN	I15		115.00		6	1.0029 115.34
26	LOC	I15		115.00		6	1.0040 115.46
33	STM	I15		115.00		6	1.0111 116.28
48	TINAJ	I15		115.00		6	1.0106 116.22
52	TOC	I15		115.00		6	1.0123 116.42
55	LM	I15		115.00		6	1.0088 116.01
87	CAL	I15		115.00		6	1.0569 121.54
92	L.V	I15		115.00		6	1.0588 121.76
123	MIR	I15		115.00		7	1.0157 116.81
191	CHANG	I15		115.00		6	1.0290 118.33

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6	CHO	I15		115.00		6	0.9867 113.47

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
14	FRO	Z30		230.00		6	1.0309 237.10
96	FOR	Z30		230.00		6	1.0248 236.70
145	ECOMIN	Z30		230.00		6	1.0376 236.65
147	GUA	SZ30		230.00		6	1.0199 234.58
190	CHANG	Z30		230.00		6	1.0327 237.53
310	CONCEPCION	Z30		230.00		6	1.0330 237.59
345	LORENA	Z30		230.00		6	1.0300 236.89

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	PAN	I1230		230.00		6	0.9543 219.49
8	LSA	Z30		230.00		6	0.9841 226.34
103	COPE	SAZ30		230.00		6	0.9606 220.93
115	PACORA	Z30		230.00		6	0.9647 221.88
540	ANTON	Z30		230.00		6	0.9887 227.40

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	PAN	I115		115.00		6	1.0151 116.74
12	M.	N115		115.00		6	1.0317 118.65
18	CAC	I15		115.00		6	1.0125 116.43
20	CH.AZUL			115.00		6	1.0306 118.52
23	CH	I15		115.00		6	1.0023 115.26
30	MAR	I15		115.00		6	1.0028 115.32
37	SAN	I15		115.00		6	1.0018 115.21
50	M.	O115		115.00		6	1.0108 116.24
54	LMI	I15		115.00		6	1.0084 115.96
61	FF	I15		115.00		9	1.0046 115.53
88	EST	I15		115.00		6	1.0618 122.10
109	STA	RITAL15		115.00		6	1.0101 116.16
154	CEM	PAN15		115.00		6	1.0092 116.05
522	TCATI	V15		115.00		6	1.0086 115.99

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6	CHO	I15		115.00		6	0.9867 113.47

MON, OCT 27 2008 10:58

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C. A. JUNIO 2008
ARG 2012 ESC MOD DEM MAX INV CONT ANTON-PANAMA

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

EDS#	X--NAME	--X BASKV ID	MW	MVAR	OMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVBASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
66	BIM13B	13.800 V2	29.0	16.3	25.0	0.0	0.9950	33.4	0.8719	47.0			1	6	6
67	BIM13C	13.800 V3	29.0	16.3	25.0	0.0	0.9950	33.4	0.8719	47.0			1	6	6
90	EST-13L	13.800 E1	22.0	9.6	12.0	-5.0	1.0400	23.2	0.9120	27.0			1	6	6
91	EST-13T	13.800 E2	22.0	9.6	12.0	-5.0	1.0400	23.2	0.9120	27.0			1	6	6
94	LV-13.8L	13.800 L1	23.0	11.0	12.0	-5.0	1.0400	26.5	0.9149	27.0			1	6	6
95	LV-13.8T	13.800 L2	23.0	11.0	12.0	-5.0	1.0400	26.5	0.9149	27.0			1	6	6
97	FOR13A	13.800 F1	95.0	9.6	50.0	-50.0	1.0300	92.7	0.9949	111.0			1	6	6
98	FOR13B	13.800 F2	95.0	9.6	50.0	-50.0	1.0300	92.7	0.9949	111.0			1	6	6
99	FOR13C	13.800 F3	95.0	9.6	50.0	-50.0	1.0300	92.7	0.9949	111.0			1	6	6
101	EVI13A	13.800 B1	56.0	34.1	50.0	-25.0	0.9873	66.4	0.8537	96.0			1	6	SYST
102	EVI13B	13.800 B2	55.9	34.1	50.0	-25.0	0.9873	66.4	0.8536	100.0			1	6	6
108	EVI13C	13.800 B3	55.9	34.1	50.0	-25.0	0.9873	66.4	0.8536	100.0			1	6	6
142	CANU13A	13.800 C1	57.0	18.4	29.0	-29.0	1.0200	58.7	0.9514	69.0			1	6	6
143	CANU13B	13.800 C2	57.0	18.4	29.0	-29.0	1.0200	58.7	0.9514	69.0			1	6	6
151	GUALACA13.8	13.800 G1	23.8	-4.3	10.0	-10.0	1.0200	23.7	0.9844	26.7			1	6	6
204	BJOMINI3	13.800 G1	24.7	-5.6	13.0	-13.0	1.0200	24.8	0.9750	28.9			1	6	6
204	BJOMINI3	13.800 G2	24.7	-5.6	13.0	-13.0	1.0200	24.8	0.9750	28.9			1	6	6
205	BATIUN13.8	13.800 G1	40.0	14.7	26.6	-26.6	1.0200	41.8	0.9384	50.6			1	6	6
205	BATIUN13.8	13.800 G2	40.0	14.7	26.6	-26.6	1.0200	41.8	0.9384	50.6			1	6	6
302	FASOANCH13.8	13.800 P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9571	5.4	0.9216	6.2			1	6	6
304	ALGAL3.8	13.800 A1	9.2	2.0	2.0	0.0	1.0077	9.3	0.9772	13.5			1	6	6
307	CHANI A	13.800 G1	100.0	0.0	50.0	-50.0	1.0300	97.1	1.0000	118.6			1	6	6
308	CHANI B	13.800 G2	100.0	0.0	50.0	-50.0	1.0300	97.1	1.0000	118.6			1	6	6
311	PANDOI13.8	13.800 G1	14.0	-0.3	10.0	-5.0	1.0200	13.7	0.9897	19.9			1	6	6
311	PANDOI13.8	13.800 G2	14.0	-0.3	10.0	-5.0	1.0200	13.7	0.9897	19.9			1	6	6
316	MONTI LIRIO	13.800 G1	24.5	-2.6	12.0	-5.0	1.0200	24.2	0.9845	27.0			1	6	6
316	MONTI LIRIO	13.800 G2	24.5	-2.6	12.0	-5.0	1.0200	24.2	0.9845	27.0			1	6	6
317	MENDRE13.8	13.800 M1	9.4	0.0	0.0	0.0	1.1352	8.3	1.0000	35.3			1	6	6
317	MENDRE13.8	13.800 M2	9.4	0.0	0.0	0.0	1.1352	8.3	1.0000	35.3			1	6	6
342	LORENAL3.8	13.800 G1	16.9	-4.4	10.5	-5.0	1.0200	17.1	0.9682	19.9			1	6	6
342	LORENAL3.8	13.800 G2	16.9	-4.4	10.5	-5.0	1.0200	17.1	0.9682	19.9			1	6	6
343	PRUDENCIAL3813.800 G1	26.0	26.0	-5.2	9.8	-9.8	1.0200	26.0	0.9803	33.0			1	6	6
343	PRUDENCIAL3813.800 G2	26.0	26.0	-5.2	9.8	-9.8	1.0200	26.0	0.9803	33.0			1	6	6
541	PETOABRE	4.2000 1	60.0	1.4	1.4	1.4	0.9885	60.7	0.9997	136.0			1	6	6
SUBSYSTEM TOTALS			1327.6	236.8	1235.2	-542.4				1813.8					

MON, OCT 27 2008 10:58

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E
ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C. A. JUNIO 2008
ARG 2012 ESC MOD DEM MAX INV CONT ANTON-PANAMA

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

EDS#	X--NAME	--X BASKV ID	MW	MVAR	OMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVBASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
129	MIR13D	13.800 G4	35.0	5.5	15.0	0.0	1.0200	34.7	0.9877	44.1			2	7	7
130	MIR13E	13.800 G5	17.1	0.1	8.0	0.0	1.0200	16.8	1.0000	21.7			2	7	7
140	GAT6A	6.9000 G1	1.9	0.0	2.0	-2.0	1.0200	1.9	0.9899	4.1			2	7	7
140	GAT6A	6.9000 G2	1.9	0.0	2.0	-2.0	1.0200	1.9	0.9899	4.1			2	7	7
140	GAT6A	6.9000 G3	1.9	0.0	2.0	-2.0	1.0200	1.9	0.9899	4.1			2	7	7
141	GAT6B	6.9000 G4	3.9	-0.7	3.0	-3.0	1.0200	3.9	0.9820	5.6			2	7	7
141	GAT6B	6.9000 G5	3.9	-0.7	3.0	-3.0	1.0200	3.9	0.9820	5.6			2	7	7

4	538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0
NICA	32.5	224.5	-98.9	0.0	143.2	-97.2	147.4	147.4	0.0	19.7	0.0
5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.5	19.7	358.7	0.0	89.1	25.0
C.RICA	248.1	569.4	-237.6	0.0	469.9	27.5	358.7	795.5	50.0	16.6	
6	1327.6	1194.2	0.0	0.0	0.0	44.3	89.1	795.5	50.0		
PANAMA	236.8	209.2	-267.0	0.0	548.0	47.0	795.5	16.6			
7	120.5	46.3	0.0	0.0	0.0	73.0	1.2	16.6			
ACANAL	23.9	8.1	0.0	0.0	0.0	-0.8	1.2	16.6			
9	0.0	117.6	0.0	0.0	0.0	-117.8	0.1				
COLON	0.0	20.6	0.0	0.0	1.1	-27.4	7.9				
TOTALS	6597.3	6409.7	0.0	0.0	2097.8	0.0	187.6	2087.1	0.0		
	727.5	1854.2	-1116.0	0.0	2097.8	0.0	187.6	2087.1	0.0		

ANEXO 7
NIVELES DE CORTOCIRCUITO 2009-2012

AÑO 2009

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E THU, NOV 27 2008 9:48
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 SHORT CIRCUIT
 AÑO 2009 ESC MOD DEM MAX INV FAULT CURRENTS
 OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA]

X-----	BUS	-----X	THREE PHASE FAULT			ONE PHASE FAULT		
				/I+/ AN (I+)	/IA/ AN (IA)		/I+/ AN (I+)	/IA/ AN (IA)
1	[PAN230	230.00]	AMPS	7127.6	-82.04	8528.3	-85.11	
2	[PAN115	115.00]	AMPS	13519.8	-82.36	17658.3	-84.88	
3	[PANII230	230.00]	AMPS	6993.8	-82.16	7654.6	-84.83	
4	[PANIII115	115.00]	AMPS	9673.0	-85.91	9951.1	-89.39	
5	[CHO230	230.00]	AMPS	6086.2	-82.69	6462.8	-84.73	
6	[CHO115	115.00]	AMPS	4764.8	-91.32	5615.9	-92.86	
7	[CHO34	34.500]	AMPS	7629.2	-94.51	2239.7	-102.98	
8	[LSA230	230.00]	AMPS	5850.0	-79.80	5622.1	-80.25	
9	[LSA115	115.00]	AMPS	6013.2	-85.41	6727.1	-85.83	
10	[L.S.34	34.500]	AMPS	6735.4	-92.68	2187.9	-95.45	
11	[M.N230	230.00]	AMPS	7011.4	-75.64	6635.1	-75.52	
12	[M.N115	115.00]	AMPS	8104.5	-78.27	8879.7	-78.02	
13	[MDNA34	34.500]	AMPS	11280.4	-80.31	2407.7	-86.08	
14	[PRO230	230.00]	AMPS	4486.1	-75.21	3808.4	-76.69	
15	[PRO115	115.00]	AMPS	4157.6	-80.79	4690.5	-81.35	
16	[PRO34	34.500]	AMPS	7006.7	-83.22	4252.1	-85.67	
18	[CAC115	115.00]	AMPS	13377.5	-82.48	16821.2	-84.99	
19	[C.V115	115.00]	AMPS	8902.2	-84.88	7205.9	-87.39	
20	[CH.AZUL	115.00]	AMPS	2225.6	-78.01	1733.3	-75.96	
21	[C.BAN115	115.00]	AMPS	11555.1	-82.40	11265.5	-85.49	
23	[CH115	115.00]	AMPS	6721.7	-86.54	4776.5	-87.42	
26	[LOC115	115.00]	AMPS	11941.9	-82.18	13012.7	-84.96	
30	[MAR115	115.00]	AMPS	10550.3	-82.54	9593.6	-84.77	
33	[STM115	115.00]	AMPS	11976.8	-82.62	13504.6	-84.93	
37	[SAN115	115.00]	AMPS	10915.1	-82.89	9220.9	-86.24	
48	[TINAJ115	115.00]	AMPS	10001.1	-84.18	8338.3	-86.67	
50	[M.O115	115.00]	AMPS	10687.0	-83.80	9664.4	-86.48	
52	[TOC115	115.00]	AMPS	7628.9	-86.54	5904.5	-88.06	
54	[LM1115	115.00]	AMPS	11101.5	-88.74	13671.7	-89.44	
55	[LM2115	115.00]	AMPS	11190.5	-89.12	13729.5	-89.48	
66	[BLM13B	13.800]	AMPS	32029.3	-96.20	24311.4	-96.74	
67	[BLM13C	13.800]	AMPS	33507.6	-96.24	33282.5	-96.60	
68	[BLM13D	13.800]	AMPS	34170.1	-96.35	33716.7	-96.74	
69	[TGP13.8	13.800]	AMPS	20263.3	-98.42	0.0	0.00	
70	[TGP13A	13.800]	AMPS	16014.2	-98.95	0.0	0.00	
71	[TGP13B	13.800]	AMPS	16014.2	-98.95	0.0	0.00	
72	[BLMCCA	13.800]	AMPS	16014.2	-98.95	0.0	0.00	
73	[BLMCCB	13.800]	AMPS	16014.2	-98.95	0.0	0.00	
85	[PTP230	230.00]	AMPS	4970.6	-74.33	4689.8	-58.81	
86	[CC13.8	13.800]	AMPS	20263.3	-98.42	0.0	0.00	
87	[CAL115	115.00]	AMPS	6344.5	-76.27	8235.1	-75.54	
88	[EST115	115.00]	AMPS	5530.5	-75.42	7654.4	-75.69	
89	[EST.13	13.800]	AMPS	44036.1	-75.92	27691.2	-78.57	
90	[EST-13L	13.800]	AMPS	20280.9	-75.91	21253.5	-76.12	
91	[EST-13T	13.800]	AMPS	20280.9	-75.91	21253.5	-76.12	
92	[L.V115	115.00]	AMPS	6032.9	-75.92	8307.0	-76.16	
93	[L.V.13	13.800]	AMPS	47295.4	-76.41	28498.3	-79.01	
94	[LV-13.8L	13.800]	AMPS	20501.3	-75.89	21414.3	-76.09	
95	[LV-13.8T	13.800]	AMPS	20501.3	-75.89	21414.3	-76.09	
96	[FOR230	230.00]	AMPS	7601.2	-75.81	8279.6	-77.02	
97	[FOR13A	13.800]	AMPS	56945.4	-76.27	50414.3	-76.73	
98	[FOR13B	13.800]	AMPS	56945.4	-76.27	50414.3	-76.73	
99	[FOR13C	13.800]	AMPS	56945.4	-76.27	50414.3	-76.73	
100	[BAY230	230.00]	AMPS	5033.6	-84.06	5523.4	-86.68	
101	[BAY13A	13.800]	AMPS	36383.8	-87.58	31658.2	-88.61	
102	[BAY13B	13.800]	AMPS	36383.8	-87.61	31658.2	-88.64	
103	[COPESA23	230.00]	AMPS	5890.3	-83.13	5338.4	-85.13	
104	[COPESA13	13.800]	AMPS	19292.8	-95.95	0.0	0.00	
105	[PAN-AM23	230.00]	AMPS	6049.0	-82.77	6402.6	-84.82	
106	[PANAM13A	13.800]	AMPS	30306.3	-91.16	25843.0	-91.75	
107	[PANAM13B	13.800]	AMPS	30306.3	-91.16	25843.0	-91.75	
108	[BAY13C	13.800]	AMPS	36902.5	-87.64	35199.3	-88.52	
109	[STA RITA115	115.00]	AMPS	9953.2	-88.57	11232.5	-89.48	
112	[TGP13.8	13.800]	AMPS	80412.7	-88.66	0.0	0.00	
113	[TGP13A	13.800]	AMPS	19582.8	-99.27	0.0	0.00	
114	[TGP13B	13.800]	AMPS	19582.8	-99.27	0.0	0.00	
115	[PACORA23	230.00]	AMPS	5526.4	-83.68	5549.2	-85.84	
116	[PACORA13	13.800]	AMPS	26358.8	-92.80	22291.4	-94.32	
142	[CANJ13A	13.800]	AMPS	15901.0	-63.51	13001.1	-63.60	
143	[CANJ13B	13.800]	AMPS	15901.0	-63.51	13001.1	-63.60	
144	[CANJ230	230.00]	AMPS	6119.2	-76.41	5652.1	-75.88	
147	[GUASQ230	230.00]	AMPS	6362.6	-76.44	5975.1	-76.02	
148	[VELADERO	230.00]	AMPS	6545.0	-77.53	5491.8	-76.57	
154	[CEMPAN15	115.00]	AMPS	7678.2	-88.30	7613.9	-90.50	
160	[GEHAN13.8	13.800]	AMPS	4909.3	-94.62	5199.1	-96.73	
190	[CHANG230	230.00]	AMPS	3233.8	-74.62	2383.7	-71.78	
191	[CHANG115	115.00]	AMPS	2415.2	-80.58	2638.4	-80.02	
192	[CHANG34	34.500]	AMPS	3749.8	-82.52	2164.7	-85.32	
301	[CONC13.8	13.800]	AMPS	22730.8	-82.09	8748.4	-85.51	

302	[PASOANCH13.813.800]	AMPS	20973.1	-82.20	1878.4	-86.58
511	[LGUIAS230 230.00]	AMPS	3883.9	-82.10	3584.0	-83.69
512	[LGUIAS 34.5 34.500]	AMPS	5515.5	-92.72	0.0	0.00
521	[EGIRAL13.8 113.800]	AMPS	12110.5	-95.89	9245.2	-96.40
522	[TCATIVÁ 115 115.00]	AMPS	11171.7	-89.04	13766.3	-89.84
523	[TCATIVÁ 13A 13.800]	AMPS	35588.8	-95.37	26233.4	-96.23
524	[TCATIVÁ 13B 13.800]	AMPS	35948.3	-95.41	26498.4	-96.27
525	[TCOLON 13A 13.800]	AMPS	15819.7	-98.88	0.0	0.00
526	[TCOLON 13B 13.800]	AMPS	15819.7	-98.88	0.0	0.00
527	[TCOLON 13C 13.800]	AMPS	15819.7	-98.88	0.0	0.00
531	[EGIRAL13.8 213.800]	AMPS	25743.6	-94.78	35338.4	-95.47
6000	[FRONTER 230.00]	AMPS	4462.1	-75.24	3484.4	-75.90

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E THU, NOV 27 2008 9:48
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 SHORT CIRCUIT
 AÑO 2009 ESC MOD DEM MAX INV FAULT CURRENTS
 OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL]

X-----	BUS	-----X		THREE PHASE FAULT		ONE PHASE FAULT	
				/I+/ AN(I+)	/IA/ AN(IA)		
123	[MIR115	115.00]	AMPS	9984.3	-84.59	10560.2	-87.01
124	[MIR44	44.000]	AMPS	14559.6	-90.14	18179.5	-90.59
126	[MIR13A	12.000]	AMPS	9049.9	-94.81	0.0	0.00
127	[MIR13B	12.000]	AMPS	9049.9	-94.81	0.0	0.00
128	[MIR13C	12.000]	AMPS	10337.9	-88.17	0.0	0.00
129	[MIR13D	13.800]	AMPS	23602.2	-86.43	26845.5	-87.54
130	[MIR13E	13.800]	AMPS	21001.0	-92.44	19782.0	-92.93
131	[BAL44	44.000]	AMPS	8519.0	-87.41	7216.6	-86.12
132	[SUM44	44.000]	AMPS	7434.3	-83.89	7792.6	-84.15
133	[MAD44	44.000]	AMPS	3153.9	-81.10	4000.7	-82.95
134	[MAD6A	6.9000]	AMPS	8575.3	-89.33	0.0	0.00
135	[MAD6B	6.9000]	AMPS	8516.4	-89.37	0.0	0.00
136	[MAD6C	6.9000]	AMPS	8524.2	-89.37	0.0	0.00
137	[GAM44	44.000]	AMPS	5314.1	-81.63	4499.5	-79.88
138	[ACL44	44.000]	AMPS	2804.9	-79.11	3268.8	-78.54
139	[GAT44	44.000]	AMPS	2765.9	-78.94	3337.8	-80.80
140	[GAT6A	6.9000]	AMPS	10831.9	-83.93	9968.2	-85.87
141	[GAT6B	6.9000]	AMPS	11435.4	-82.25	10708.8	-84.12
170	[MIR13G	13.800]	AMPS	18023.4	-92.34	13675.9	-93.06
171	[MIR13H	13.800]	AMPS	23705.2	-90.85	21725.9	-91.43

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E THU, NOV 27 2008 9:48
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 SHORT CIRCUIT
 AÑO 2009 ESC MOD DEM MAX INV FAULT CURRENTS
 OUTPUT FOR AREA 9 [COLON]

X-----	BUS	-----X		THREE PHASE FAULT		ONE PHASE FAULT	
				/I+/ AN(I+)	/IA/ AN(IA)		
56	[L.M.44	44.000]	AMPS	7573.1	-97.11	9741.2	-98.21
57	[L.M.13	13.800]	AMPS	15735.8	-98.06	7363.7	-104.25
58	[MHOPE	44.000]	AMPS	3988.5	-87.87	3009.8	-86.64
61	[FFIELD	115.00]	AMPS	8266.7	-88.51	8712.6	-83.88
63	[RCITY	44.000]	AMPS	4406.3	-92.71	3482.6	-90.19
64	[COLON44	44.000]	AMPS	4396.7	-92.70	3470.9	-90.17

AÑO 2010

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E THU, NOV 27 2008 10:05
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 SHORT CIRCUIT
 AÑO 2010 ESC MOD DEM MAX INV FAULT CURRENTS
 OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA]

X-----	BUS	-----X	THREE PHASE FAULT			ONE PHASE FAULT		
				/I+/	AN (I+)	/IA/	AN (IA)	
1	[PAN230	230.00]	AMPS	7426.5	-80.83	8832.7	-84.06	
2	[PAN115	115.00]	AMPS	13813.6	-81.13	17987.1	-83.78	
3	[PANII230	230.00]	AMPS	7136.3	-81.15	7703.5	-84.01	
4	[PANIII115	115.00]	AMPS	9762.6	-84.97	9944.6	-88.60	
5	[CHO230	230.00]	AMPS	5973.2	-81.41	6365.2	-83.67	
6	[CHO115	115.00]	AMPS	4697.2	-90.39	5562.5	-92.04	
7	[CHO34	34.500]	AMPS	7539.5	-93.65	2248.2	-102.63	
8	[LSA230	230.00]	AMPS	6525.6	-78.42	6023.2	-78.65	
9	[LSA115	115.00]	AMPS	6316.1	-84.15	6977.2	-84.45	
10	[L.S.34	34.500]	AMPS	6811.8	-91.17	2192.0	-93.75	
11	[M.N230	230.00]	AMPS	7661.0	-72.58	6685.3	-71.90	
12	[M.N115	115.00]	AMPS	8870.2	-74.29	9350.9	-73.74	
13	[MDNA34	34.500]	AMPS	11610.1	-76.28	2403.3	-82.09	
14	[PRO230	230.00]	AMPS	4774.9	-71.69	3015.9	-75.51	
15	[PRO115	115.00]	AMPS	4276.7	-77.15	4432.6	-78.12	
16	[PRO34	34.500]	AMPS	7105.5	-79.42	4276.9	-81.80	
18	[CAC115	115.00]	AMPS	13661.2	-81.25	17113.9	-83.91	
19	[C.V115	115.00]	AMPS	8995.2	-83.92	7222.4	-86.67	
20	[CH.AZUL	115.00]	AMPS	2260.2	-74.16	1698.4	-72.37	
21	[C.BAN115	115.00]	AMPS	11762.9	-81.24	11384.8	-84.57	
23	[CH115	115.00]	AMPS	6772.9	-85.39	4789.3	-86.41	
26	[LOC115	115.00]	AMPS	12165.6	-80.99	13179.5	-83.98	
30	[MAR115	115.00]	AMPS	10725.0	-81.41	9680.6	-83.88	
33	[STM115	115.00]	AMPS	12206.3	-81.45	13692.3	-83.92	
37	[SAN115	115.00]	AMPS	11097.3	-81.76	9292.5	-85.40	
48	[TINAJ115	115.00]	AMPS	10160.8	-83.12	8405.8	-85.81	
50	[M.O115	115.00]	AMPS	10870.1	-82.70	9757.4	-85.59	
52	[TOC115	115.00]	AMPS	7683.8	-85.68	5898.6	-87.38	
54	[LM1115	115.00]	AMPS	11191.3	-87.16	13760.6	-87.92	
55	[LM2115	115.00]	AMPS	11282.4	-87.53	13819.8	-87.95	
66	[BLM13B	13.800]	AMPS	32057.3	-93.57	24321.9	-94.12	
67	[BLM13C	13.800]	AMPS	33535.8	-93.61	33300.5	-93.98	
68	[BLM13D	13.800]	AMPS	34201.0	-93.78	33736.1	-94.19	
69	[TGBJ13.8	13.800]	AMPS	20288.1	-97.08	0.0	0.00	
70	[TGBJ13A	13.800]	AMPS	16027.2	-97.62	0.0	0.00	
71	[TGBJ13B	13.800]	AMPS	16027.2	-97.62	0.0	0.00	
72	[BLMCCA	13.800]	AMPS	16027.2	-97.62	0.0	0.00	
73	[BLMCCB	13.800]	AMPS	16027.2	-97.62	0.0	0.00	
85	[PTP230	230.00]	AMPS	5174.3	-71.03	4810.6	-55.26	
86	[CC13.8	13.800]	AMPS	20288.1	-97.08	0.0	0.00	
87	[CAL115	115.00]	AMPS	7357.9	-72.06	9366.0	-71.14	
88	[EST115	115.00]	AMPS	6228.9	-70.90	8546.5	-71.17	
89	[EST.13	13.800]	AMPS	48700.6	-71.44	29082.9	-73.96	
90	[EST-13L	13.800]	AMPS	20964.2	-71.29	21883.6	-71.47	
91	[EST-13T	13.800]	AMPS	20964.2	-71.29	21883.6	-71.47	
92	[L.V115	115.00]	AMPS	6917.2	-71.58	9421.2	-71.80	
93	[L.V.13	13.800]	AMPS	52976.1	-72.08	30020.6	-74.45	
94	[LV-13.8L	13.800]	AMPS	21212.8	-71.29	22063.5	-71.45	
95	[LV-13.8T	13.800]	AMPS	21212.8	-71.29	22063.5	-71.45	
96	[FOR230	230.00]	AMPS	8144.5	-72.78	8676.0	-73.98	
97	[FOR13A	13.800]	AMPS	58623.6	-73.10	51711.0	-73.50	
98	[FOR13B	13.800]	AMPS	58623.6	-73.10	51711.0	-73.50	
99	[FOR13C	13.800]	AMPS	58623.6	-73.10	51711.0	-73.50	
100	[BAY230	230.00]	AMPS	5050.8	-83.55	5525.8	-86.26	
101	[BAY13A	13.800]	AMPS	36469.9	-87.55	31701.2	-88.59	
102	[BAY13B	13.800]	AMPS	36469.9	-87.70	31701.2	-88.74	
103	[COPESA23	230.00]	AMPS	5969.8	-82.27	5338.5	-84.43	
104	[COPESA13	13.800]	AMPS	19162.8	-95.41	0.0	0.00	
105	[PAN-AM23	230.00]	AMPS	5926.8	-81.50	6298.2	-83.76	
106	[PANAM13A	13.800]	AMPS	25369.1	-92.30	19483.8	-93.11	
107	[PANAM13B	13.800]	AMPS	15081.0	-95.61	0.0	0.00	
108	[BAY13C	13.800]	AMPS	36989.0	-87.73	35251.2	-88.62	
109	[STA RITA115	115.00]	AMPS	10031.7	-87.09	11295.3	-88.07	
112	[TGP13.8	13.800]	AMPS	81641.3	-87.70	0.0	0.00	
113	[TGP13A	13.800]	AMPS	19637.5	-98.56	0.0	0.00	
114	[TGP13B	13.800]	AMPS	19637.5	-98.56	0.0	0.00	
115	[PACORA23	230.00]	AMPS	5514.1	-82.85	5514.1	-85.18	
116	[PACORA13	13.800]	AMPS	22385.7	-93.66	14490.4	-95.98	
142	[CANJ13A	13.800]	AMPS	16082.8	-60.51	13141.8	-60.59	
143	[CANJ13B	13.800]	AMPS	16082.8	-60.51	13141.8	-60.59	
144	[CANJ230	230.00]	AMPS	6483.6	-73.51	5850.5	-72.83	
145	[BJOMIN230	230.00]	AMPS	4384.3	-71.50	0.0	0.00	
147	[GUASQ230	230.00]	AMPS	6758.9	-73.55	6196.8	-72.99	
148	[VELADERO 230230.00]	AMPS	7095.4	-75.17	5728.0	-73.87		
154	[CEMPAN15	115.00]	AMPS	7721.4	-86.99	7638.4	-89.27	
160	[GEBHAN13.8	13.800]	AMPS	4752.0	-95.68	5076.5	-97.96	
190	[CHANG230	230.00]	AMPS	3285.1	-71.15	2420.2	-68.40	
191	[CHANG115	115.00]	AMPS	2434.3	-77.10	2675.9	-76.60	
192	[CHANG34	34.500]	AMPS	3777.6	-78.96	2206.1	-81.79	

204	[BJOMIN13	13.800]	AMPS	28599.7	-74.95	15467.8	-76.44
301	[CONC13.8	13.800]	AMPS	23130.7	-78.12	8742.9	-81.52
302	[PASOANCH13.8	13.800]	AMPS	21349.2	-78.22	1868.4	-82.58
304	[ALGA13.8	13.800]	AMPS	34763.2	-73.92	5068.2	-75.98
310	[CONCEPCION23	230.00]	AMPS	5549.3	-71.87	2658.4	-69.16
317	[MENDRE13.8	13.800]	AMPS	18947.1	-72.10	15269.1	-72.25
321	[CALDERA34.5	34.500]	AMPS	8520.8	-73.53	0.0	0.00
511	[LGUIAS230	230.00]	AMPS	3984.8	-80.79	3623.9	-82.40
512	[LGUIAS 34.5	34.500]	AMPS	5487.2	-91.45	0.0	0.00
521	[EGTRAL13.8	113.800]	AMPS	12106.2	-94.76	9239.2	-95.27
522	[TCATIVÁ 115	115.00]	AMPS	11262.9	-87.45	13857.0	-88.31
523	[TCATIVÁ 13A	13.800]	AMPS	35636.5	-94.04	26250.2	-94.92
524	[TCATIVÁ 13B	13.800]	AMPS	35996.5	-94.08	26515.4	-94.96
525	[TCOLON 13A	13.800]	AMPS	15832.8	-97.63	0.0	0.00
526	[TCOLON 13B	13.800]	AMPS	15832.8	-97.63	0.0	0.00
527	[TCOLON 13C	13.800]	AMPS	15832.8	-97.63	0.0	0.00
531	[EGTRAL13.8	213.800]	AMPS	25748.0	-93.63	35330.5	-94.33
540	[ANTON 230	230.00]	AMPS	5149.3	-84.13	3238.3	-81.26
541	[PETOABRE	4.2000]	AMPS	212287.1	-88.56	169915.0	-89.65
6000	[FRONTER	230.00]	AMPS	4712.8	-71.73	2864.3	-74.58

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E THU, NOV 27 2008 10:05
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 SHORT CIRCUIT
 Año 2010 ESC MOD DEM MAX INV FAULT CURRENTS
 OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL]

X-----	BUS	-----X		THREE PHASE FAULT		ONE PHASE FAULT	
				/I+/ AN(I+)	/IA/ AN(IA)		
123	[MIR115	115.00]	AMPS	10122.4	-83.58	10657.9	-86.13
124	[MIR44	44.000]	AMPS	14595.1	-89.51	18213.2	-89.98
126	[MIR13A	12.000]	AMPS	9047.4	-94.28	0.0	0.00
127	[MIR13B	12.000]	AMPS	9047.4	-94.28	0.0	0.00
128	[MIR13C	12.000]	AMPS	10335.0	-87.63	0.0	0.00
129	[MIR13D	13.800]	AMPS	23614.9	-85.90	26856.4	-87.01
130	[MIR13F	13.800]	AMPS	20999.1	-91.90	19774.2	-92.40
131	[BAL44	44.000]	AMPS	8528.4	-86.80	7217.4	-85.57
132	[SUM44	44.000]	AMPS	7439.5	-83.32	7794.3	-83.60
133	[MAD44	44.000]	AMPS	3153.1	-80.57	3999.4	-82.43
134	[MAD6A	6.9000]	AMPS	8570.4	-88.83	0.0	0.00
135	[MAD6B	6.9000]	AMPS	8511.4	-88.87	0.0	0.00
136	[MAD6C	6.9000]	AMPS	8519.3	-88.86	0.0	0.00
137	[GAM44	44.000]	AMPS	5315.6	-81.08	4498.4	-79.36
138	[ACL44	44.000]	AMPS	2805.2	-78.61	3268.7	-78.06
139	[GAT44	44.000]	AMPS	2766.2	-78.45	3337.9	-80.31
140	[GAT6A	6.9000]	AMPS	10834.9	-83.46	9970.0	-85.42
141	[GAT6B	6.9000]	AMPS	11438.6	-81.79	10710.8	-83.67
170	[MIR13G	13.800]	AMPS	18023.8	-91.79	13670.1	-92.53
171	[MIR13H	13.800]	AMPS	23706.2	-90.31	21719.1	-90.90

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E THU, NOV 27 2008 10:05
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 SHORT CIRCUIT
 Año 2010 ESC MOD DEM MAX INV FAULT CURRENTS
 OUTPUT FOR AREA 9 [COLON]

X-----	BUS	-----X		THREE PHASE FAULT		ONE PHASE FAULT	
				/I+/ AN(I+)	/IA/ AN(IA)		
56	[L.M.44	44.000]	AMPS	7613.2	-95.70	9791.1	-96.84
57	[L.M.13	13.800]	AMPS	15824.5	-96.67	7399.1	-103.12
58	[MHOPE	44.000]	AMPS	4006.6	-86.58	3023.3	-85.43
61	[FFIELD	115.00]	AMPS	8315.9	-86.98	8743.9	-82.41
63	[RCITY	44.000]	AMPS	4427.4	-91.41	3498.6	-88.96
64	[COLON44	44.000]	AMPS	4417.7	-91.40	3486.8	-88.95

AÑO 2011

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E THU, NOV 27 2008 10:15
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 SHORT CIRCUIT
 AÑO 2011 ESC MOD DEM MAX INV FAULT CURRENTS
 OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA]

X-----	BUS	-----X	THREE PHASE FAULT			ONE PHASE FAULT		
				/I+/ AN (I+)		/IA/ AN (IA)		
1	[PAN230	230.00]	AMPS	6062.7	-72.43	7498.1	-76.24	
2	[PAN115	115.00]	AMPS	11359.2	-73.58	15141.5	-76.46	
3	[PANII230	230.00]	AMPS	5945.5	-73.08	6762.5	-77.00	
4	[PANIII115	115.00]	AMPS	9389.3	-77.63	9907.4	-82.71	
5	[CHO230	230.00]	AMPS	4975.2	-72.91	5516.3	-76.84	
6	[CHO115	115.00]	AMPS	4355.3	-84.14	5226.6	-86.47	
7	[CHO34	34.500]	AMPS	7254.2	-88.78	2224.0	-99.64	
8	[LSA230	230.00]	AMPS	5821.2	-66.51	5437.6	-69.51	
9	[LSA115	115.00]	AMPS	5912.6	-73.75	6534.7	-75.38	
10	[L.S.34	34.500]	AMPS	6590.4	-82.49	2160.9	-85.94	
11	[M.N230	230.00]	AMPS	8374.6	-57.11	7505.4	-56.81	
12	[M.N115	115.00]	AMPS	8933.2	-59.27	9567.2	-59.06	
13	[MDNA34	34.500]	AMPS	10334.8	-61.46	2363.9	-68.15	
14	[PRO230	230.00]	AMPS	5101.7	-55.95	3959.4	-57.73	
15	[PRO115	115.00]	AMPS	4393.6	-61.59	4844.6	-62.12	
16	[PRO34	34.500]	AMPS	7184.9	-63.79	4285.9	-66.17	
18	[CAC115	115.00]	AMPS	11263.4	-73.78	14524.8	-76.88	
19	[C.V115	115.00]	AMPS	8373.0	-77.49	7008.7	-82.33	
20	[CH.AZUL	115.00]	AMPS	2288.6	-58.48	1750.9	-56.35	
21	[C.BAN115	115.00]	AMPS	10037.3	-74.30	10263.3	-79.16	
23	[CH115	115.00]	AMPS	6067.9	-81.46	4515.1	-84.48	
26	[LOC115	115.00]	AMPS	10302.6	-73.96	11666.2	-78.04	
30	[MAR115	115.00]	AMPS	9237.6	-74.96	8817.8	-79.19	
33	[STM115	115.00]	AMPS	10261.6	-74.46	11984.9	-77.90	
37	[SAN115	115.00]	AMPS	9592.5	-75.00	8565.5	-80.65	
48	[TINAJ115	115.00]	AMPS	8798.3	-76.76	7735.5	-81.44	
50	[M.O115	115.00]	AMPS	9319.7	-76.08	8868.6	-80.74	
52	[TOC115	115.00]	AMPS	7478.6	-79.55	5899.0	-83.37	
54	[LM1115	115.00]	AMPS	9625.1	-82.25	12044.9	-83.89	
55	[LM2115	115.00]	AMPS	9652.0	-82.49	12037.6	-83.84	
66	[BLM13B	13.800]	AMPS	31715.5	-95.34	24179.8	-96.27	
67	[BLM13C	13.800]	AMPS	33191.8	-95.41	33054.6	-96.02	
68	[BLM13D	13.800]	AMPS	33824.7	-95.47	33470.9	-96.14	
69	[TGP13.8	13.800]	AMPS	19543.9	-96.89	0.0	0.00	
70	[TGP13A	13.800]	AMPS	15521.8	-97.78	0.0	0.00	
71	[TGP13B	13.800]	AMPS	15521.8	-97.78	0.0	0.00	
72	[BLMCCA	13.800]	AMPS	15521.8	-97.78	0.0	0.00	
73	[BLMCCB	13.800]	AMPS	15521.8	-97.78	0.0	0.00	
85	[PTP230	230.00]	AMPS	4666.5	-55.70	4064.1	-50.51	
86	[CC13.8	13.800]	AMPS	19543.9	-96.89	0.0	0.00	
87	[CAL115	115.00]	AMPS	7572.3	-57.56	9598.4	-56.62	
88	[EST115	115.00]	AMPS	6373.0	-56.42	8727.8	-56.70	
89	[EST.13	13.800]	AMPS	49672.8	-57.02	29350.3	-59.61	
90	[EST-13L	13.800]	AMPS	21227.3	-57.17	22141.2	-57.35	
91	[EST-13T	13.800]	AMPS	21227.3	-57.17	22141.2	-57.35	
92	[L.V115	115.00]	AMPS	7102.2	-57.07	9650.2	-57.30	
93	[L.V.13	13.800]	AMPS	54160.9	-57.62	30301.8	-60.05	
94	[LV-13.8L	13.800]	AMPS	21483.4	-56.95	22326.2	-57.11	
95	[LV-13.8T	13.800]	AMPS	21483.4	-56.95	22326.2	-57.11	
96	[FOR230	230.00]	AMPS	9196.0	-57.20	9541.3	-58.39	
97	[FOR13A	13.800]	AMPS	61301.1	-58.19	53712.6	-58.57	
98	[FOR13B	13.800]	AMPS	61301.1	-58.19	53712.6	-58.57	
99	[FOR13C	13.800]	AMPS	61301.1	-58.19	53712.6	-58.57	
100	[BAY230	230.00]	AMPS	4583.5	-78.38	5148.6	-81.78	
101	[BAY13A	13.800]	AMPS	35826.2	-86.57	31374.0	-88.00	
102	[BAY13B	13.800]	AMPS	35826.2	-84.88	31374.0	-86.31	
103	[COPESA23	230.00]	AMPS	5157.2	-75.17	4894.7	-79.03	
104	[COPESA13	13.800]	AMPS	18716.9	-92.11	0.0	0.00	
105	[PAN-AM23	230.00]	AMPS	4938.5	-73.04	5463.0	-76.95	
106	[PANAM13A	13.800]	AMPS	14542.5	-91.41	0.0	0.00	
107	[PANAM13B	13.800]	AMPS	14542.5	-91.41	0.0	0.00	
108	[BAY13C	13.800]	AMPS	36342.5	-84.91	34855.3	-86.14	
109	[STA RITA115	115.00]	AMPS	9252.5	-81.70	10616.3	-84.05	
112	[TGP13.8	13.800]	AMPS	71651.0	-81.10	0.0	0.00	
113	[TGP13A	13.800]	AMPS	19035.7	-95.82	0.0	0.00	
114	[TGP13B	13.800]	AMPS	19035.7	-95.82	0.0	0.00	
115	[PACORA23	230.00]	AMPS	4766.8	-76.17	5000.8	-79.74	
116	[PACORA13	13.800]	AMPS	17833.6	-91.63	0.0	0.00	
142	[CANJ13A	13.800]	AMPS	16302.4	-45.61	13299.4	-45.68	
143	[CANJ13B	13.800]	AMPS	16302.4	-45.61	13299.4	-45.68	
144	[CANJ230	230.00]	AMPS	7568.0	-57.98	6562.6	-57.45	
145	[BJOMIN230	230.00]	AMPS	5043.0	-55.69	4340.9	-56.90	
146	[GUALACA230	230.00]	AMPS	7151.5	-51.14	6134.5	-53.27	
147	[GUASQ230	230.00]	AMPS	7957.7	-57.98	7017.2	-57.60	
148	[VELADERO	230.00]	AMPS	7210.3	-60.94	5768.9	-60.67	
151	[GUALACA13.8	13.800]	AMPS	39090.3	-61.37	20171.4	-63.34	
154	[CEMPAN15	115.00]	AMPS	6102.7	-83.12	6382.0	-86.58	
160	[GEBHAN13.8	13.800]	AMPS	4490.3	-94.89	4860.9	-97.52	
190	[CHANG230	230.00]	AMPS	5251.2	-53.36	4243.4	-44.74	

191	[CHANG115	115.00]	AMPS	2814.9	-59.18	3183.4	-58.11
192	[CHANG34	34.500]	AMPS	4027.9	-60.38	2273.7	-62.80
204	[BJOMIN13	13.800]	AMPS	29822.3	-58.93	32713.0	-59.46
205	[BAITUN13.8	13.800]	AMPS	37762.1	-56.75	30081.1	-57.58
301	[CONC13.8	13.800]	AMPS	19340.8	-63.73	0.0	0.00
302	[PASOANCH13.8	13.800]	AMPS	19694.1	-63.57	1859.4	-68.82
304	[ALGA13.8	13.800]	AMPS	36885.9	-59.54	9884.3	-61.41
306	[CHAN1 230	230.00]	AMPS	5375.5	-52.96	4641.3	-37.39
307	[CHAN1 A	13.800]	AMPS	43697.1	-52.86	28562.7	-53.89
308	[CHAN1 B	13.800]	AMPS	43697.1	-52.86	28562.7	-53.89
310	[CONCEPCION23	230.00]	AMPS	6212.6	-56.19	4954.8	-56.59
317	[MENDRE13.8	13.800]	AMPS	18990.8	-57.72	15290.2	-57.86
321	[CALDERA34.5	34.500]	AMPS	8567.2	-59.15	8149.6	-59.44
511	[LGUIAS230	230.00]	AMPS	4644.0	-70.17	4488.3	-73.21
512	[LGUIAS 34.5	34.500]	AMPS	5547.5	-85.15	0.0	0.00
521	[EGIRAL13.8	113.800]	AMPS	7360.1	-98.86	0.0	0.00
522	[TCATIVÁ 115	115.00]	AMPS	9648.1	-82.42	12087.6	-84.15
523	[TCATIVÁ 13A	13.800]	AMPS	32023.1	-94.93	22183.8	-96.61
524	[TCATIVÁ 13B	13.800]	AMPS	19558.3	-96.93	0.0	0.00
525	[TCOLON 13A	13.800]	AMPS	15521.9	-97.45	0.0	0.00
526	[TCOLON 13B	13.800]	AMPS	15521.9	-97.45	0.0	0.00
527	[TCOLON 13C	13.800]	AMPS	15521.9	-97.45	0.0	0.00
531	[EGIRAL13.8	213.800]	AMPS	13989.9	-96.63	0.0	0.00
540	[ANTON 230	230.00]	AMPS	4054.6	-74.20	2862.2	-74.10
541	[PEOABRE	4.2000]	AMPS	110813.5	-79.97	48726.4	-83.75
6000	[FRONTER	230.00]	AMPS	4983.6	-56.01	3595.6	-56.85

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E THU, NOV 27 2008 10:15
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 SHORT CIRCUIT
 AÑO 2011 ESC MOD DEM MAX INV FAULT CURRENTS
 OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL]

X-----	BUS	-----X		THREE PHASE FAULT		ONE PHASE FAULT	
				/I+/ AN(I+)	/IA/ AN(IA)		
123	[MIR115	115.00]	AMPS	8898.7	-77.87	9711.7	-81.46
124	[MIR44	44.000]	AMPS	14377.9	-87.42	17983.9	-88.09
126	[MIR13A	12.000]	AMPS	9035.4	-93.28	0.0	0.00
127	[MIR13B	12.000]	AMPS	9035.4	-93.28	0.0	0.00
128	[MIR13C	12.000]	AMPS	10314.4	-86.64	0.0	0.00
129	[MIR13D	13.800]	AMPS	23772.5	-85.09	27056.1	-86.24
130	[MIR13F	13.800]	AMPS	20960.8	-90.83	19760.9	-91.45
131	[BAL44	44.000]	AMPS	8455.5	-85.27	7182.7	-84.39
132	[SUM44	44.000]	AMPS	7393.1	-82.02	7763.7	-82.47
133	[MAD44	44.000]	AMPS	3148.0	-79.62	3995.2	-81.51
134	[MAD6A	6.9000]	AMPS	8577.4	-88.01	0.0	0.00
135	[MAD6B	6.9000]	AMPS	8518.6	-88.06	0.0	0.00
136	[MAD6C	6.9000]	AMPS	8526.4	-88.05	0.0	0.00
137	[GAM44	44.000]	AMPS	5301.7	-80.02	4496.5	-78.48
138	[ACL44	44.000]	AMPS	2819.4	-77.94	3286.4	-77.42
139	[GAT44	44.000]	AMPS	2780.8	-77.79	3356.7	-79.68
140	[GAT6A	6.9000]	AMPS	10936.1	-82.91	10065.7	-84.89
141	[GAT6B	6.9000]	AMPS	11545.5	-81.27	10813.5	-83.17
170	[MIR13G	13.800]	AMPS	17979.1	-90.69	13660.2	-91.60
171	[MIR13H	13.800]	AMPS	23645.7	-89.20	21693.5	-89.93

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E THU, NOV 27 2008 10:15
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 SHORT CIRCUIT
 AÑO 2011 ESC MOD DEM MAX INV FAULT CURRENTS
 OUTPUT FOR AREA 9 [COLON]

X-----	BUS	-----X		THREE PHASE FAULT		ONE PHASE FAULT	
				/I+/ AN(I+)	/IA/ AN(IA)		
56	[L.M.44	44.000]	AMPS	7324.2	-94.91	9444.5	-96.33
57	[L.M.13	13.800]	AMPS	15428.7	-96.60	7300.3	-104.44
58	[MHOPE	44.000]	AMPS	3896.3	-87.18	2965.4	-86.64
61	[FFIELD	115.00]	AMPS	7411.8	-83.53	7953.9	-80.66
63	[RCITY	44.000]	AMPS	4305.6	-91.78	3428.5	-90.03
64	[COLON44	44.000]	AMPS	4296.3	-91.77	3417.1	-90.02

AÑO 2012

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E THU, NOV 27 2008 10:17
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 SHORT CIRCUIT
 AÑO 2012 ESC MOD DEM MAX INV FAULT CURRENTS
 OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA]

X-----	BUS	-----X	THREE PHASE FAULT			ONE PHASE FAULT		
				/I+/	AN (I+)	/IA/	AN (IA)	
1	[PAN230	230.00]	AMPS	6118.2	-68.47	7794.7	-72.39	
2	[PAN115	115.00]	AMPS	11131.4	-69.51	14940.9	-72.57	
3	[PANII230	230.00]	AMPS	6063.2	-69.09	7048.1	-73.45	
4	[PANIII115	115.00]	AMPS	9746.5	-73.33	10747.4	-78.58	
5	[CHO230	230.00]	AMPS	5029.4	-69.97	5732.4	-74.34	
6	[CHO115	115.00]	AMPS	5375.4	-80.31	6595.1	-82.88	
7	[CHO34	34.500]	AMPS	9841.0	-86.05	3288.5	-96.78	
8	[LSA230	230.00]	AMPS	6552.3	-63.83	6193.4	-67.30	
9	[LSA115	115.00]	AMPS	6220.2	-72.64	7022.7	-74.25	
10	[L.S.34	34.500]	AMPS	6842.6	-82.15	2192.7	-85.60	
11	[M.N230	230.00]	AMPS	9180.1	-56.73	7904.6	-56.72	
12	[M.N115	115.00]	AMPS	9177.2	-59.53	9737.6	-59.35	
13	[MDNA34	34.500]	AMPS	10391.1	-61.80	2351.8	-68.79	
14	[PRO230	230.00]	AMPS	5481.3	-55.60	4111.4	-57.44	
15	[PRO115	115.00]	AMPS	4513.9	-61.40	4954.8	-61.91	
16	[PRO34	34.500]	AMPS	7261.4	-63.52	4319.6	-65.87	
18	[CAC115	115.00]	AMPS	11025.2	-69.76	14330.7	-73.11	
19	[C.V115	115.00]	AMPS	8448.8	-73.87	7180.4	-79.48	
20	[CH.AZUL	115.00]	AMPS	2314.9	-58.16	1759.0	-56.00	
21	[C.BAN115	115.00]	AMPS	9870.2	-70.56	10220.9	-76.09	
23	[CH115	115.00]	AMPS	5795.7	-78.55	4426.7	-82.60	
26	[LOC115	115.00]	AMPS	10121.0	-70.16	11591.0	-74.74	
30	[MAR115	115.00]	AMPS	9111.5	-71.38	8800.8	-76.38	
33	[STM115	115.00]	AMPS	10097.6	-70.63	11904.2	-74.52	
37	[SAN115	115.00]	AMPS	9449.9	-71.35	8569.7	-77.84	
48	[TINAJ115	115.00]	AMPS	8708.2	-73.23	7748.9	-78.78	
50	[M.O115	115.00]	AMPS	9207.0	-72.43	8866.6	-77.87	
52	[TOC115	115.00]	AMPS	7719.5	-75.94	6193.2	-80.47	
54	[LM1115	115.00]	AMPS	8062.9	-78.30	10382.6	-80.27	
55	[LM2115	115.00]	AMPS	8064.5	-78.41	10355.5	-80.17	
66	[BLM13B	13.800]	AMPS	30905.2	-94.62	23748.7	-95.93	
67	[BLM13C	13.800]	AMPS	32363.1	-94.72	32397.6	-95.58	
68	[BLM13D	13.800]	AMPS	15159.6	-96.43	0.0	0.00	
69	[TGBJ13.8	13.800]	AMPS	18725.0	-95.28	0.0	0.00	
70	[TGBJ13A	13.800]	AMPS	14986.6	-96.47	0.0	0.00	
71	[TGBJ13B	13.800]	AMPS	14986.6	-96.47	0.0	0.00	
72	[BLMCCA	13.800]	AMPS	14986.6	-96.47	0.0	0.00	
73	[BLMCCB	13.800]	AMPS	14986.6	-96.47	0.0	0.00	
85	[PTP230	230.00]	AMPS	5006.5	-56.01	4392.9	-50.53	
86	[CC13.8	13.800]	AMPS	18725.0	-95.28	0.0	0.00	
87	[CAL115	115.00]	AMPS	7659.5	-57.69	9685.6	-56.77	
88	[EST115	115.00]	AMPS	6425.2	-56.54	8790.5	-56.84	
89	[EST.13	13.800]	AMPS	49987.4	-57.15	29369.3	-59.80	
90	[EST-13L	13.800]	AMPS	21255.7	-57.19	22161.8	-57.38	
91	[EST-13T	13.800]	AMPS	21255.7	-57.19	22161.8	-57.38	
92	[L.V115	115.00]	AMPS	7174.6	-57.20	9735.8	-57.45	
93	[L.V.13	13.800]	AMPS	54576.2	-57.76	30325.4	-60.26	
94	[LV-13.8L	13.800]	AMPS	21514.4	-56.99	22348.5	-57.15	
95	[LV-13.8T	13.800]	AMPS	21514.4	-56.99	22348.5	-57.15	
96	[FOR230	230.00]	AMPS	10384.3	-57.14	10448.1	-58.74	
97	[FOR13A	13.800]	AMPS	61127.5	-58.87	53208.2	-59.27	
98	[FOR13B	13.800]	AMPS	61127.5	-58.87	53208.2	-59.27	
99	[FOR13C	13.800]	AMPS	61127.5	-58.87	53208.2	-59.27	
100	[BAY230	230.00]	AMPS	4641.5	-76.97	5200.4	-80.84	
101	[BAY13A	13.800]	AMPS	36014.7	-86.24	31472.9	-87.81	
102	[BAY13B	13.800]	AMPS	36014.7	-86.89	31472.9	-88.47	
103	[COPESA23	230.00]	AMPS	5248.0	-71.98	5038.4	-76.66	
104	[COPESA13	13.800]	AMPS	18748.7	-91.23	0.0	0.00	
105	[PAN-AM23	230.00]	AMPS	4992.3	-70.11	5671.6	-74.48	
106	[PANAM13A	13.800]	AMPS	14571.1	-90.69	0.0	0.00	
107	[PANAM13B	13.800]	AMPS	14571.1	-90.69	0.0	0.00	
108	[BAY13C	13.800]	AMPS	36532.0	-86.93	34974.2	-88.28	
109	[STA RITA115	115.00]	AMPS	8086.3	-77.95	9575.7	-80.81	
112	[TGP13.8	13.800]	AMPS	71172.7	-77.59	0.0	0.00	
113	[TGP13A	13.800]	AMPS	19231.7	-93.93	0.0	0.00	
114	[TGP13B	13.800]	AMPS	19231.7	-93.93	0.0	0.00	
115	[PACORA23	230.00]	AMPS	4843.6	-73.46	5093.1	-77.68	
116	[PACORA13	13.800]	AMPS	17863.1	-90.91	0.0	0.00	
142	[CANJ13A	13.800]	AMPS	16364.6	-45.54	13326.9	-45.61	
143	[CANJ13B	13.800]	AMPS	16364.6	-45.54	13326.9	-45.61	
144	[CANJ230	230.00]	AMPS	9204.7	-57.70	8075.2	-58.02	
145	[BJOMIN230	230.00]	AMPS	5967.9	-55.31	4751.9	-56.23	
146	[GUALACA230	230.00]	AMPS	8768.1	-50.90	7560.1	-53.72	
147	[GUASQ230	230.00]	AMPS	9807.8	-57.62	8824.4	-58.24	
148	[VELADERO	230.00]	AMPS	7734.5	-60.03	6050.6	-60.30	
151	[GUALACA13.8	13.800]	AMPS	40666.7	-62.33	20442.5	-64.11	
154	[CEMPAN15	115.00]	AMPS	5625.1	-80.20	6035.6	-84.22	
160	[GEHANI3.8	13.800]	AMPS	4473.7	-94.51	4837.3	-97.33	
190	[CHANG230	230.00]	AMPS	5371.3	-53.78	4292.3	-45.18	

191	[CHANG115	115.00]	AMPS	2815.7	-59.89	3179.2	-58.85
192	[CHANG34	34.500]	AMPS	4010.2	-61.12	2257.7	-63.67
204	[BJOMIN13	13.800]	AMPS	30922.4	-57.83	33585.2	-58.26
205	[BAITUN13.8	13.800]	AMPS	39014.7	-55.86	30601.4	-56.52
301	[CONC13.8	13.800]	AMPS	19378.9	-64.19	0.0	0.00
302	[PASOANCH13.8	13.800]	AMPS	19732.7	-64.03	1847.3	-69.48
304	[ALGA13.8	13.800]	AMPS	37025.5	-59.75	9860.0	-61.66
306	[CHAN1 230	230.00]	AMPS	5486.0	-53.39	4678.3	-37.64
307	[CHAN1 A	13.800]	AMPS	43584.9	-53.49	28372.5	-54.55
308	[CHAN1 B	13.800]	AMPS	43584.9	-53.49	28372.5	-54.55
310	[CONCEPCION230	230.00]	AMPS	7066.0	-55.83	5282.2	-56.14
311	[PANDOI13.8	13.800]	AMPS	21504.1	-53.44	21658.6	-53.49
316	[MONTE LIRIO	13.800]	AMPS	35603.5	-56.25	36584.2	-56.45
317	[MENDRE13.8	13.800]	AMPS	18932.9	-57.75	15236.1	-57.90
321	[CALDERA34.5	34.500]	AMPS	8555.8	-59.28	8130.6	-59.58
341	[PRUDENCIA230	230.00]	AMPS	6410.8	-37.61	5548.1	-43.09
342	[LORENA13.8	13.800]	AMPS	44541.5	-59.98	37238.0	-61.80
343	[PRUDENCIA138	13.800]	AMPS	33052.4	-55.89	36825.7	-57.67
345	[LORENA230	230.00]	AMPS	7452.4	-43.54	6260.6	-49.08
511	[LGUIAS230	230.00]	AMPS	4860.6	-67.84	4713.2	-71.36
512	[LGUIAS 34.5	34.500]	AMPS	5636.7	-84.57	0.0	0.00
521	[EGIRAL13.8	113.800]	AMPS	7281.9	-97.97	0.0	0.00
522	[TCATIVÁ 115	115.00]	AMPS	8063.4	-78.35	10398.3	-80.42
523	[TCATIVÁ 13A	13.800]	AMPS	18727.0	-95.29	0.0	0.00
524	[TCATIVÁ 13B	13.800]	AMPS	18727.0	-95.29	0.0	0.00
525	[TCOLON 13A	13.800]	AMPS	15127.6	-96.07	0.0	0.00
526	[TCOLON 13B	13.800]	AMPS	15127.6	-96.07	0.0	0.00
527	[TCOLON 13C	13.800]	AMPS	15127.6	-96.07	0.0	0.00
531	[EGIRAL13.8	213.800]	AMPS	13719.4	-95.31	0.0	0.00
540	[ANTON 230	230.00]	AMPS	4184.7	-72.33	2942.7	-72.90
541	[FETOABRE	4.2000]	AMPS	112698.8	-79.17	49172.8	-83.28
6000	[FRONTER	230.00]	AMPS	5294.5	-55.69	3702.8	-56.56

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E THU, NOV 27 2008 10:17
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 SHORT CIRCUIT
 AÑO 2012 ESC MOD DEM MAX INV FAULT CURRENTS
 OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL]

X-----	BUS	-----X		THREE PHASE FAULT		ONE PHASE FAULT	
				/I+/ AN(I+)	/IA/ AN(IA)		
123	[MIR115	115.00]	AMPS	8806.9	-74.59	9687.3	-78.67
124	[MIR44	44.000]	AMPS	14394.7	-85.90	18009.2	-86.66
126	[MIR13A	12.000]	AMPS	9053.7	-92.23	0.0	0.00
127	[MIR13B	12.000]	AMPS	9053.7	-92.23	0.0	0.00
128	[MIR13C	12.000]	AMPS	10333.0	-85.58	0.0	0.00
129	[MIR13D	13.800]	AMPS	23529.9	-83.87	26782.7	-85.05
130	[MIR13F	13.800]	AMPS	20997.8	-89.75	19795.8	-90.42
131	[BAL44	44.000]	AMPS	8467.9	-83.98	7193.8	-83.25
132	[SUM44	44.000]	AMPS	7392.2	-80.78	7764.4	-81.32
133	[MAD44	44.000]	AMPS	3148.4	-78.55	3996.2	-80.45
134	[MAD6A	6.9000]	AMPS	8581.5	-87.01	0.0	0.00
135	[MAD6B	6.9000]	AMPS	8522.6	-87.05	0.0	0.00
136	[MAD6C	6.9000]	AMPS	8530.5	-87.04	0.0	0.00
137	[GAM44	44.000]	AMPS	5295.4	-78.86	4491.7	-77.40
138	[ACL44	44.000]	AMPS	2802.2	-76.79	3266.2	-76.29
139	[GAT44	44.000]	AMPS	2763.2	-76.63	3335.5	-78.54
140	[GAT6A	6.9000]	AMPS	10829.0	-81.78	9966.8	-83.77
141	[GAT6B	6.9000]	AMPS	11432.4	-80.11	10707.4	-82.03
170	[MIR13G	13.800]	AMPS	18014.4	-89.60	13687.0	-90.58
171	[MIR13H	13.800]	AMPS	23691.5	-88.12	21735.6	-88.90

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E THU, NOV 27 2008 10:17
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008 SHORT CIRCUIT
 AÑO 2012 ESC MOD DEM MAX INV FAULT CURRENTS
 OUTPUT FOR AREA 9 [COLON]

X-----	BUS	-----X		THREE PHASE FAULT		ONE PHASE FAULT	
				/I+/ AN(I+)	/IA/ AN(IA)		
56	[L.M.44	44.000]	AMPS	7015.1	-92.58	9120.3	-94.26
57	[L.M.13	13.800]	AMPS	15096.0	-94.88	7317.4	-103.92
58	[MHOPE	44.000]	AMPS	3817.5	-86.19	2950.7	-86.18
61	[FFIELD	115.00]	AMPS	6457.4	-80.13	7171.4	-78.40
63	[RCITY	44.000]	AMPS	4211.7	-90.52	3405.0	-89.43
64	[COLON44	44.000]	AMPS	4202.9	-90.51	3393.9	-89.4

ANEXO 8

RESULTADOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

ÍNDICE GENERAL

I. Año 2009

- 1) Falla y Apertura de un circuito de Guasquitas – Veladero
- 2) Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Panamá II
- 3) Falla y Apertura de un circuito de Fortuna - Guasquitas

II. Año 2010

- 1) Falla y Apertura de un circuito de Guasquitas – Veladero
- 2) Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Panamá II
- 3) Falla y Apertura de un circuito de Fortuna - Guasquitas

III. Año 2011

- 1) Falla y Apertura de un circuito de Guasquitas – Veladero
- 2) Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Panamá II
- 3) Falla y Apertura de un circuito de Fortuna - Guasquitas

IV. Año 2012

- 1) Falla y Apertura de un circuito de Guasquitas – Veladero
- 2) Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Panamá II
- 3) Falla y Apertura de un circuito de Fortuna – Guasquitas

2009

**AÑO 2009 ESTABILIDAD
FALLA Y APERTURA LINEA GUASQUITAS – VELADERO
ACTUALIZACIÓN PESIN CON CENTROAMERICA JUNIO DEL 2008
ESCENARIO MODERADO DEMANDA MAXIMA INVIERNO
Caso 1: REGMHTCB8**

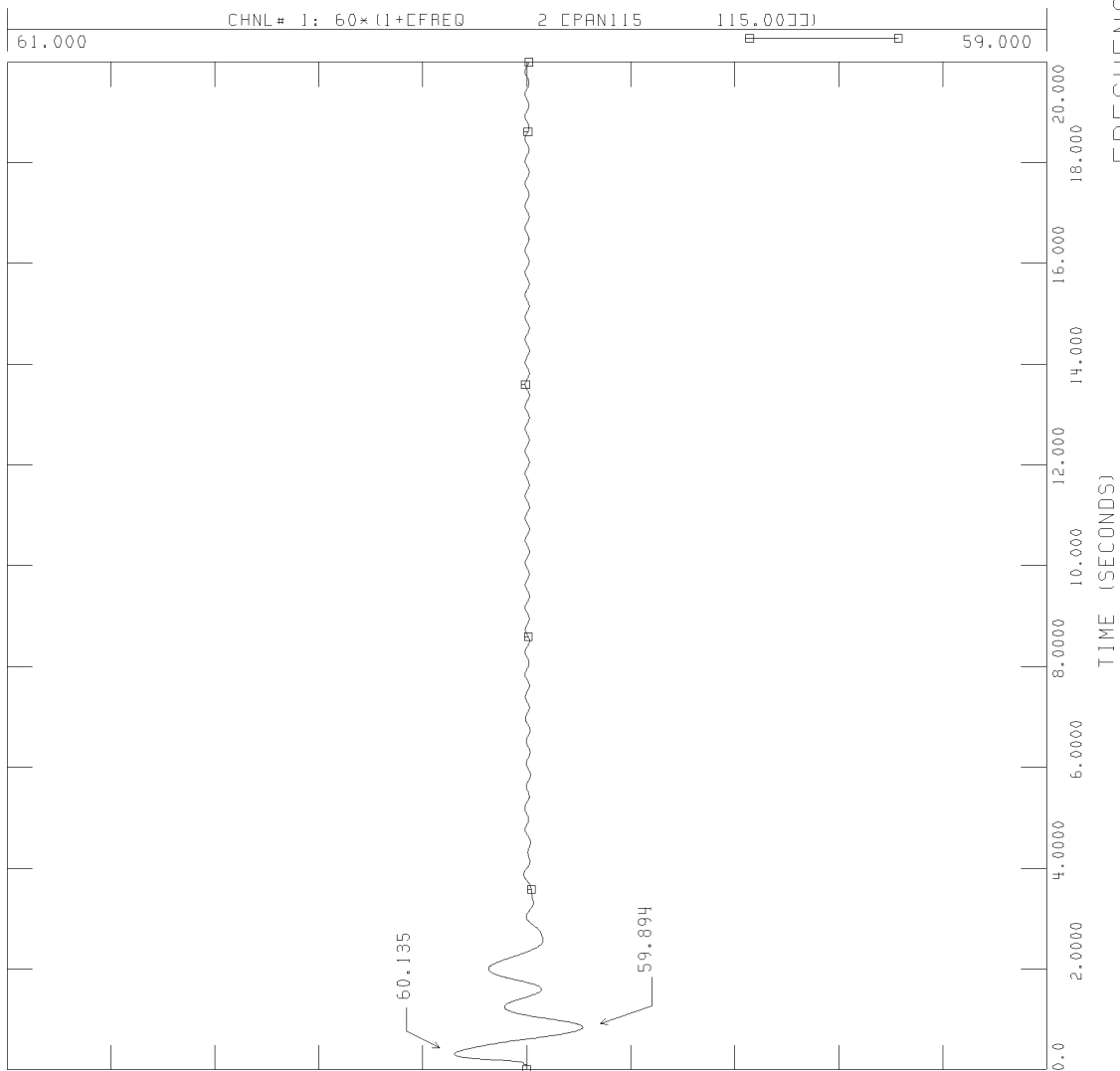


ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A O 2009 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2009\2009PE_ModMax-Inv Act Cont1.out

THU. NOV 06 2008 11:00
FRECUENCIA PANAMA 115 KV

Gaceta Oficial Digital, lunes 02 de noviembre de 2009

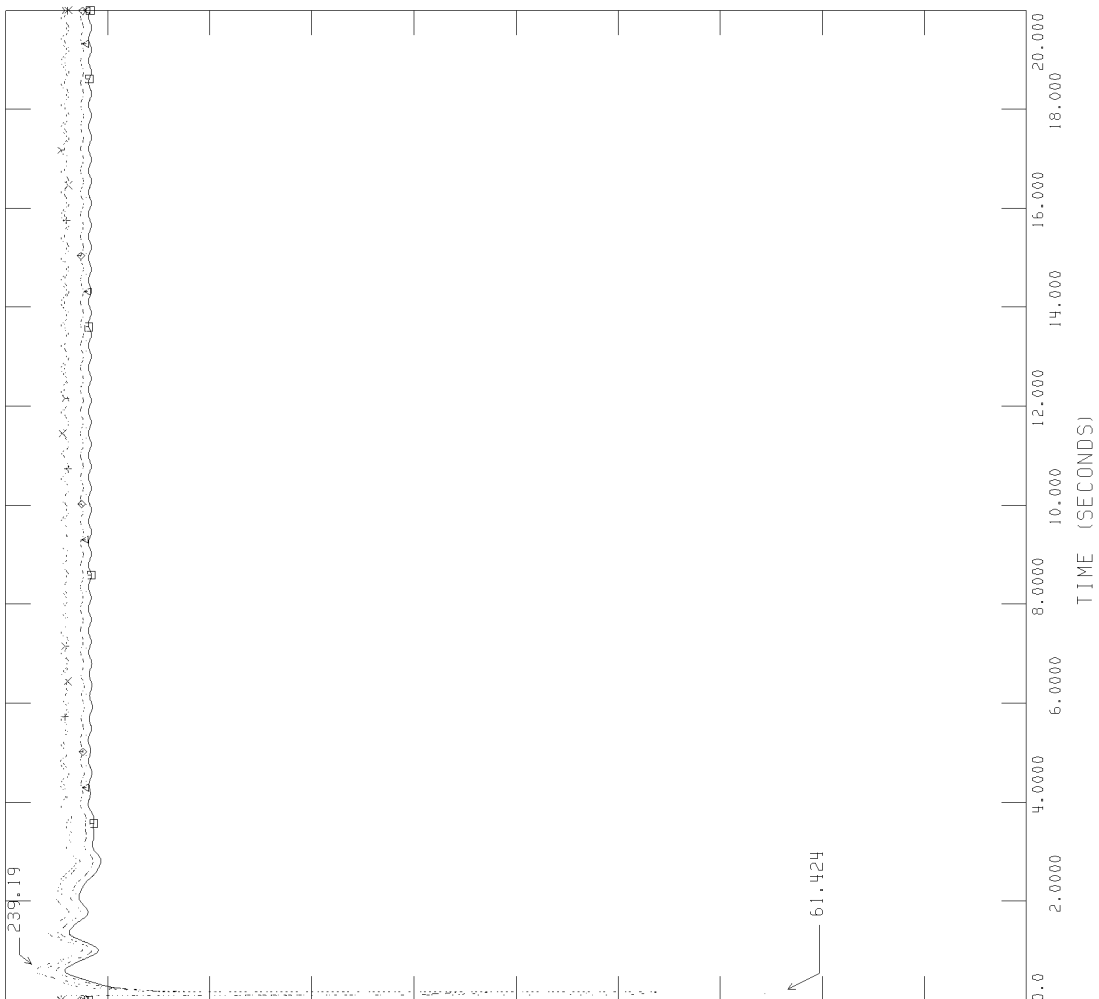




ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A O 2009 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2009\2009PE_ModMax-Inv Act Cont1.out

250.00	CHNL# 7: 230×[VOLT CHANG230]	>.....>	0.0
250.00	CHNL# 6: 230×[VOLT MDN230]	x x	0.0
250.00	CHNL# 5: 230×[VOLT LLSA230]	+.....+	0.0
250.00	CHNL# 4: 230×[VOLT CHQ230]	◇.....◇	0.0
250.00	CHNL# 3: 230×[VOLT PANI1230]	◀.....▶	0.0
250.00	CHNL# 2: 230×[VOLT PAN230]	▣.....▣	0.0



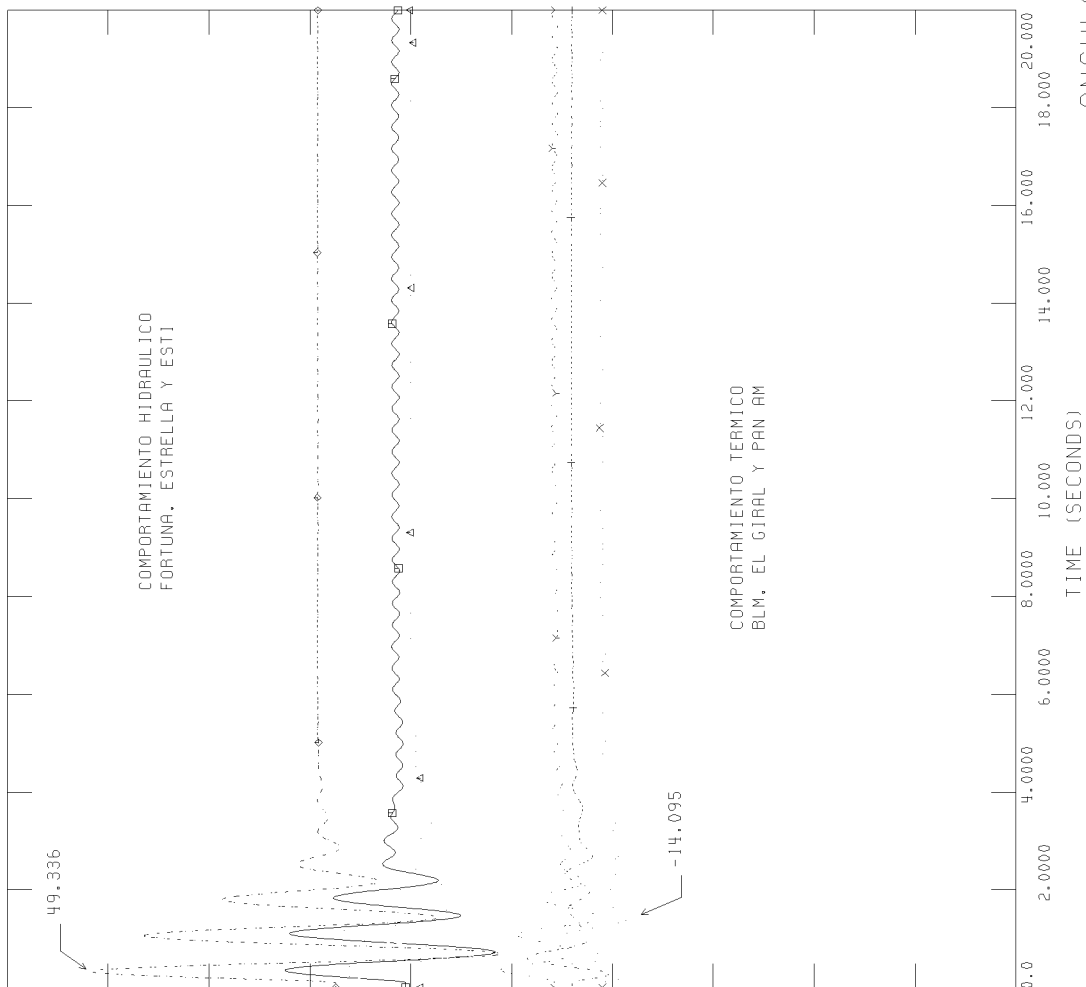
THU, NOV 06 2008 13:51
VOLTAJES 230 KV



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A O 2009 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2009\2009PE_ModMax-Inv Act Cont1.out
CHNL#'S 14.8: [PANAM 1]-[CBAYANO 1]

60.000	CHNL#'S 13.8: [CEL GIRAL 1]-[CBAYANO 1]	>.....>	-60.00
60.000	CHNL#'S 12.8: [BLM13C]-[CBAYANO 1]	x	x
60.000	CHNL#'S 11.8: [EST 1]-[CBAYANO 1]	+.....+	-60.00
60.000	CHNL#'S 10.8: [CESTRELLA 1]-[CBAYANO 1]	◇.....◇	-60.00
60.000	CHNL#'S 9.8: [FORTUNA 1]-[CBAYANO 1]	△.....△	-60.00
60.000	CHNL#'S 9.8: [FORTUNA 1]-[CBAYANO 1]	□.....□	-60.00



THU, NOV 06 2008 14:08
ANGULO RESPECTO A BAYANO

**AÑO 2009 ESTABILIDAD
FALLA Y APERTURA LINEA PANAMÁ II- LLANO SÁNCHEZ
ACTUALIZACIÓN PESIN CON CENTROAMERICA JUNIO DEL 2008
ESCENARIO MODERADO DEMANDA MAXIMA INVIERNO
Caso 1 REGMHTCB8**

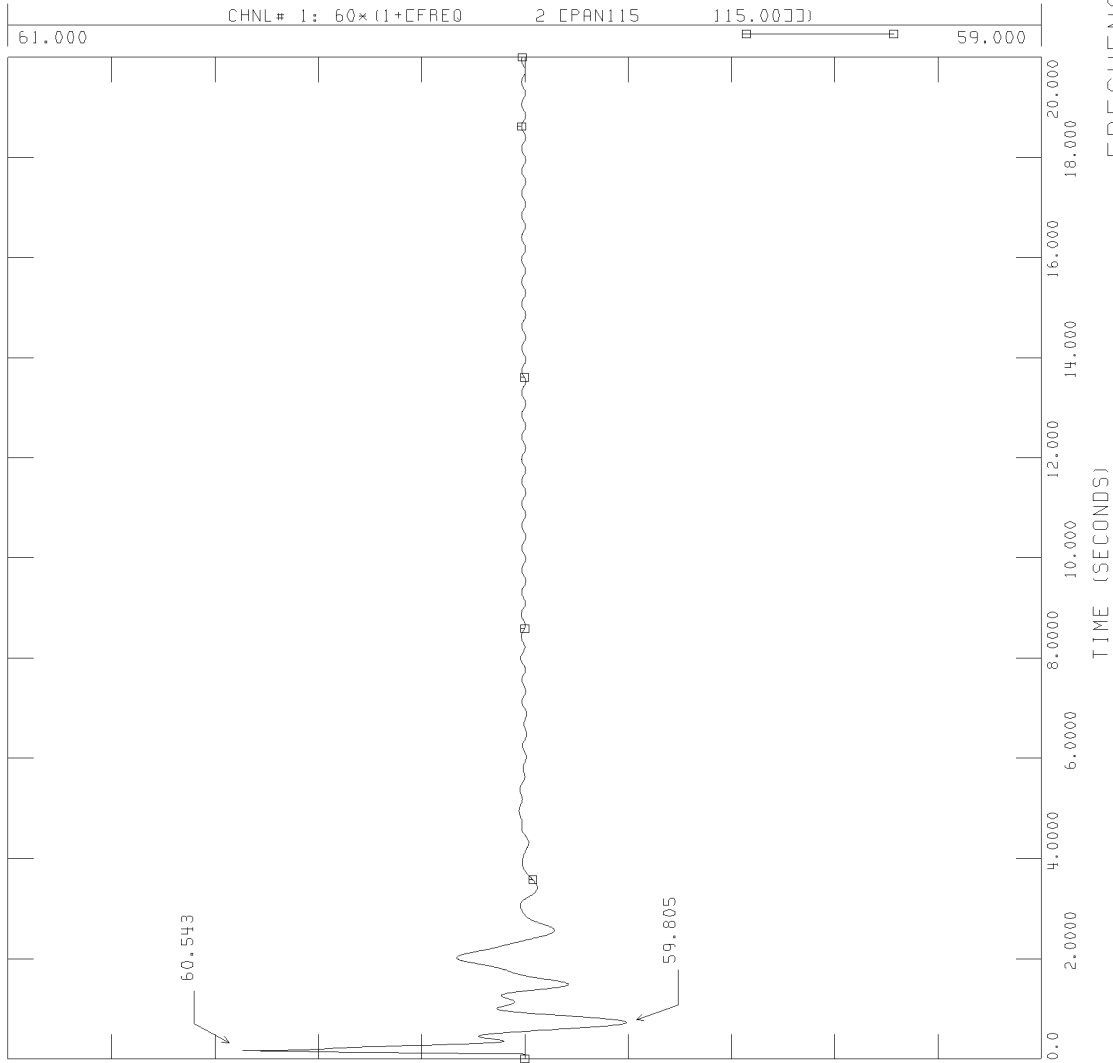


ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A 0 2009 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2009\2009PE_ModMax-Inv Act Cont2.out

THU, NOV 06 2008 14:29
FRECUENCIA PANAMA 115 KV

Gaceta Oficial Digital, lunes 02 de noviembre de 2009

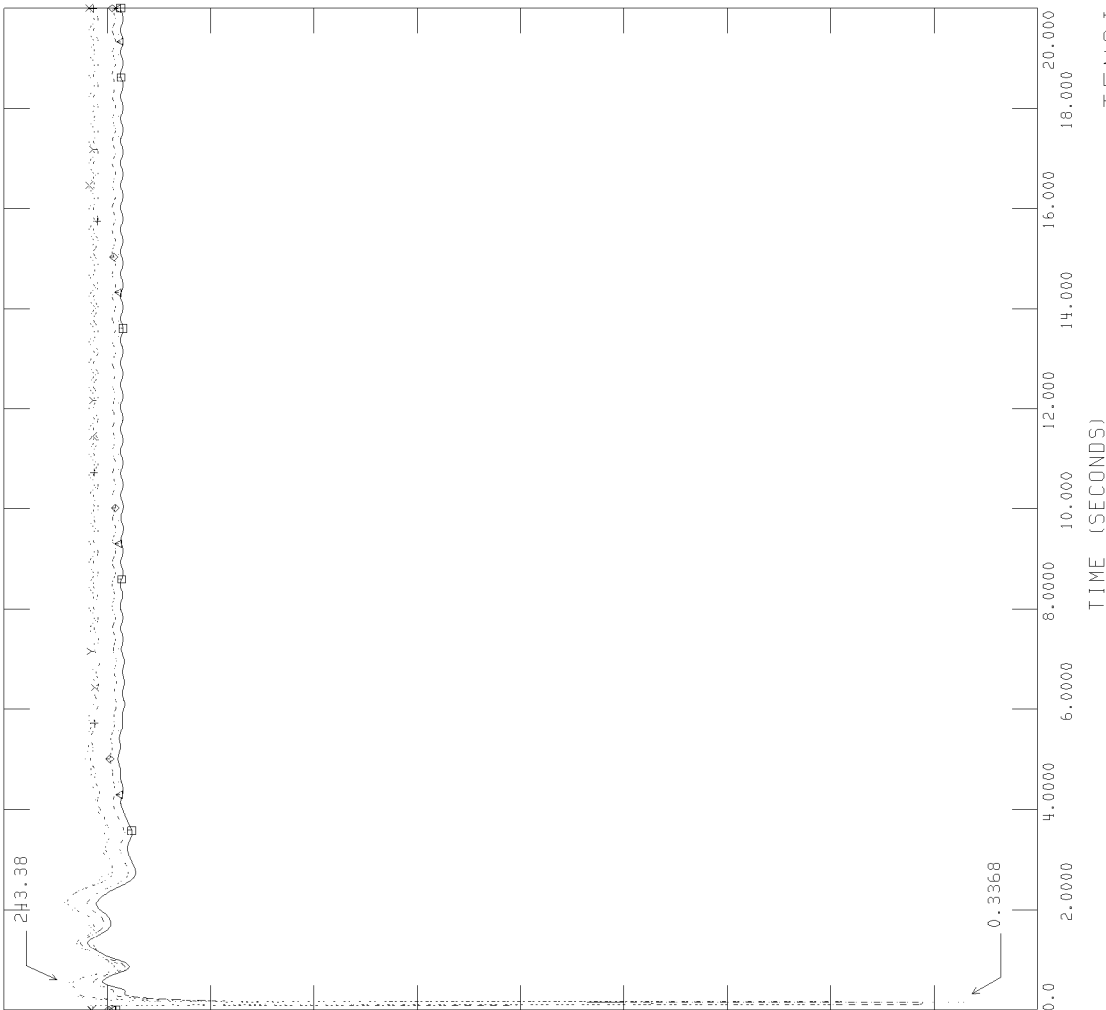




ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A O 2009 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2009\2009PE_ModMax-Inv Act Cont2.out

Time	CHNL # 7: 230×[VOLT CHANG230]	CHNL # 6: 230×[VOLT MDN230]	CHNL # 5: 230×[VOLT LLSA230]	CHNL # 4: 230×[VOLT CHQ230]	CHNL # 3: 230×[VOLT PANI1230]	CHNL # 2: 230×[VOLT PAN230]
260.00	>	>	>	>	>	>
260.00		×	×	×	×	×
260.00			+	+	+	+
260.00				◇	◇	◇
260.00					4	4
260.00						■



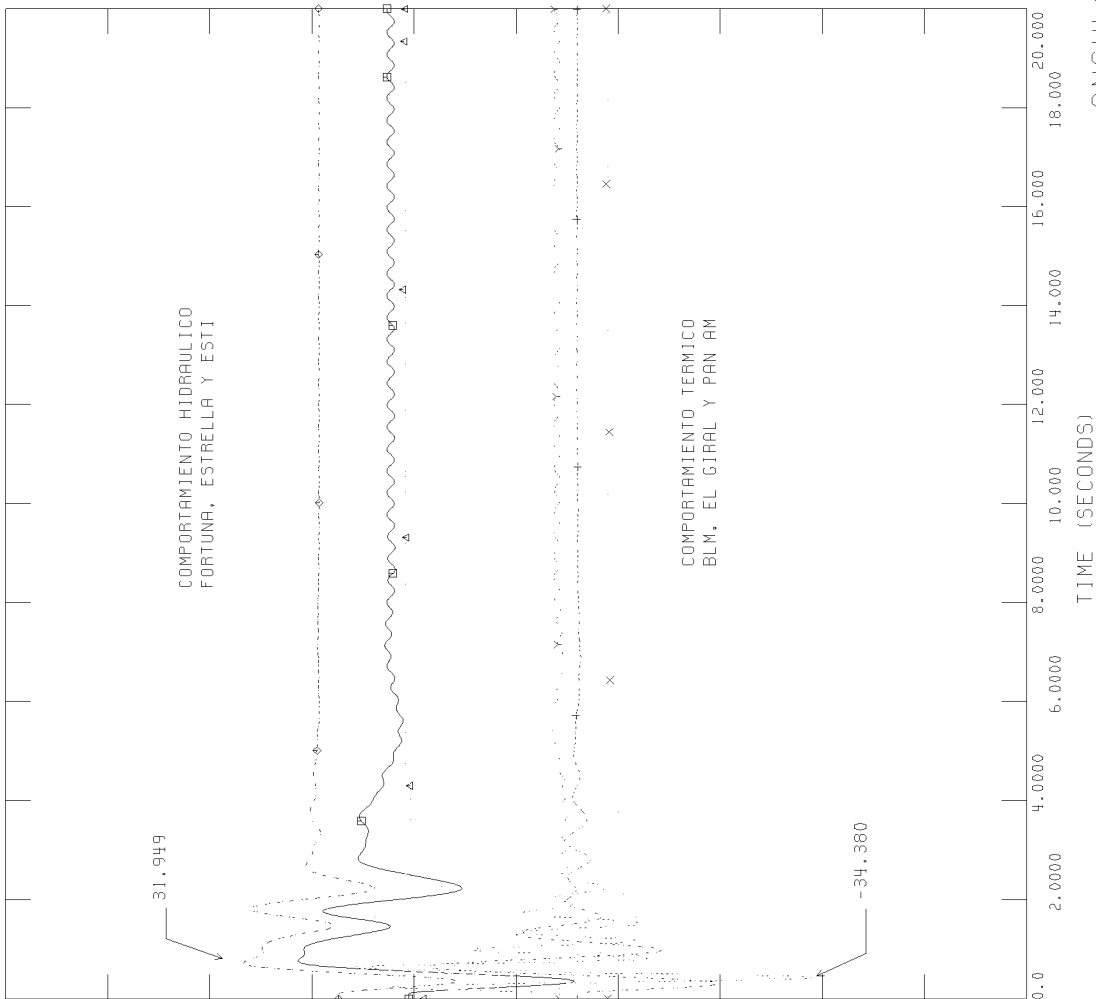
THU, NOV 06 2008 14:35
TENSION BARRAS DE 230 KV



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A O 2009 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2009\2009PE_ModMax-Inv Act Cont2.out

60.000	CHNL#'S 14.8: [PANAM I]-[CBAYANO I]	>.....>	-60.00
60.000	CHNL#'S 13.8: [EL GIRAL I]-[CBAYANO I]	x.....x	-60.00
60.000	CHNL#'S 12.8: [BLM13C]-[CBAYANO I]	+.....+	-60.00
60.000	CHNL#'S 11.8: [ESTI I]-[CBAYANO I]	o.....o	-60.00
60.000	CHNL#'S 10.8: [ESTRELLA I]-[CBAYANO I]	^.....^	-60.00
60.000	CHNL#'S 9.8: [FORTUNA I]-[CBAYANO I]	o.....o	-60.00



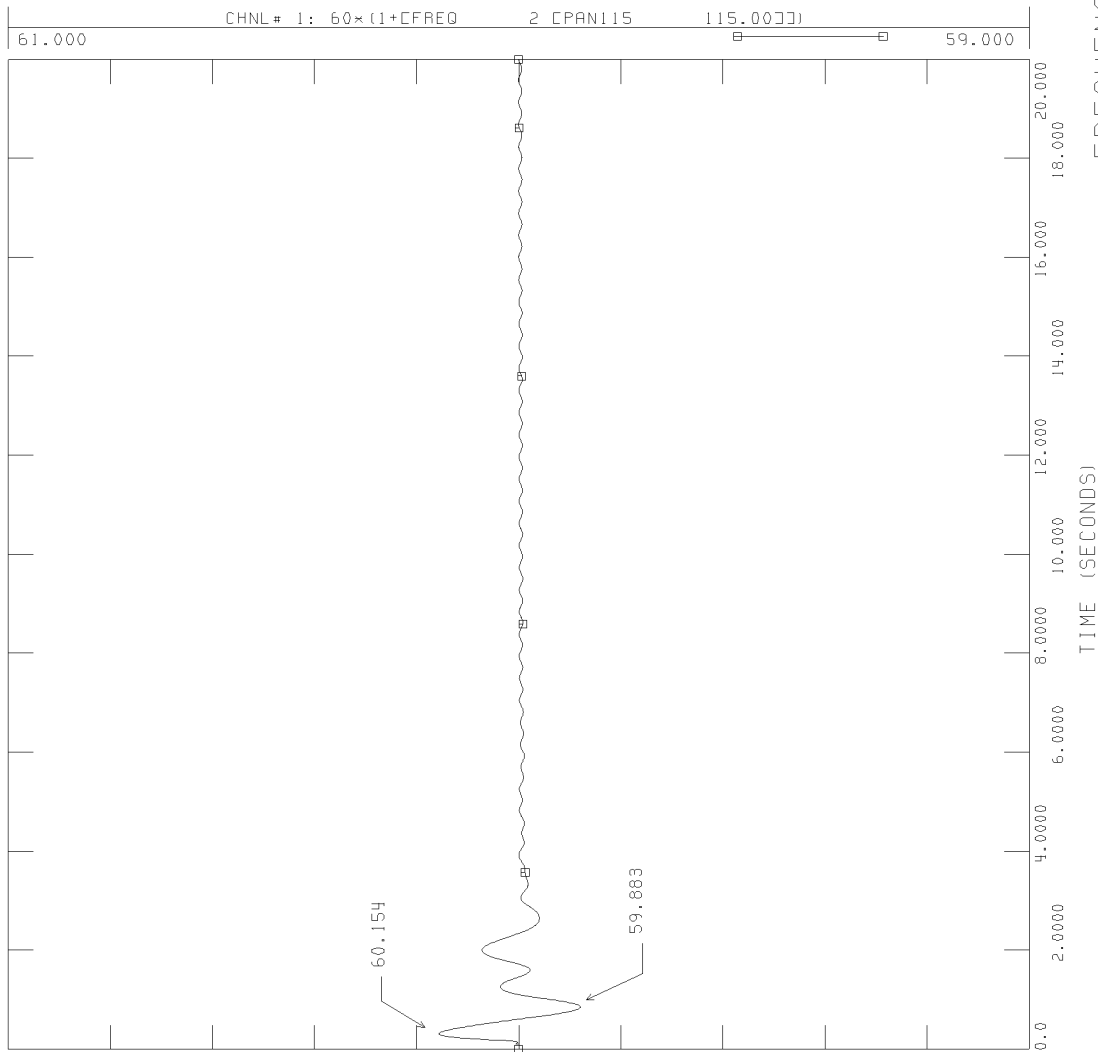
THU, NOV 06 2008 15:01
ANGULO RESPECTO A BAYANO

**AÑO 2009 ESTABILIDAD
FALLA Y APERTURA LINEA FORTUNA- GUASQUITAS
ACTUALIZACIÓN PESIN CON CENTROAMERICA JUNIO DEL 2008
ESCENARIO MODERADO DEMANDA MAXIMA INVIERNO
Caso 1 REGMHTCB8**



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 A 0 2009 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2009\2009PE_ModMax-Inv Act Cont3.out



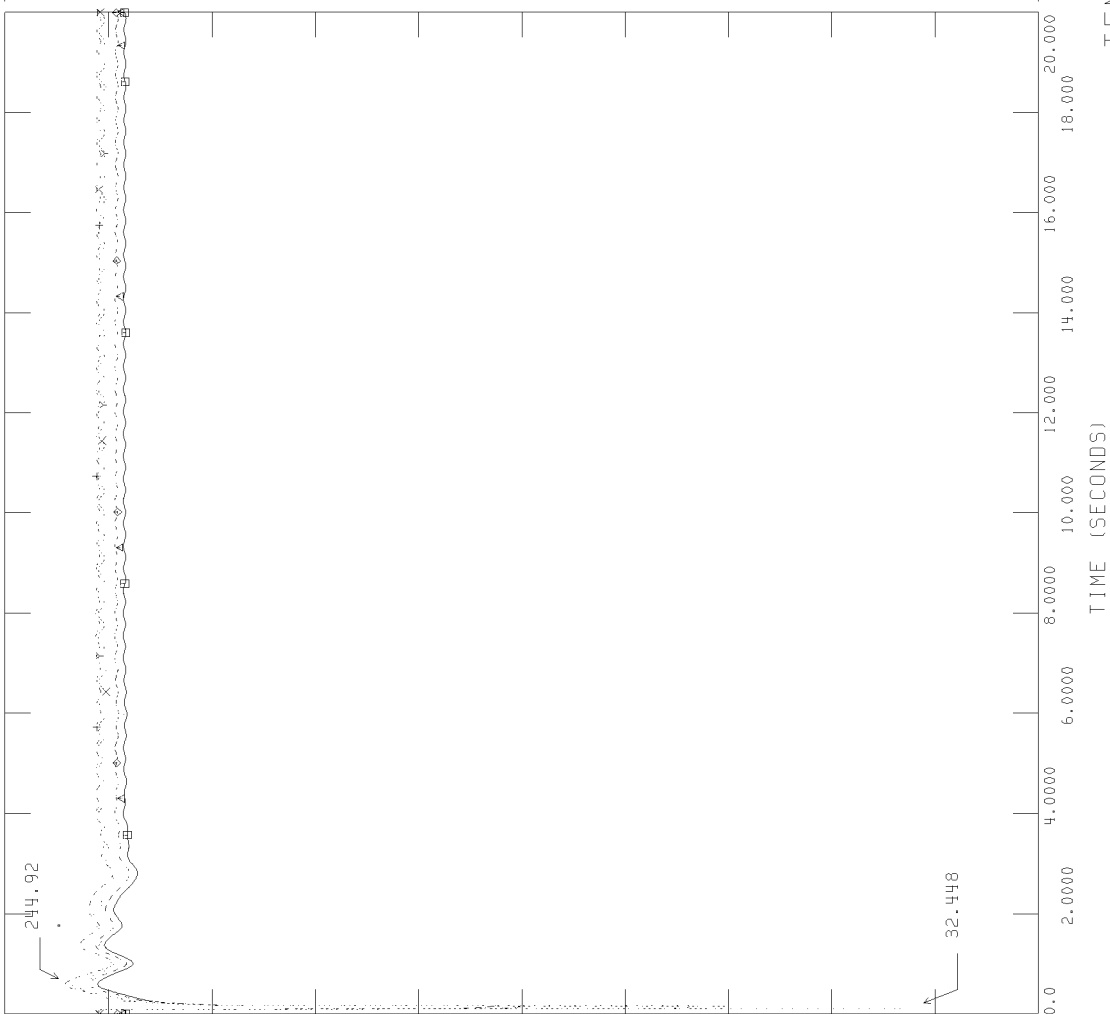
THU, NOV 06 2008 15:47
 FRECUENCIA PANAMA 115 KV



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A 0 2009 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2009\2009PE_ModMax-Inv Act Cont3.out
CHNL# 7: 230*CVOLT CHANG230J

260.00	>	>	0.0
260.00	CHNL# 6: 230*CVOLT MDN230J	x.....x	0.0
260.00	CHNL# 5: 230*CVOLT LLSA230J	+.....+	0.0
260.00	CHNL# 4: 230*CVOLT CHQ230J	o.....o	0.0
260.00	CHNL# 3: 230*CVOLT PANI1230J	4.....4	0.0
260.00	CHNL# 2: 230*CVOLT PAN230J	■.....■	0.0



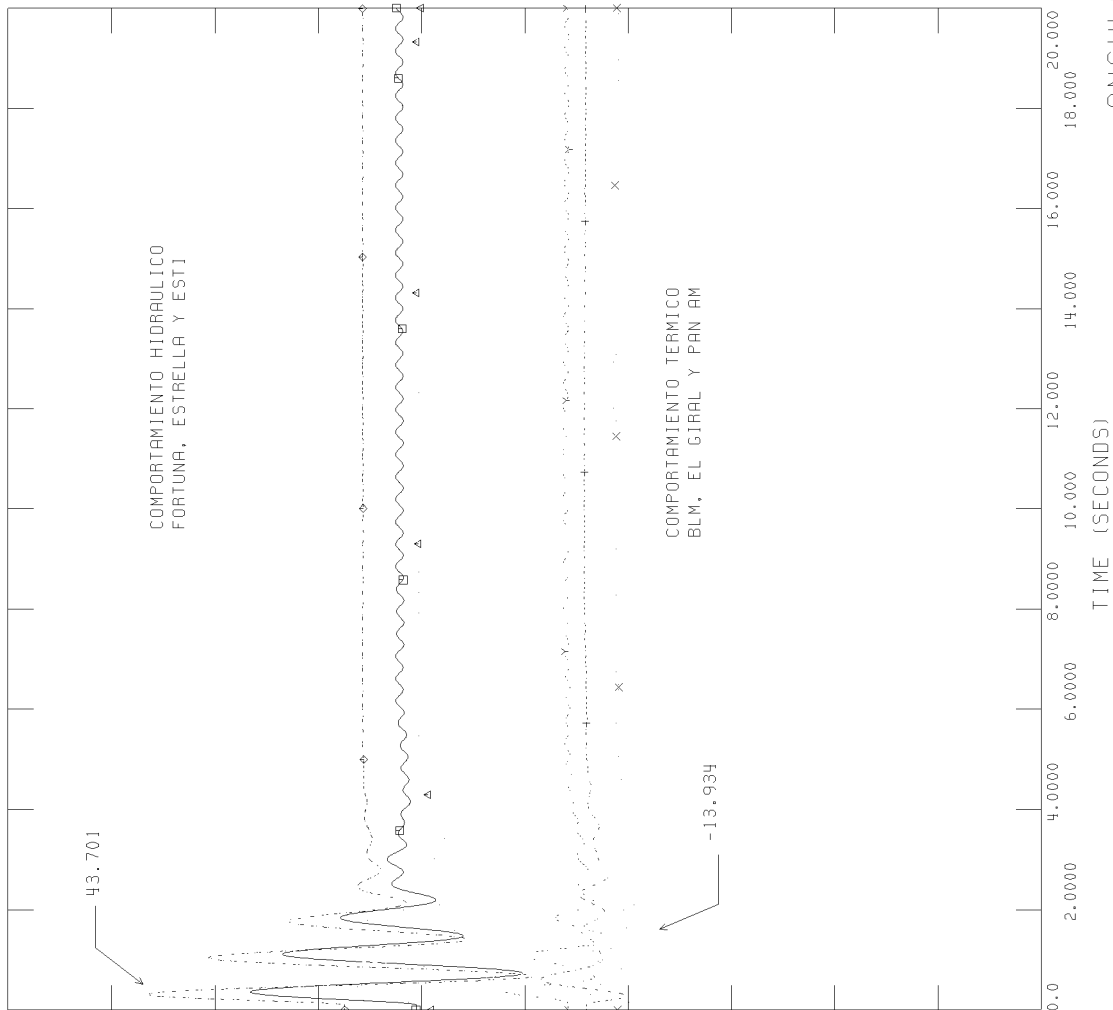
THU, NOV 06 2008 15:51
TENSION BARRAS 230 KV



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A 0 2009 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2009\2009PE_ModMax-Inv Act Cont3.out

60.000	CHNL# 'S 14,8: [PANAM 1]-[BAYANO 1]	>	>	-60.00
60.000	CHNL# 'S 13,8: [EL GIRAL 1]-[BAYANO 1]	xx	-60.00
60.000	CHNL# 'S 12,8: [BLM13C]-[BAYANO 1]	++	-60.00
60.000	CHNL# 'S 11,8: [ESTI 1]-[BAYANO 1]	◇◇	-60.00
60.000	CHNL# 'S 10,8: [ESTRELLA 1]-[BAYANO 1]	△△	-60.00
60.000	CHNL# 'S 9,8: [FORTUNA 1]-[BAYANO 1]	□□	-60.00



THU, NOV 06 2008 15:58
ANGULO RESPECTO A BAYANO

2010

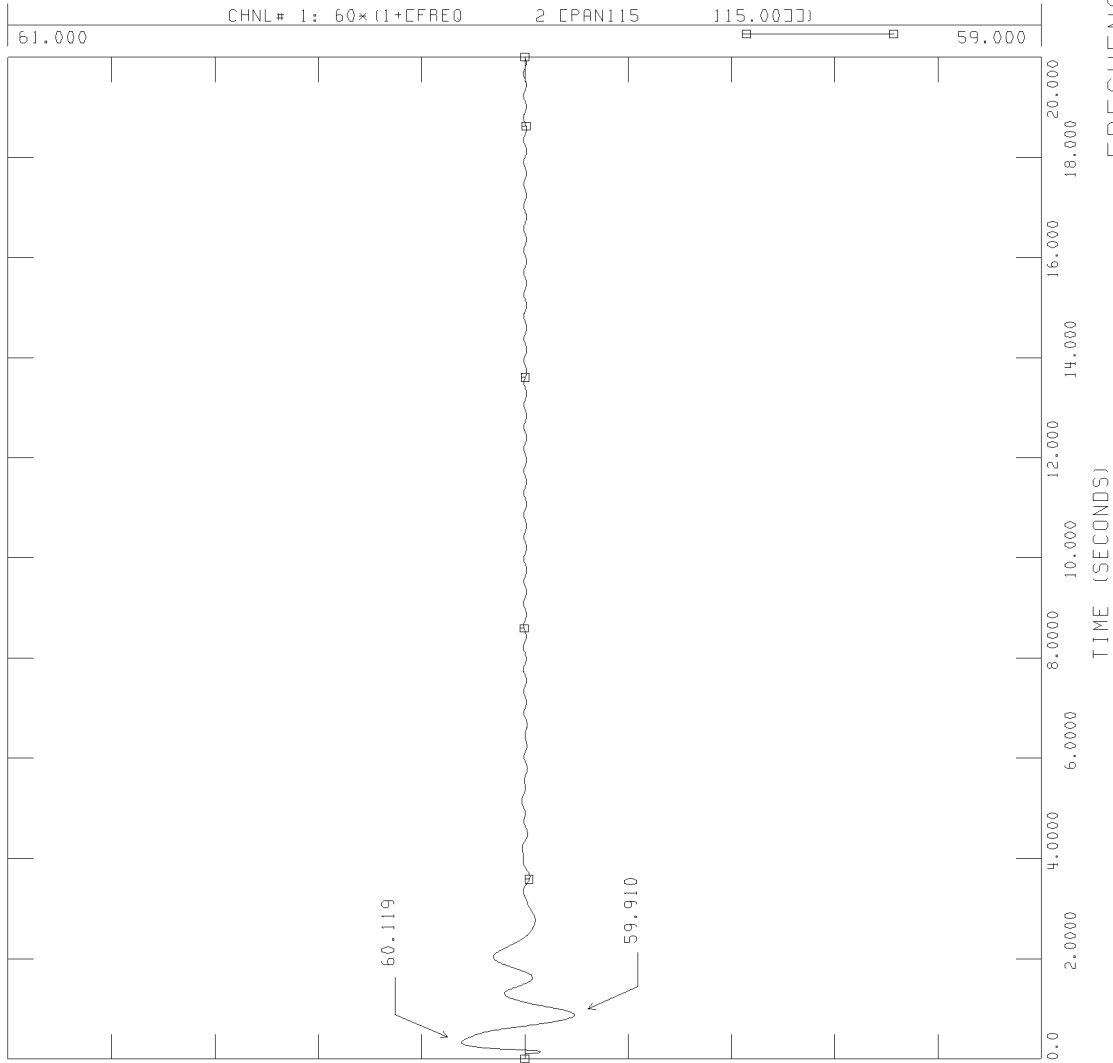
**AÑO 2009 ESTABILIDAD
FALLA Y APERTURA LINEA GUASQUITAS – VELADERO
ACTUALIZACIÓN PESIN CON CENTROAMERICA JUNIO DEL 2008
ESCENARIO MODERADO DEMANDA MAXIMA INVIERNO
Caso 1 REGMHTCB8**



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A 0 2010 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2010\2010PE_ModMax-Inv Act Cont1.out

Gaceta Oficial Digital, lunes 02 de noviembre de 2009



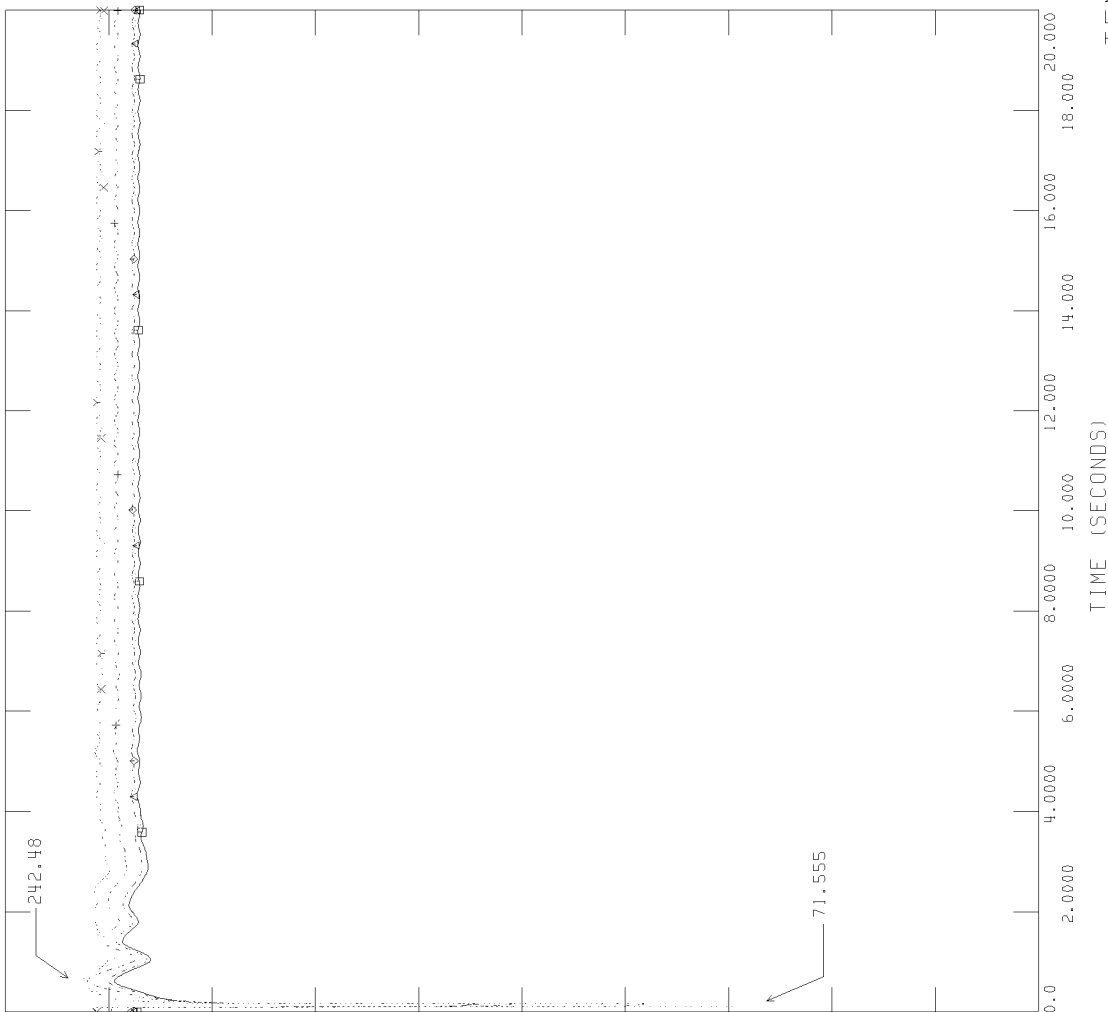
FRI, NOV 07 2008 9:40
FRECUENCIA PANAMA 115 KV



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A 0 2010 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2010\2010PE_ModMax-Inv Act Cont1.out

Time	CHNL # 7: 230*[VOLT CHANG230]	CHNL # 6: 230*[VOLT MDN230]	CHNL # 5: 230*[VOLT LLSA230]	CHNL # 4: 230*[VOLT CHQ230]	CHNL # 3: 230*[VOLT PANI1230]	CHNL # 2: 230*[VOLT PAN230]
260.00	>	>	>	>	>	>
260.00	x	x	x	x	x	x
260.00	+	+	+	+	+	+
260.00	◇	◇	◇	◇	◇	◇
260.00	△	△	△	△	△	△
260.00	□	□	□	□	□	□



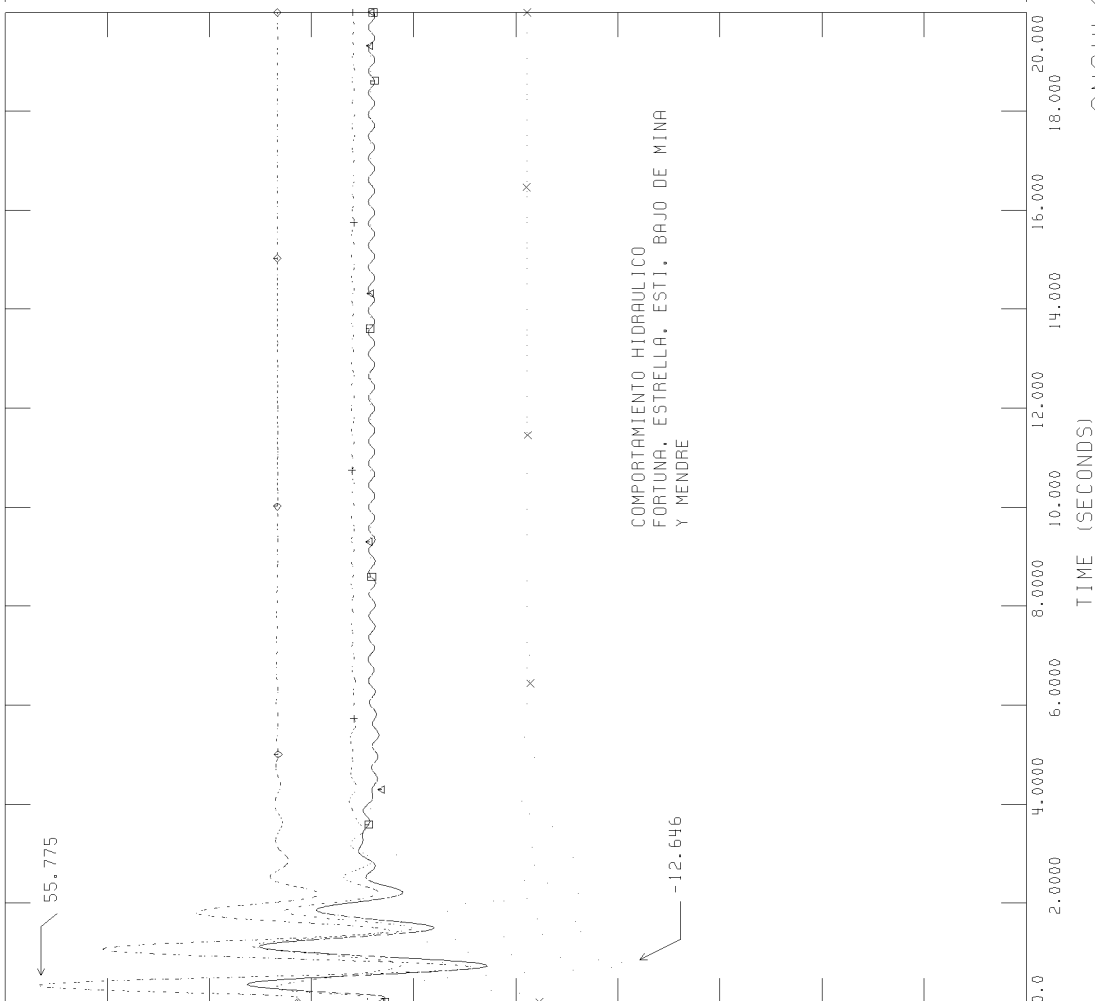
FRI, NOV 07 2008 9:47
TENSION BARRAS 230 KV



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A O 2010 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\NESTABILIDAD 2010\2010PE_ModMax-Inv Act Cont1.out

60.000	CHNL#'S 13,8: [MENDRE 1]-[CBAYANO 1]	x	x	-60.00
60.000	CHNL#'S 12,8: [BAJO DE MINA 1]-[CBAYANO 1]	+	+	-60.00
60.000	CHNL#'S 11,8: [ESTI 1]-[CBAYANO 1]	◇	◇	-60.00
60.000	CHNL#'S 10,8: [ESTRELLA 1]-[CBAYANO 1]	△	△	-60.00
60.000	CHNL#'S 9,8: [FORTUNA 1]-[CBAYANO 1]	□	□	-60.00



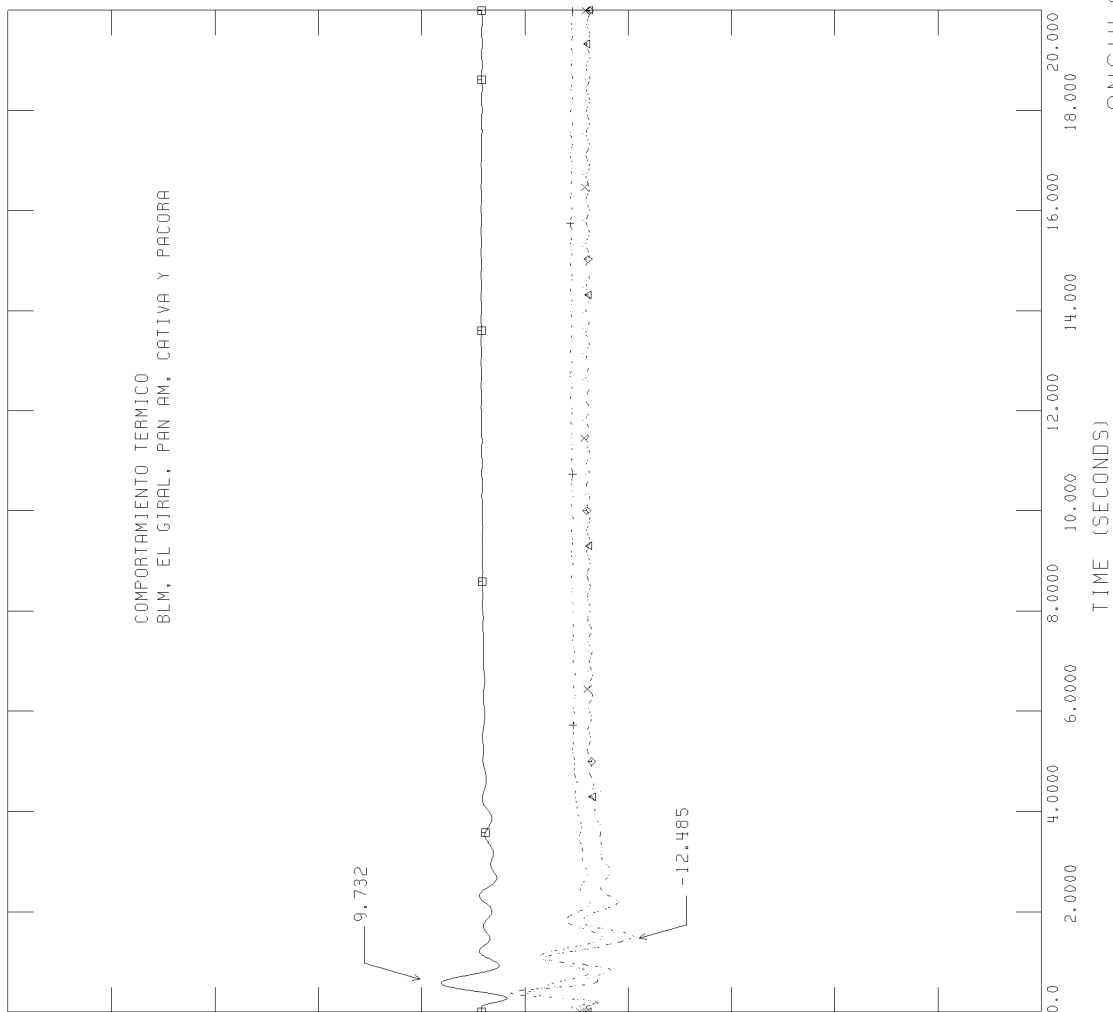
FRI, NOV 07 2008 10:09
ANGULO RESPECTO A BAYANO



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A O 2010 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2010\2010PE_ModMax-Inv Act Cont1.out

60.000	CHNL#'S 18,8: [PACORA 1]-[CBAYANO 1]	x	-60.00
60.000	CHNL#'S 17,8: [CATIVA 1]-[CBAYANO 1]	+	-60.00
60.000	CHNL#'S 16,8: [PANAM 1]-[CBAYANO 1]	◇	-60.00
60.000	CHNL#'S 15,8: [EL GIRAL 1]-[CBAYANO 1]	△	-60.00
60.000	CHNL#'S 14,8: [BLM13C]-[CBAYANO 1]	□	-60.00



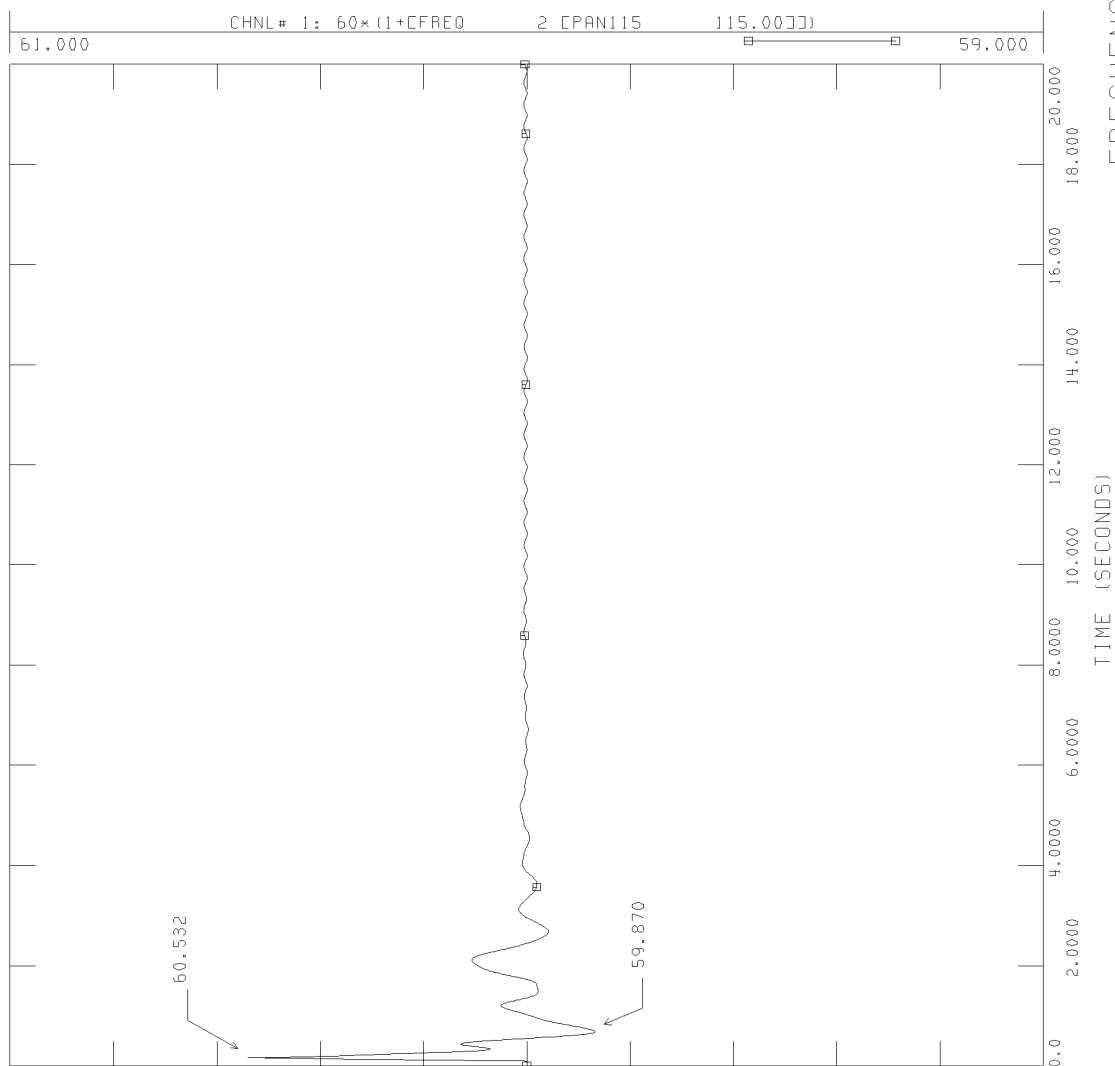
FRI, NOV 07 2008 11:11
ANGULO RESPECTO A BAYANO

**AÑO 2010 ESTABILIDAD
FALLA Y APERTURA LINEA PANAMÁ II- LLANO SÁNCHEZ
ACTUALIZACIÓN PESIN CON CENTROAMERICA JUNIO DEL 2008
ESCENARIO MODERADO DEMANDA MAXIMA INVIERNO
Caso 1 REGMHTCB8**



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A 0 2010 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2010\2010PE_ModMax-Inv Act Cont2.out



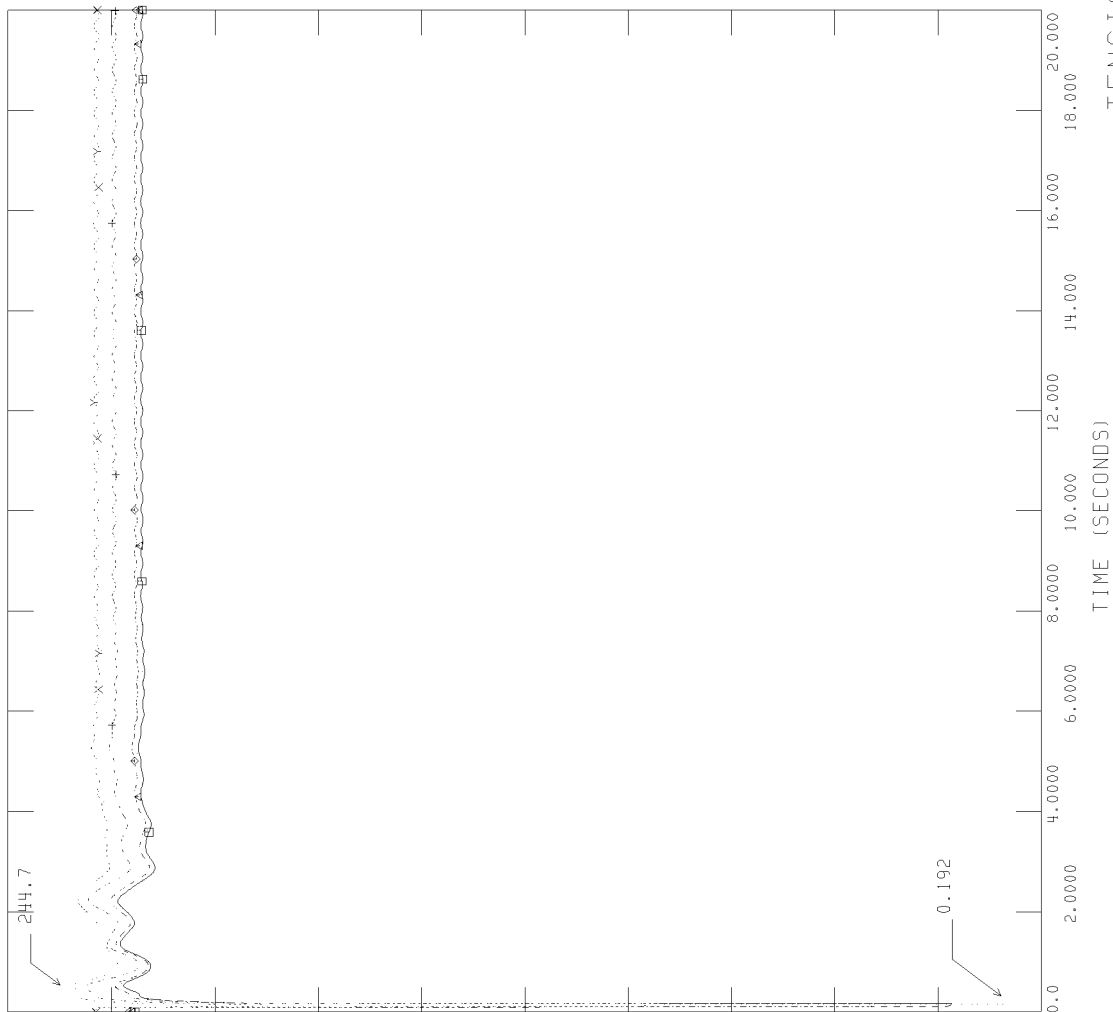
FRI, NOV 07 2008 11:34
FRECUENCIA PANAMA 115 KV



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A O 2010 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2010\2010PE_ModMax-Inv Act Cont2.out
CHNL# 7: 230*CVOLT CHANG230J

260.00	>	>	-10.00
260.00	CHNL# 6: 230*CVOLT MDN230J		
260.00	x	x	-10.00
260.00	CHNL# 5: 230*CVOLT LLSA230J		
260.00	+	+	-10.00
260.00	CHNL# 4: 230*CVOLT CHQ230J		
260.00	◇	◇	-10.00
260.00	CHNL# 3: 230*CVOLT PANI1230J		
260.00	4	4	-10.00
260.00	CHNL# 2: 230*CVOLT PAN230J		
260.00	■	■	-10.00

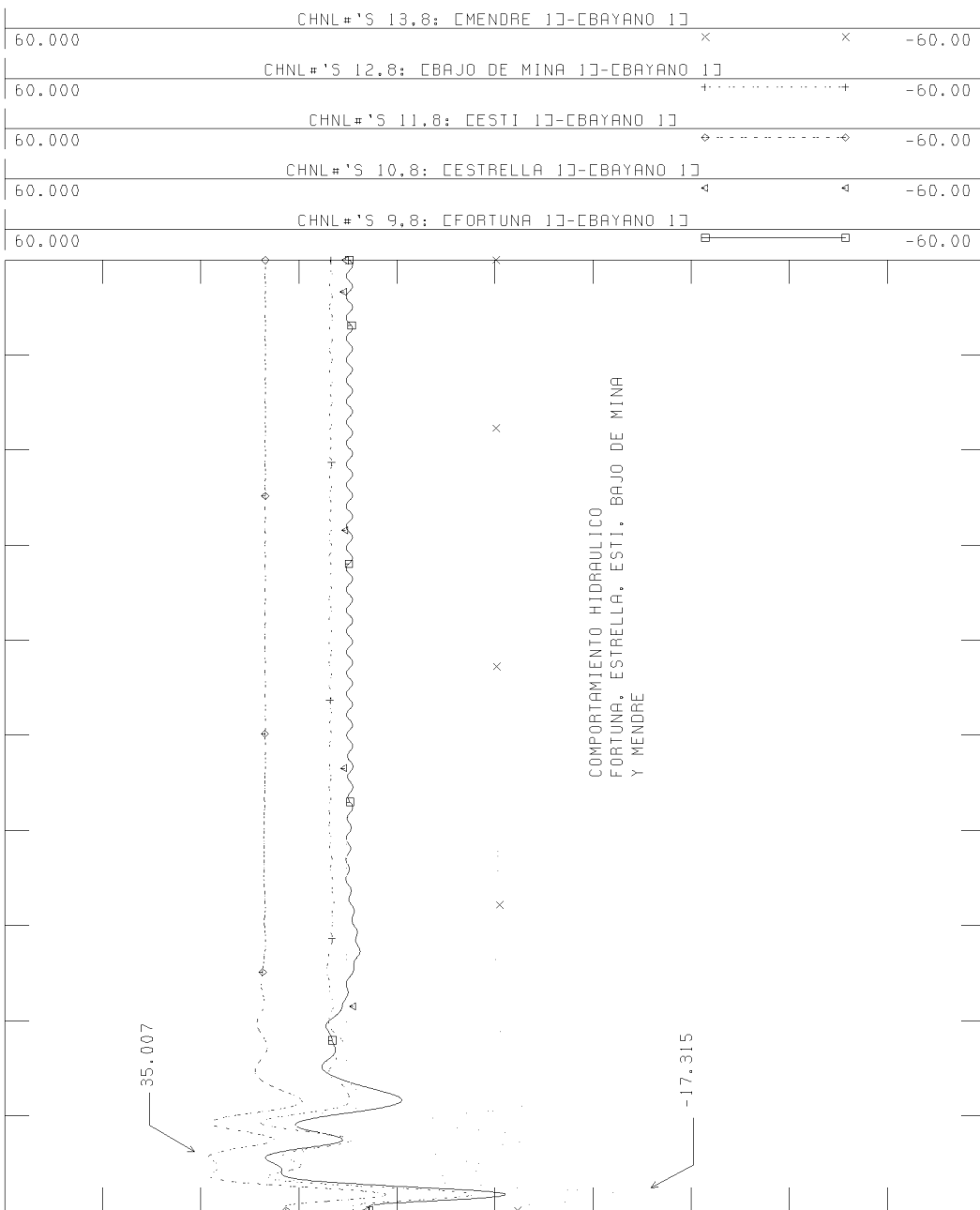


FRI, NOV 07 2008 11:50
TENSION BARRAS DE 230 KV



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A O 2010 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\NESTABILIDAD 2010\2010PE_ModMax-Inv Act Cont2.out



COMPORTAMIENTO HIDRAULICO
FORTUNA, ESTRELLA, ESTI, BAJO DE MINA
Y MENDRE

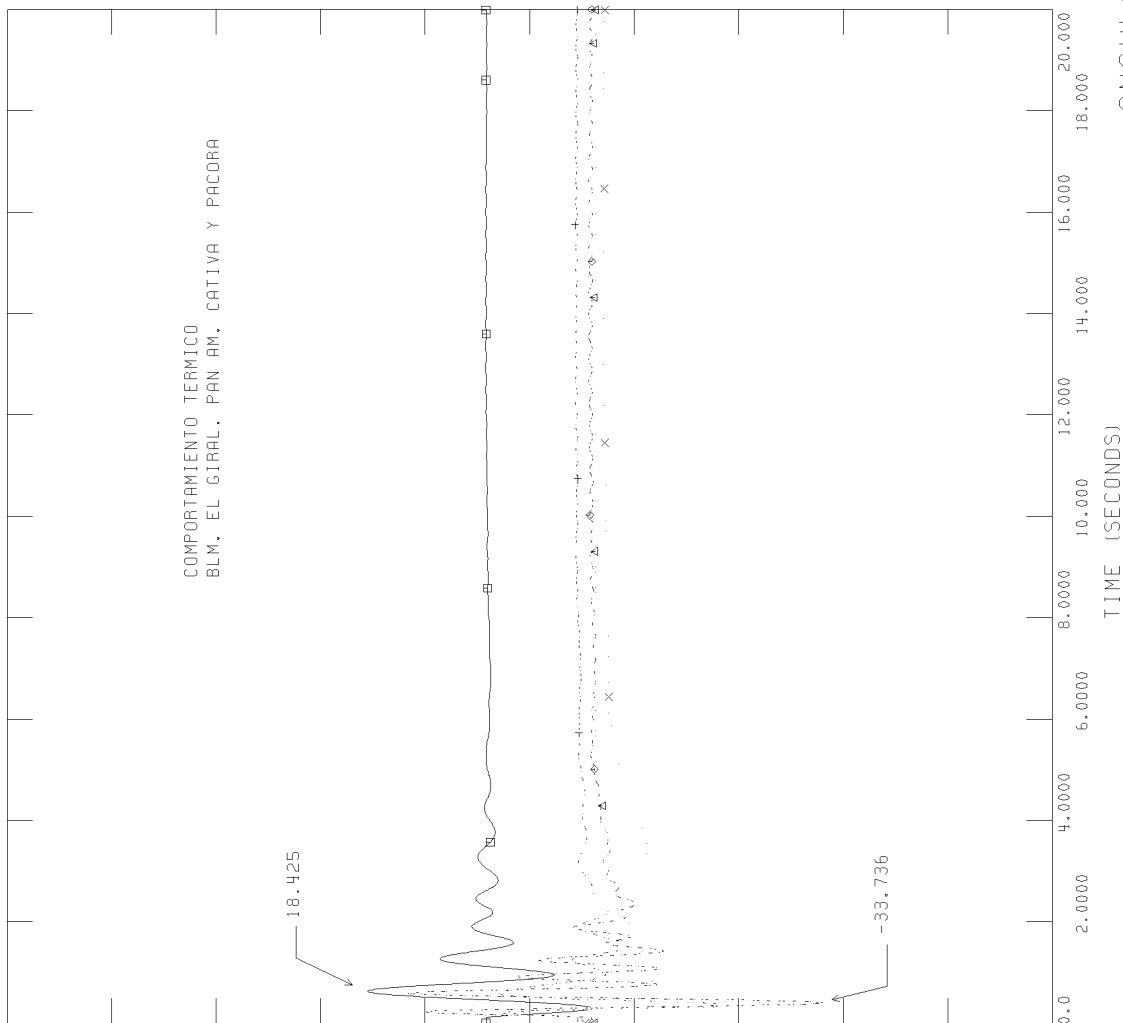
FRI, NOV 07 2008 13:41
ANGULO RESPECTO A BAYANO



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A O 2010 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2010\2010PE_ModMax-Inv Act Cont2.out

60.000	CHNL#'S 18.8: [PACORA 1]-[CBAYANO 1]	x	x	-60.00
60.000	CHNL#'S 17.8: [CATIVA 1]-[CBAYANO 1]	+	+	-60.00
60.000	CHNL#'S 16.8: [PANAM 1]-[CBAYANO 1]	◇	◇	-60.00
60.000	CHNL#'S 15.8: [EL GIRAL 1]-[CBAYANO 1]	△	△	-60.00
60.000	CHNL#'S 14.8: [BLM13C]-[CBAYANO 1]	□	□	-60.00



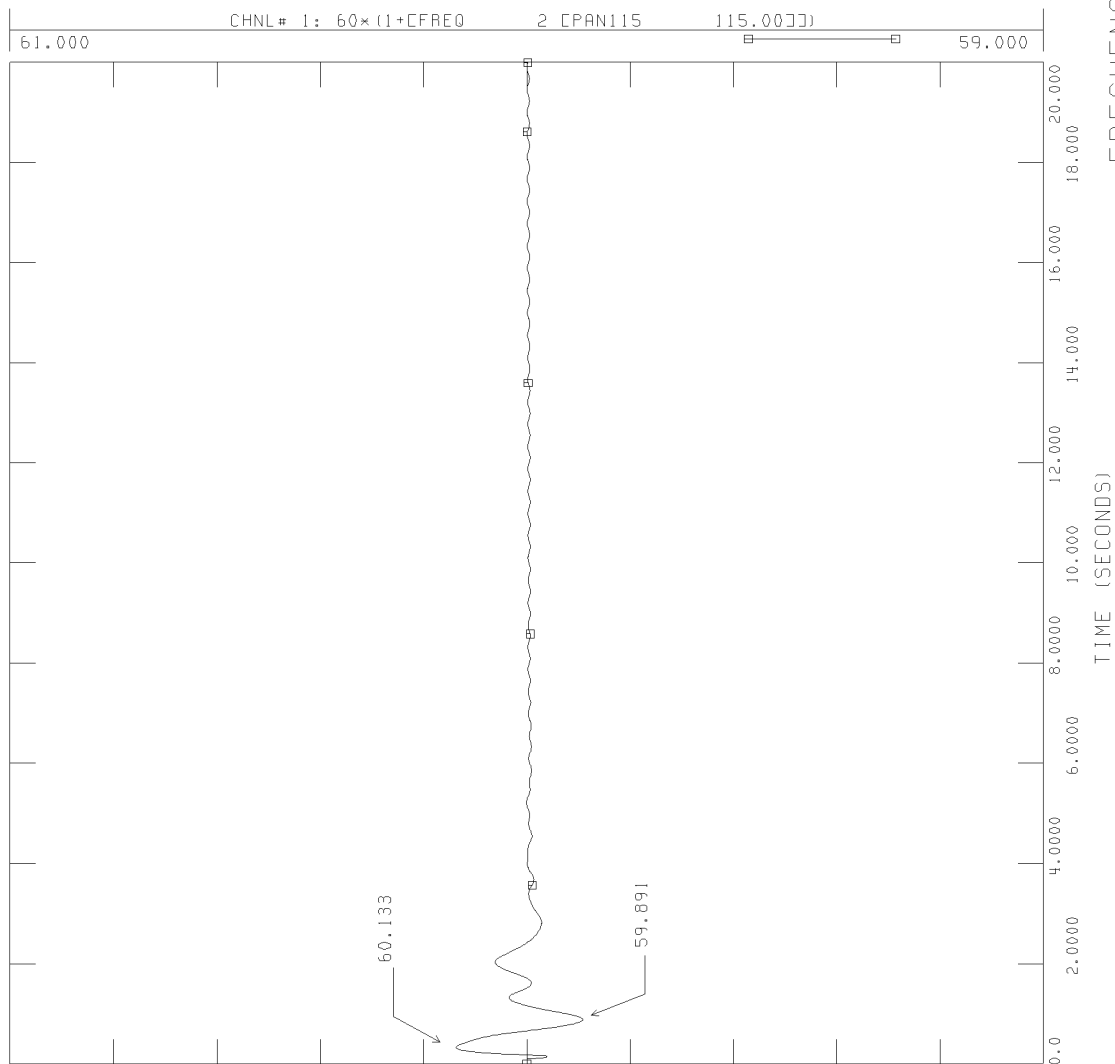
FRI, NOV 07 2008 13:46
ANGULO RESPECTO A BAYANO

**AÑO 2010 ESTABILIDAD
FALLA Y APERTURA LINEA FORTUNA- GUASQUITAS
ACTUALIZACIÓN PESIN CON CENTROAMERICA JUNIO DEL 2008
ESCENARIO MODERADO DEMANDA MAXIMA INVIERNO
Caso 1 REGMHTCB8**



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A 0 2010 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2010\2010PE_ModMax-Inv Act Cont3.out



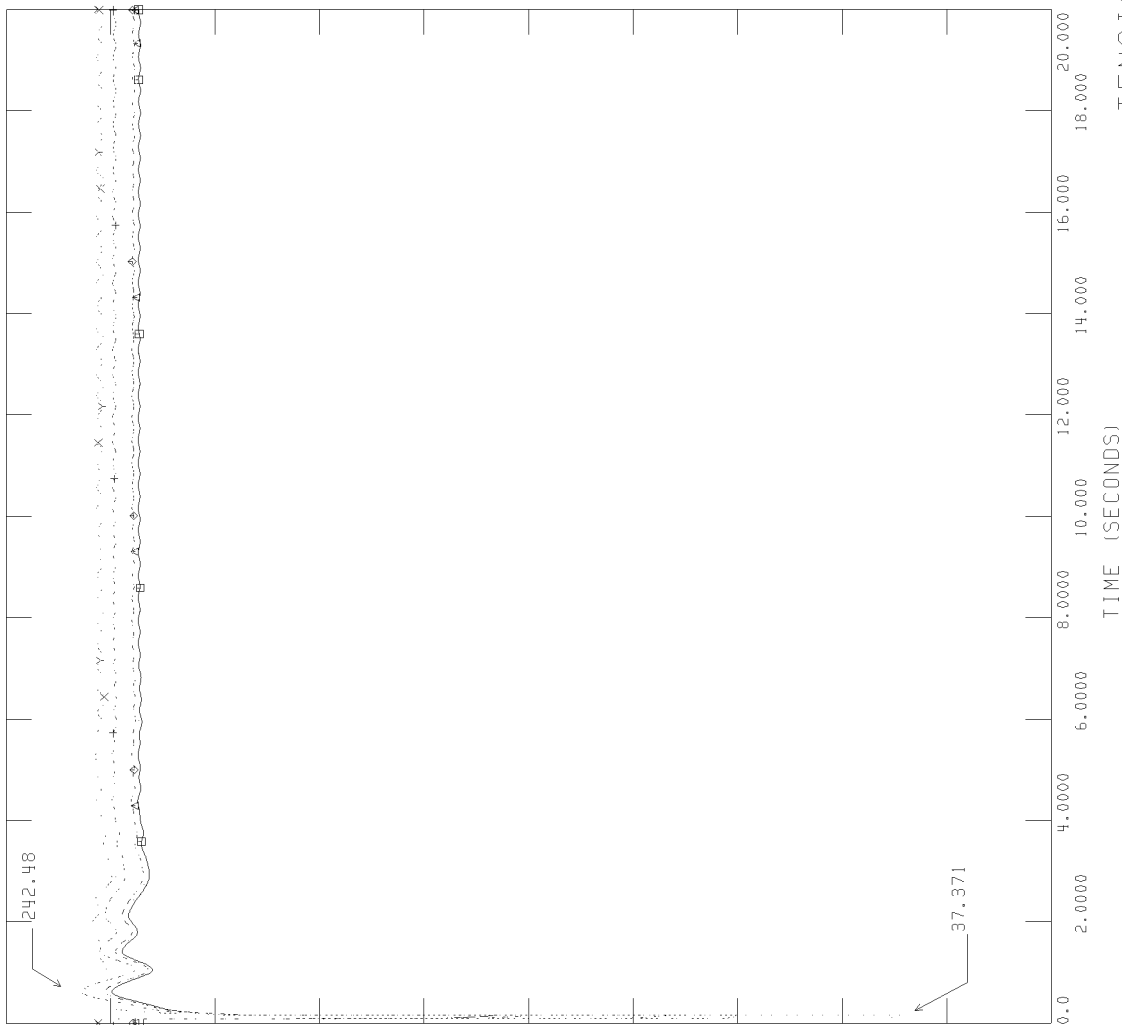
FRI, NOV 07 2008 14:03
FRECUENCIA PANAMA 115 KV



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A O 2010 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO DV...\ESTABILIDAD 2010\2010PE_ModMax-Inv Act Cont3.out

260.00	CHNL# 7: 230×[CVOLT CHANG230]	>	>	0.0
260.00	CHNL# 6: 230×[CVOLT MDN230]	×	×	0.0
260.00	CHNL# 5: 230×[CVOLT LLSA230]	+.....+	+.....+	0.0
260.00	CHNL# 4: 230×[CVOLT CHO230]	◇.....◇	◇.....◇	0.0
260.00	CHNL# 3: 230×[CVOLT PANI1230]	4	4	0.0
260.00	CHNL# 2: 230×[CVOLT PAN230]	□.....□	□.....□	0.0

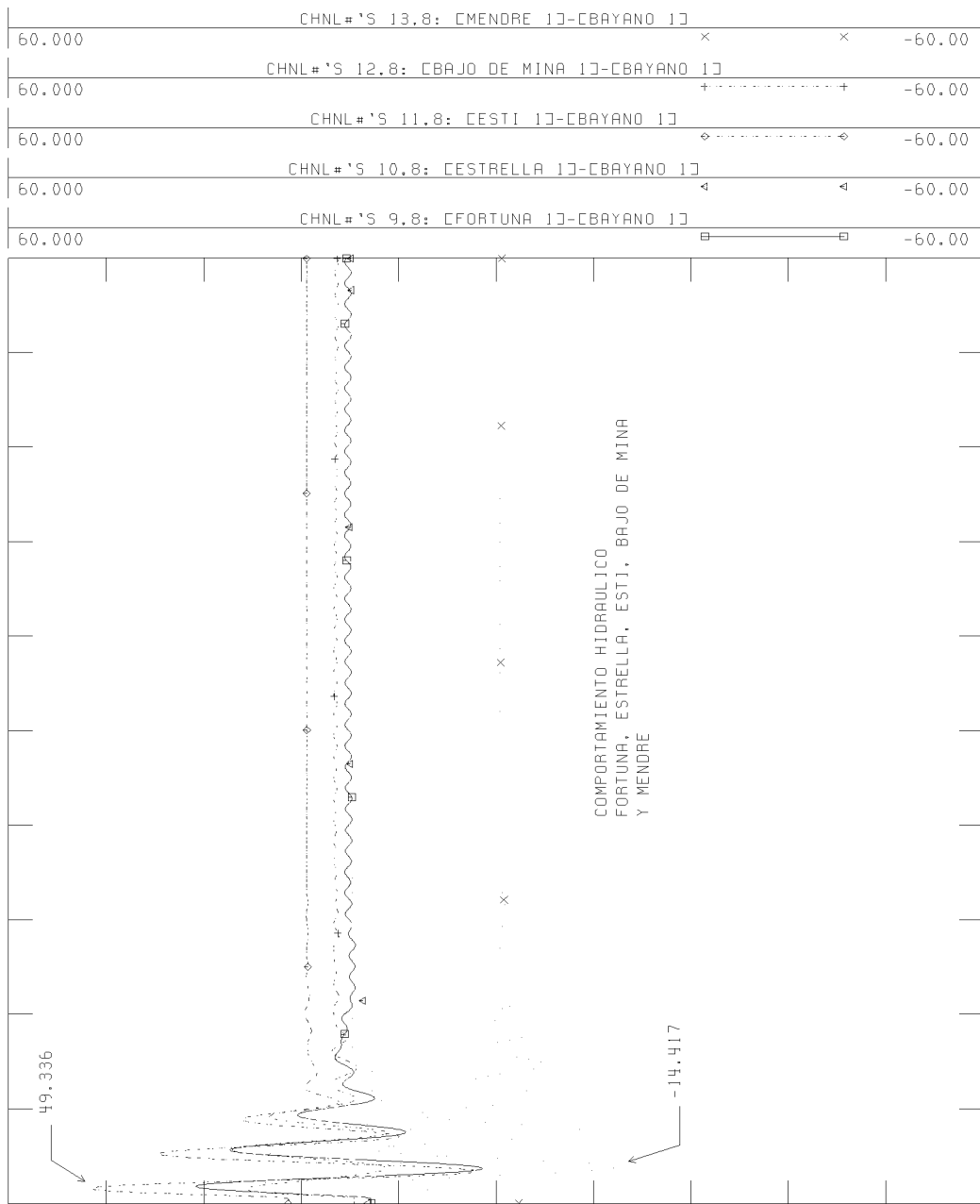


FRI, NOV 07 2008 14:18
TENSION BARRAS DE 230 KV



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A O 2010 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2010\2010PE_ModMax-Inv Act Cont3.out



COMPORTAMIENTO HIDRAULICO
FORTUNA, ESTRELLA, ESTI, BAJO DE MINA
Y MENDRE

49.336

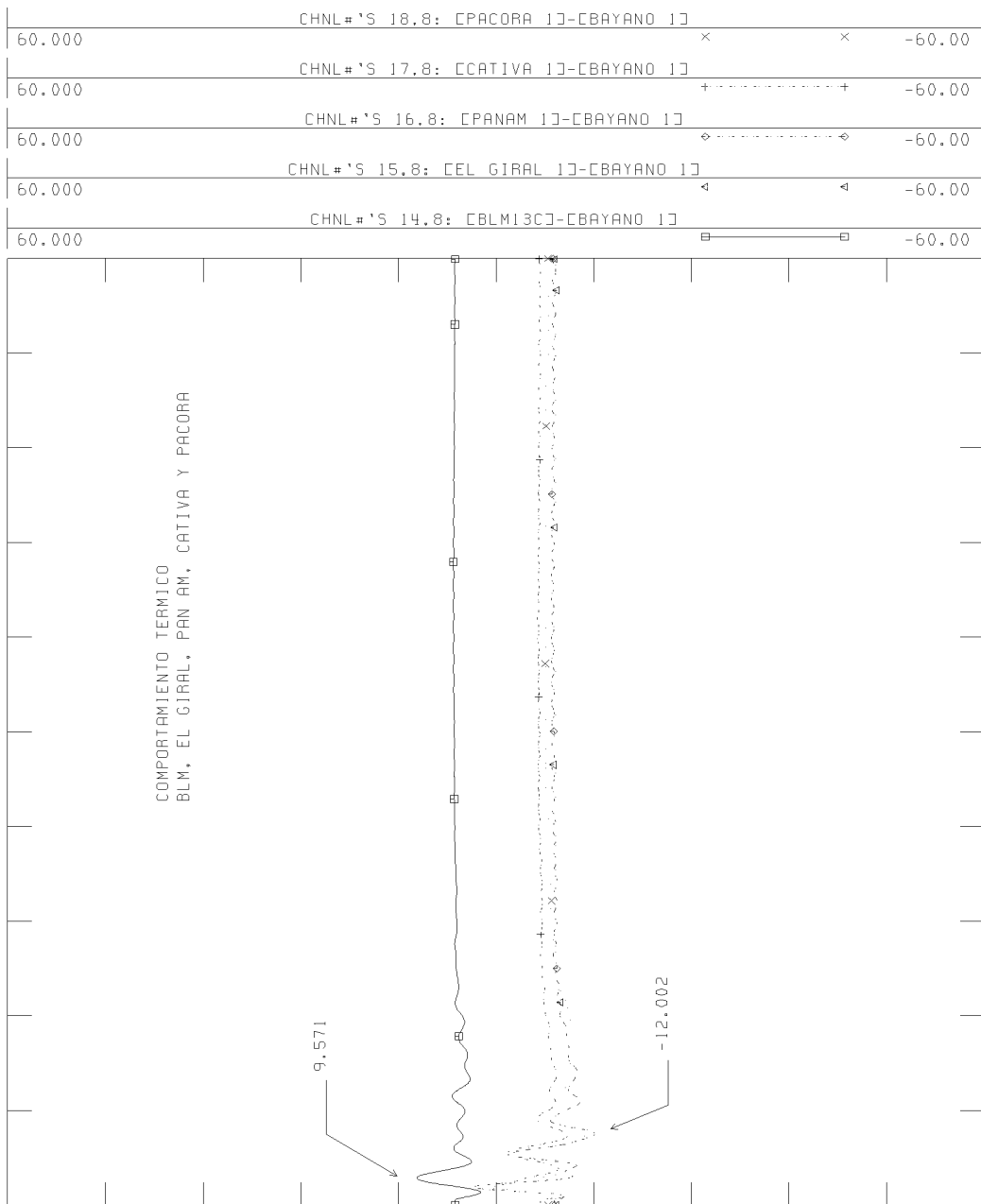
-14.417

FRI, NOV 07 2008 14:21
ANGULO RESPECTO A BAYANO



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A O 2010 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2010\2010PE_ModMax-Inv Act Cont3.out



FRI, NOV 07 2008 14:24
ANGULO RESPECTO A BAYANO

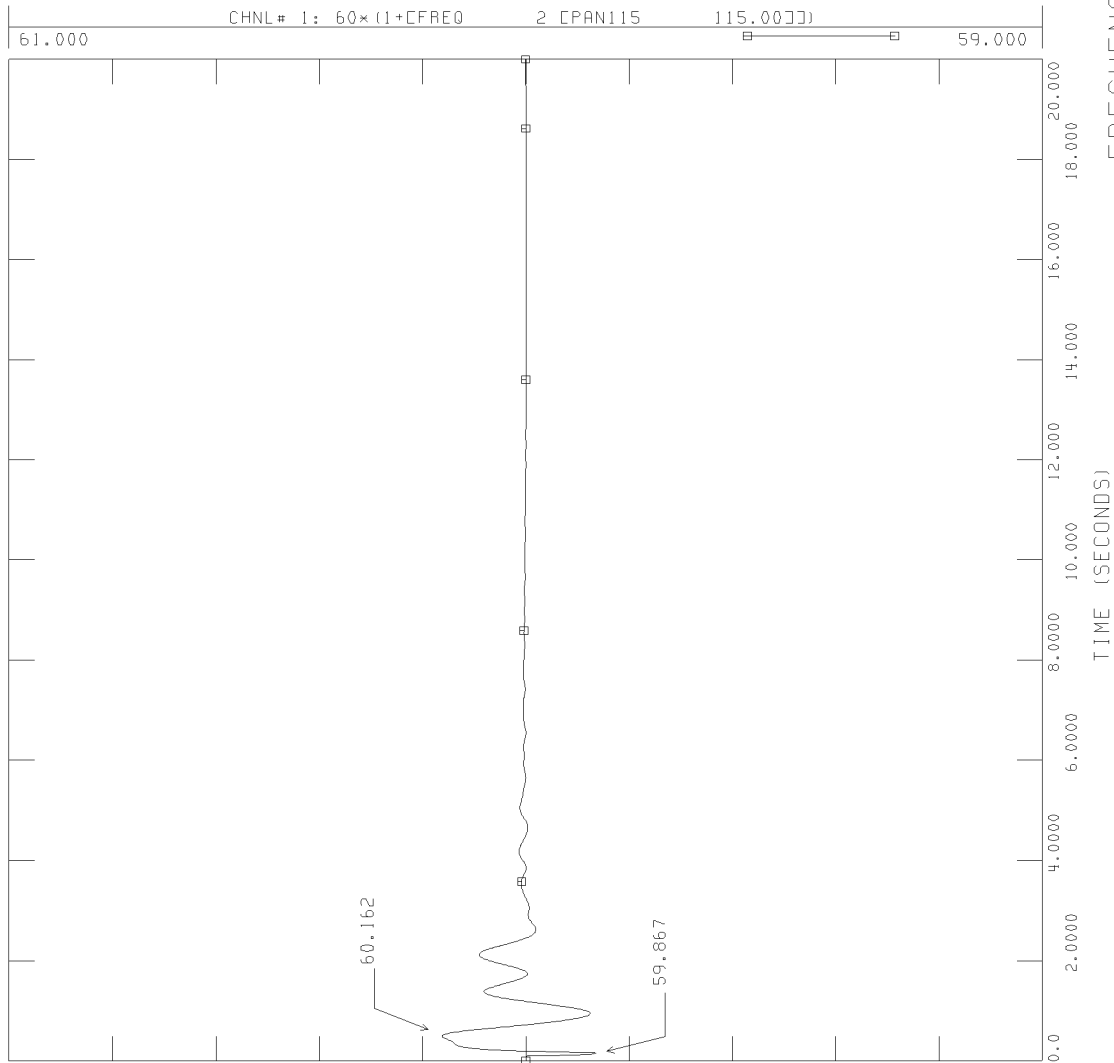
2011

**AÑO 2011 ESTABILIDAD
FALLA Y APERTURA LINEA GUASQUITAS- VELADERO
ACTUALIZACIÓN PESIN CON CENTROAMERICA JUNIO DEL 2008
ESCENARIO MODERADO DEMANDA MAXIMA INVIERNO
Caso 1 REGMHTCB8**



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A 0 2011 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2011\2011PE_ModMax-Inv Act Cont1.out



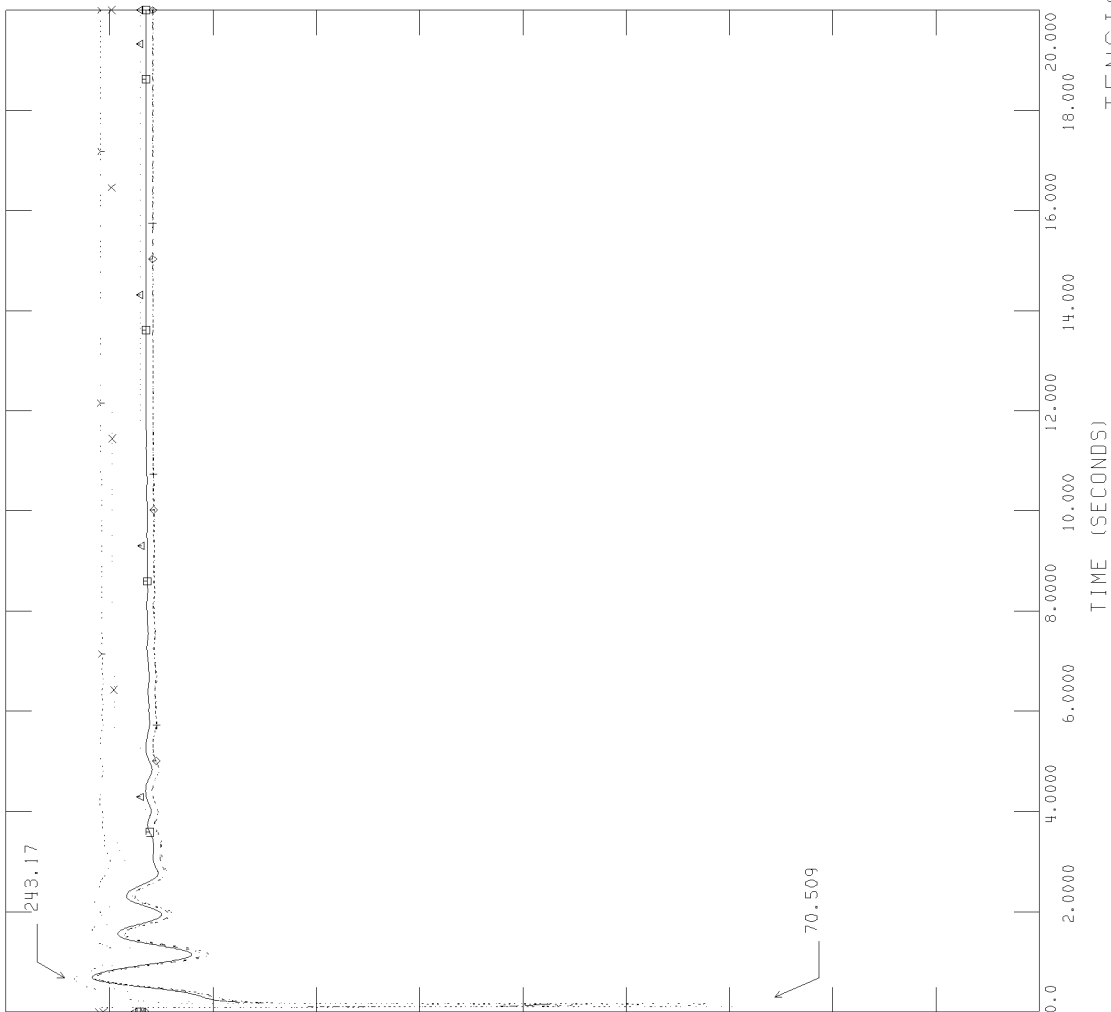
TUE, NOV 11 2008 8:54
FRECUENCIA PANAMA 115 KV



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A O 2011 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2011\2011PE_ModMax-Inv Act Cont1.out
CHNL# 7: 230*CVOLT CHANG230J

260.00	>	>	0.0
260.00	CHNL# 6: 230*CVOLT MDN230J		0.0
260.00	CHNL# 5: 230*CVOLT LLSA230J		0.0
260.00	CHNL# 4: 230*CVOLT CHQ230J		0.0
260.00	CHNL# 3: 230*CVOLT PANI1230J		0.0
260.00	CHNL# 2: 230*CVOLT PAN230J		0.0



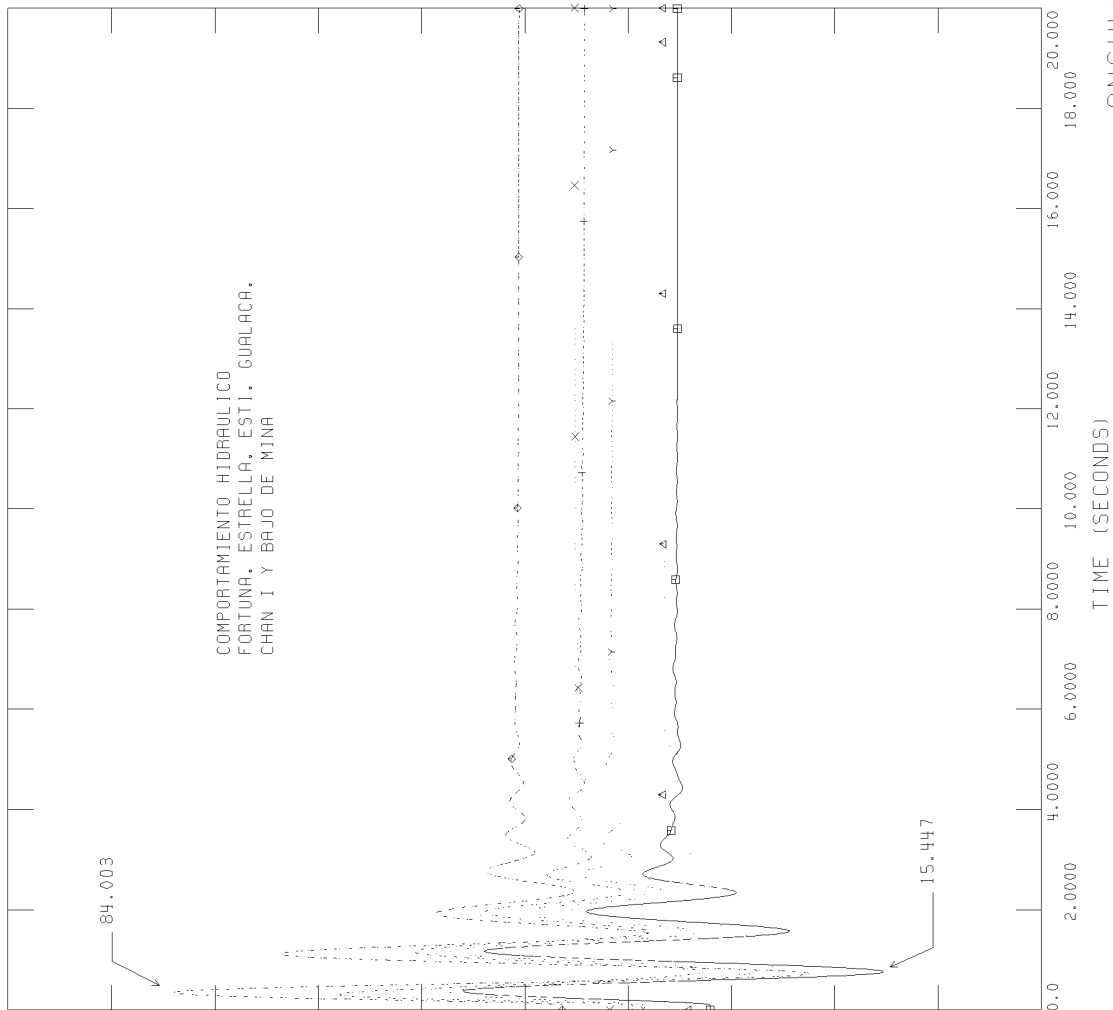
TUE, NOV 11 2008 9:00
TENSION BARRAS DE 230 KV



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A O 2011 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2011\2011PE_ModMax-Inv Act Cont1.out
CHNL#'S 14.8: [BAJO DE MINA 1]-[CBAYANO 1]

100.00	>	>	0.0
100.00	CHNL#'S 13.8: [CHAN 1]-[CBAYANO 1]	x	0.0
100.00	CHNL#'S 12.8: [GUALACA]-[CBAYANO 1]	+	0.0
100.00	CHNL#'S 11.8: [ESTI 1]-[CBAYANO 1]	◇	0.0
100.00	CHNL#'S 10.8: [ESTRELLA 1]-[CBAYANO 1]	△	0.0
100.00	CHNL#'S 9.8: [FORTUNA 1]-[CBAYANO 1]	□	0.0

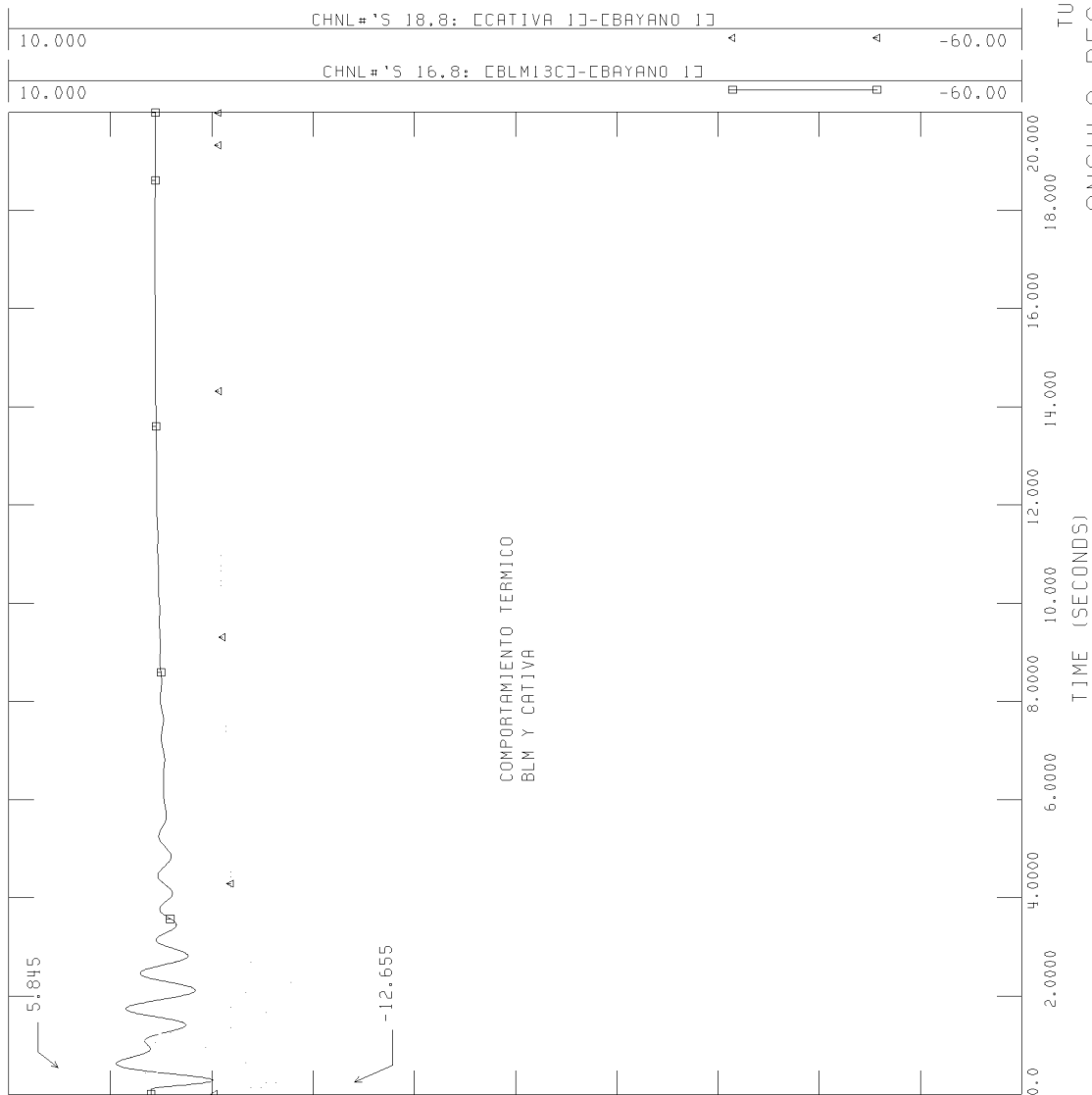


TUE, NOV 11 2008 9:05
ANGULO RESPECTO A BAYANO



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 A O 2011 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2011\2011PE_ModMax-Inv Act Cont1.out



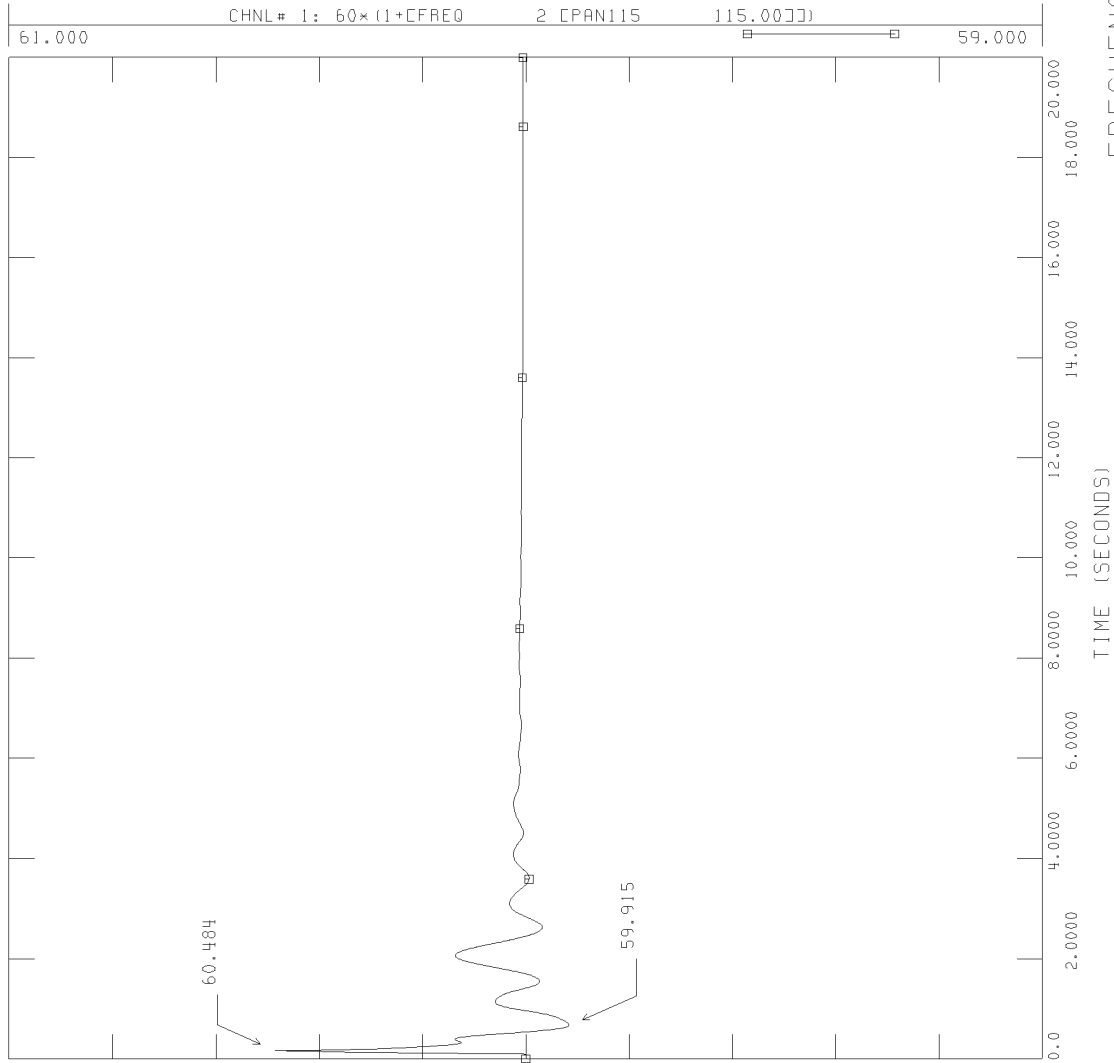
TUE, NOV 11 2008 9:10
 ANGULO RESPECTO A BAYANO

**AÑO 2011 ESTABILIDAD
FALLA Y APERTURA LINEA PANAMÁ II- LLANO SÁNCHEZ
ACTUALIZACIÓN PESIN CON CENTROAMERICA JUNIO DEL 2008
ESCENARIO MODERADO DEMANDA MAXIMA INVIERNO
Caso 1 REGMHTCB8**



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A 0 2011 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2011\2011PE_ModMax-Inv Act Cont2.out



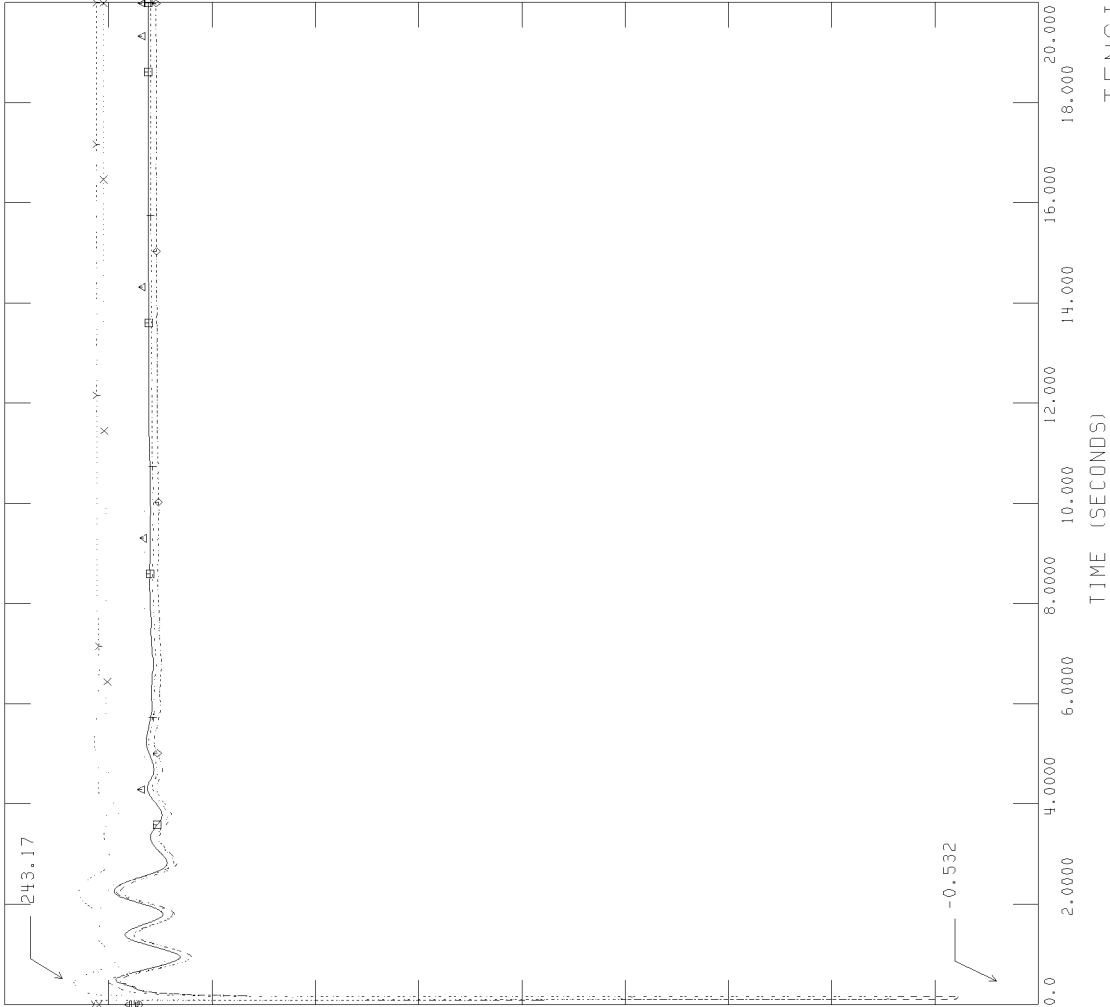
TUE, NOV 11 2008 9:56
FRECUENCIA PANAMA 115 KV



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A 0 2011 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2011\2011PE_ModMax-Inv Act Cont2.out

260.00	CHNL# 7: 230×CVOLT CHANG230J	>.....>	-10.00
260.00	CHNL# 6: 230×CVOLT MDN230J	× ×	-10.00
260.00	CHNL# 5: 230×CVOLT LLSA230J	+.....+	-10.00
260.00	CHNL# 4: 230×CVOLT CHQ230J	◇.....◇	-10.00
260.00	CHNL# 3: 230×CVOLT PAN11230J	△.....△	-10.00
260.00	CHNL# 2: 230×CVOLT PAN230J	□.....□	-10.00



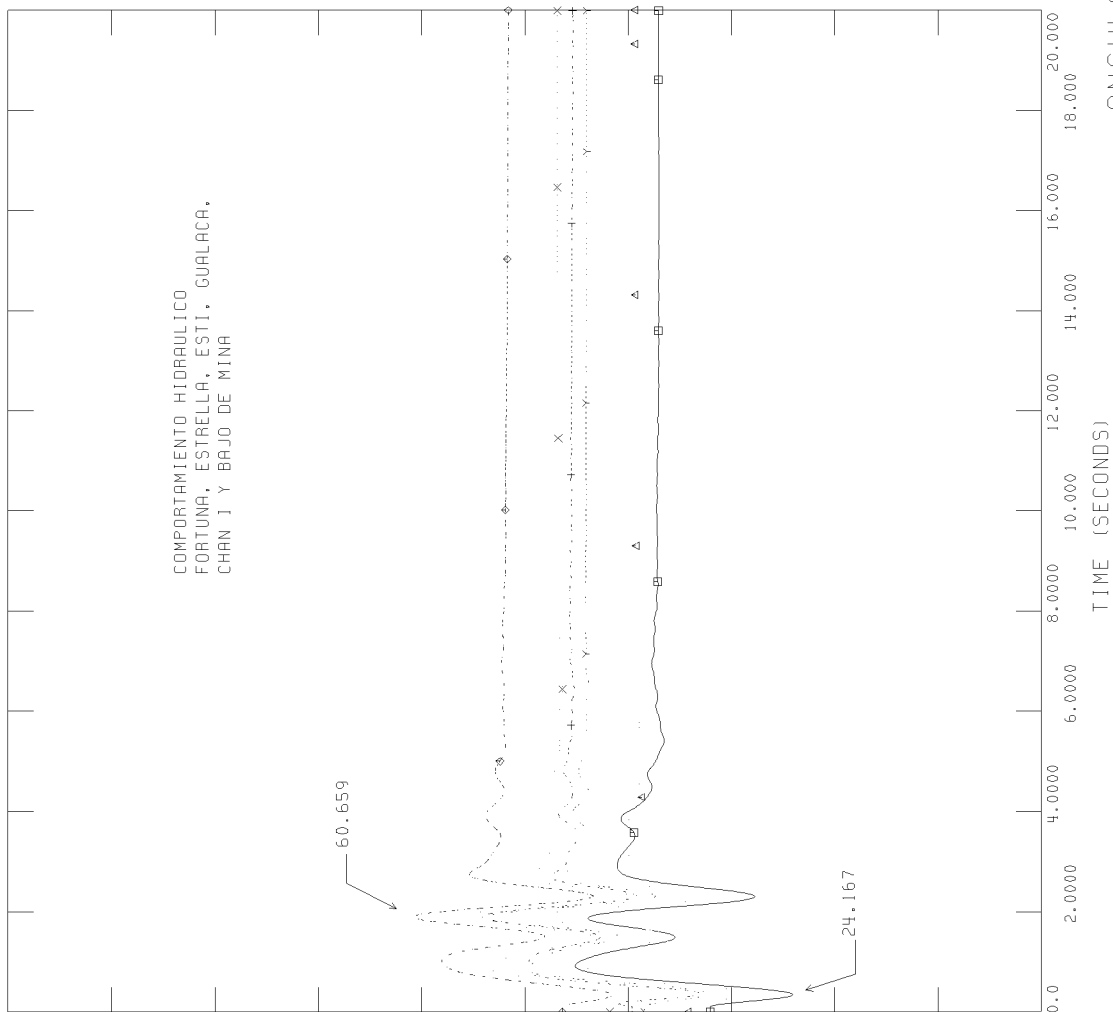
TUE, NOV 11 2008 10:00
TENSION BARRAS DE 230 KV



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A O 2011 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2011\2011PE_ModMax-Inv Act Cont2.out
CHNL#'S 14.8: [BAJO DE MINA 1]-[CBAYANO 1]

100.00	>	>	0.0
100.00	x	x	0.0
100.00	+	+	0.0
100.00	◇	◇	0.0
100.00	△	△	0.0
100.00	□	□	0.0

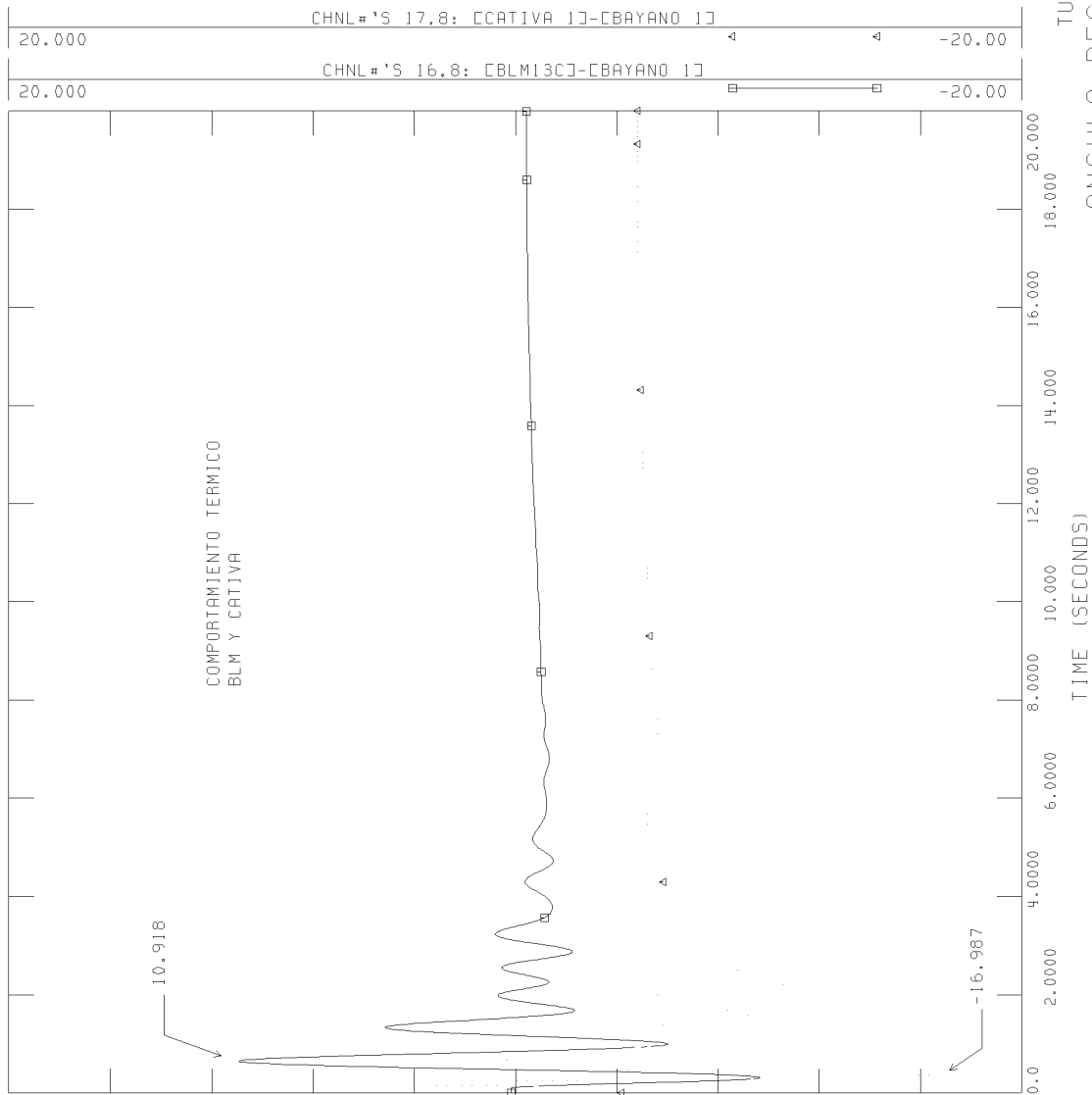


TUE, NOV 11 2008 10:03
ANGULO RESPECTO A BAYANO



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A O 2011 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2011\2011PE_ModMax-Inv Act Cont2.out



TUE, NOV 11 2008 10:07
ANGULO RESPECTO A BAYANO

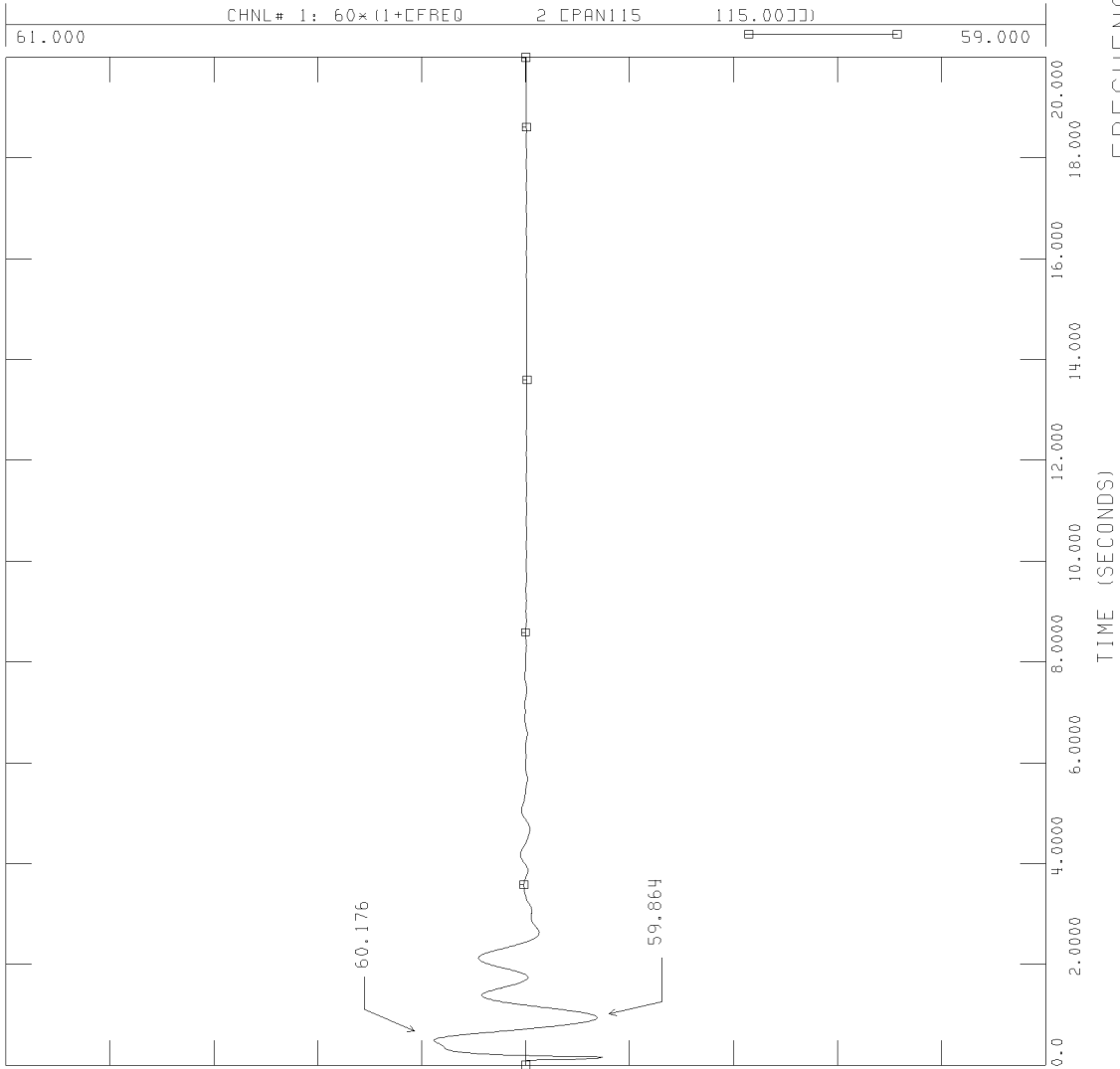
**AÑO 2011 ESTABILIDAD
FALLA Y APERTURA LINEA FORTUNA- GUASQUITAS
ACTUALIZACIÓN PESIN CON CENTROAMERICA JUNIO DEL 2008
ESCENARIO MODERADO DEMANDA MAXIMA INVIERNO
Caso 1 REGMHTCB8**



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A 0 2011 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2011\2011PE_ModMax-Inv Act Cont3.out

Gaceta Oficial Digital, lunes 02 de noviembre de 2009



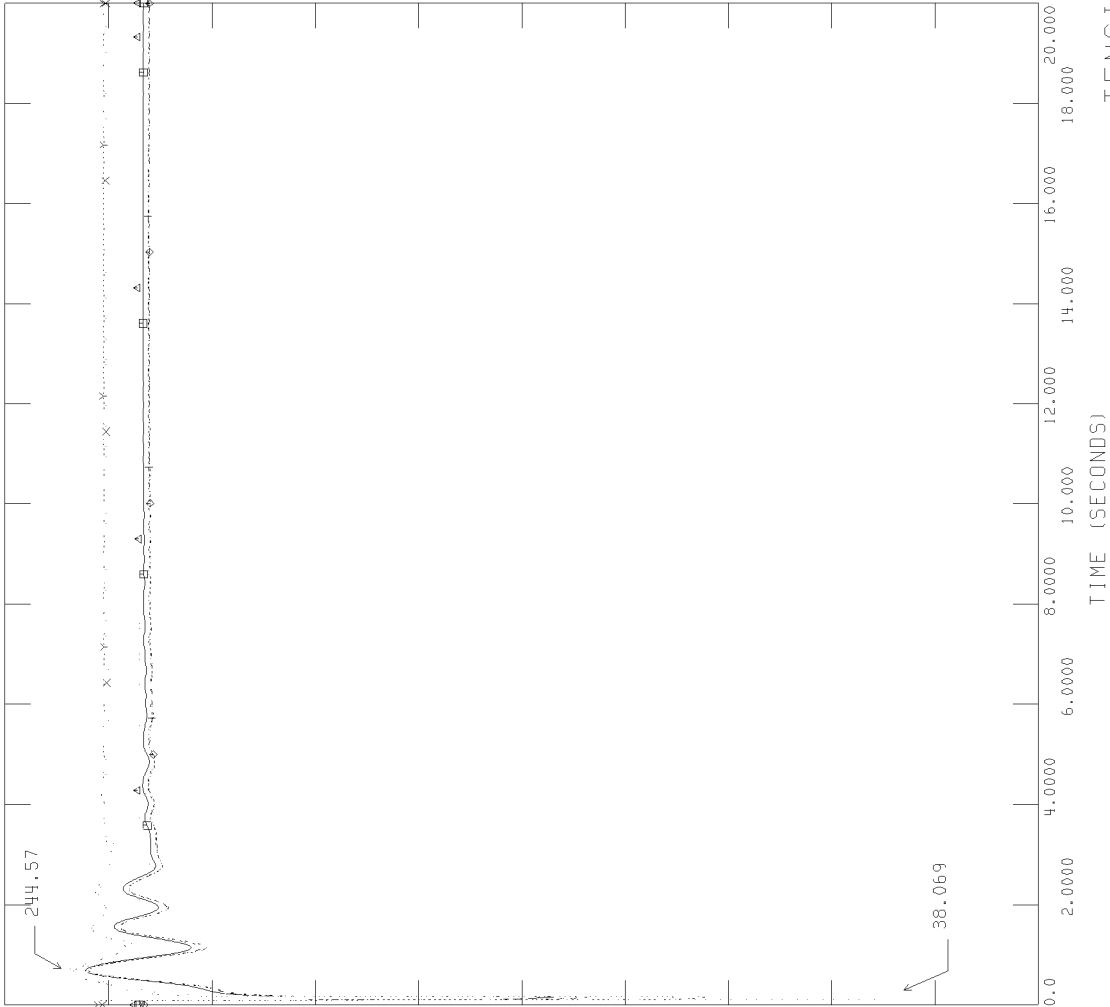
TUE, NOV 11 2008 10:20
FRECUENCIA PANAMA 115 KV



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A O 2011 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2011\2011PE_ModMax-Inv Act Cont3.out
CHNL# 7: 230*CVOLT CHANG230J

260.00	>	>	0.0
260.00	CHNL# 6: 230*CVOLT MDN230J	x.....x	0.0
260.00	CHNL# 5: 230*CVOLT LLSA230J	+.....+	0.0
260.00	CHNL# 4: 230*CVOLT CHQ230J	o.....o	0.0
260.00	CHNL# 3: 230*CVOLT PANI1230J	4.....4	0.0
260.00	CHNL# 2: 230*CVOLT PAN230J	■.....■	0.0



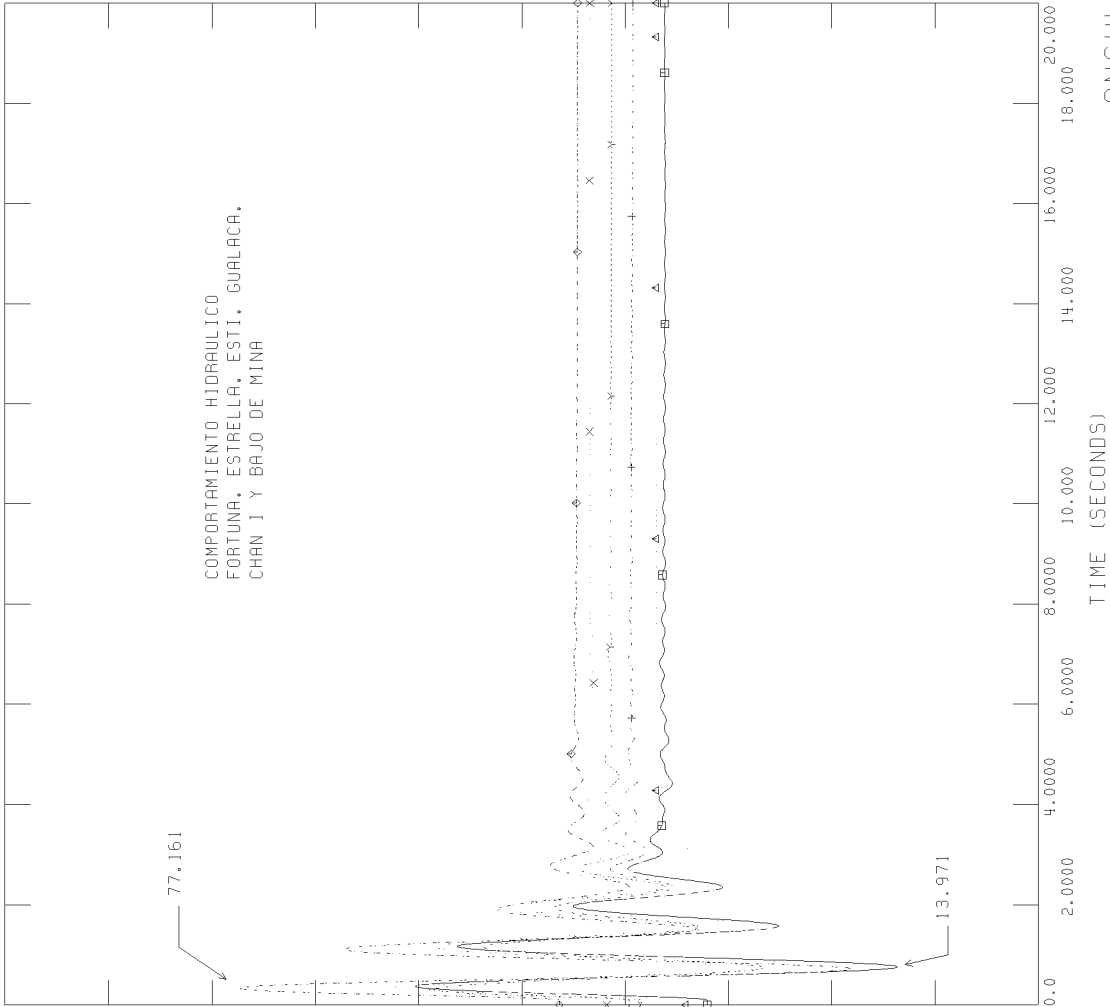
TUE, NOV 11 2008 10:38
TENSION BARRAS DE 230 KV



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A O 2011 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2011\2011PE_ModMax-Inv Act Cont3.out
CHNL#'S 14,8: [BAJO DE MINA 1]-[CBAYANO 1]

100.00	>	>	0.0
100.00	x	x	0.0
100.00	+	+	0.0
100.00	◇	◇	0.0
100.00	△	△	0.0
100.00	□	□	0.0

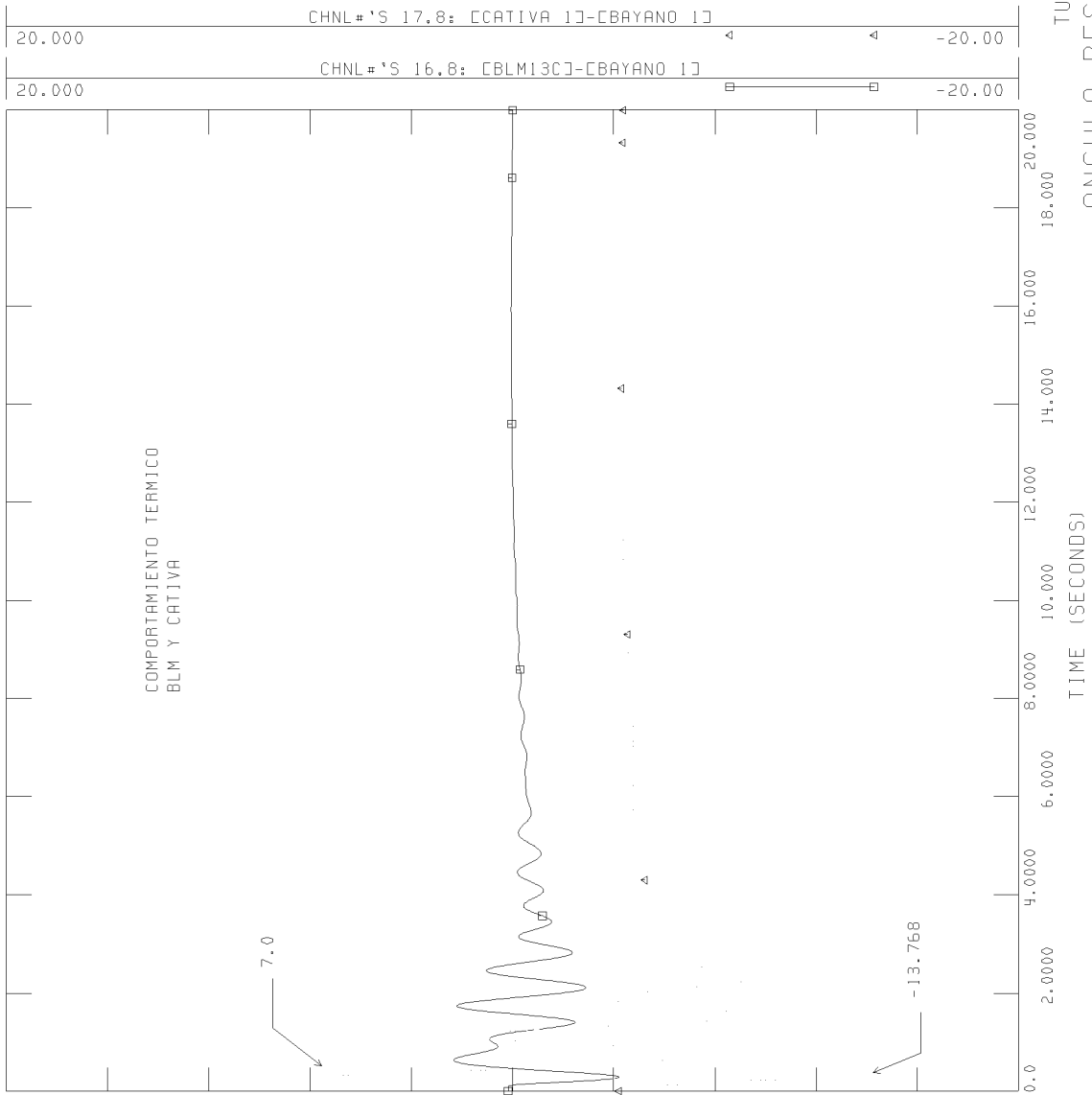


TUE, NOV 11 2008 10:42
ANGULO RESPECTO A BAYANO



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A O 2011 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2011\2011PE_ModMax-Inv Act Cont3.out



TUE. NOV 11 2008 10:45
ANGULO RESPECTO A BAYANO

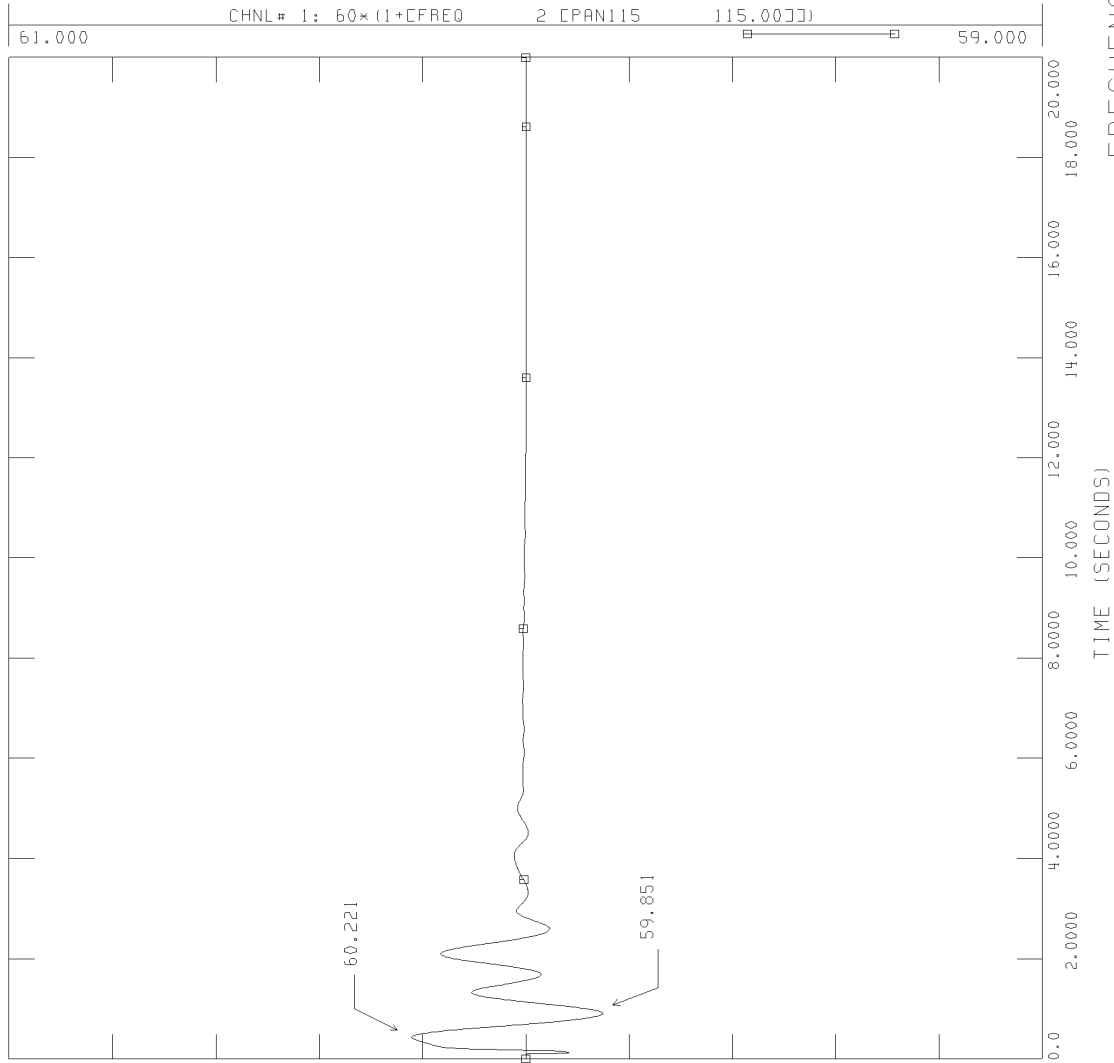
2012

**AÑO 2012 ESTABILIDAD
FALLA Y APERTURA LINEA GUASQUITAS- VELADERO
ACTUALIZACIÓN PESIN CON CENTROAMERICA JUNIO DEL 2008
ESCENARIO MODERADO DEMANDA MAXIMA INVIERNO
Caso 1 REGMHTCB8**



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A 0 2012 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2012\2012PE_ModMax-Inv Act Cont1.out



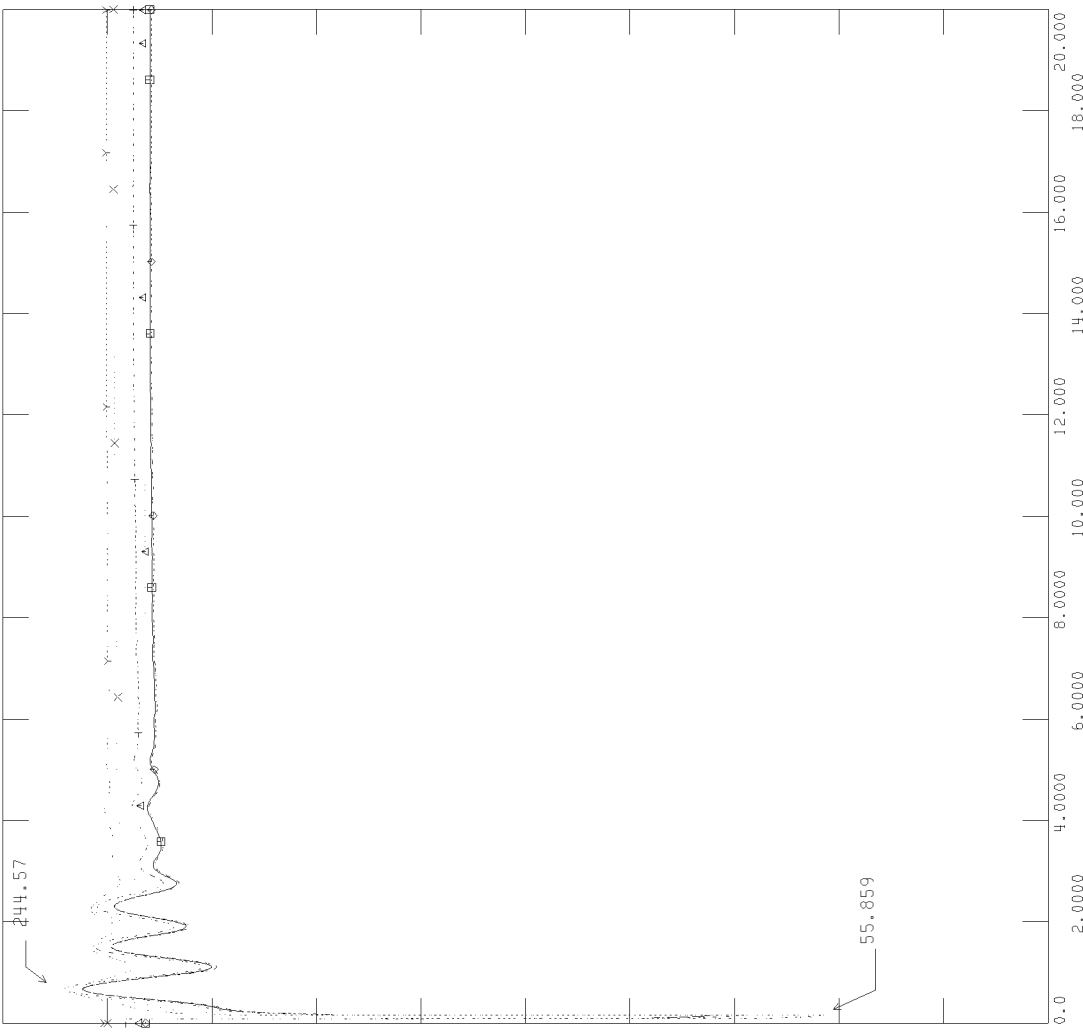
TUE, NOV 11 2008 11:34
FRECUENCIA PANAMA 115 KV



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A 0 2012 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2012\2012PE_ModMax-Inv Act Cont1.out

260.00	CHNL# 7: 230×[VOLT CHANG230]	>	>	0.0
260.00	CHNL# 6: 230×[VOLT MDN230]	×	×	0.0
260.00	CHNL# 5: 230×[VOLT LLSA230]	+	+	0.0
260.00	CHNL# 4: 230×[VOLT CH0230]	◇	◇	0.0
260.00	CHNL# 3: 230×[VOLT PAN11230]	△	△	0.0
260.00	CHNL# 2: 230×[VOLT PAN230]	□	□	0.0



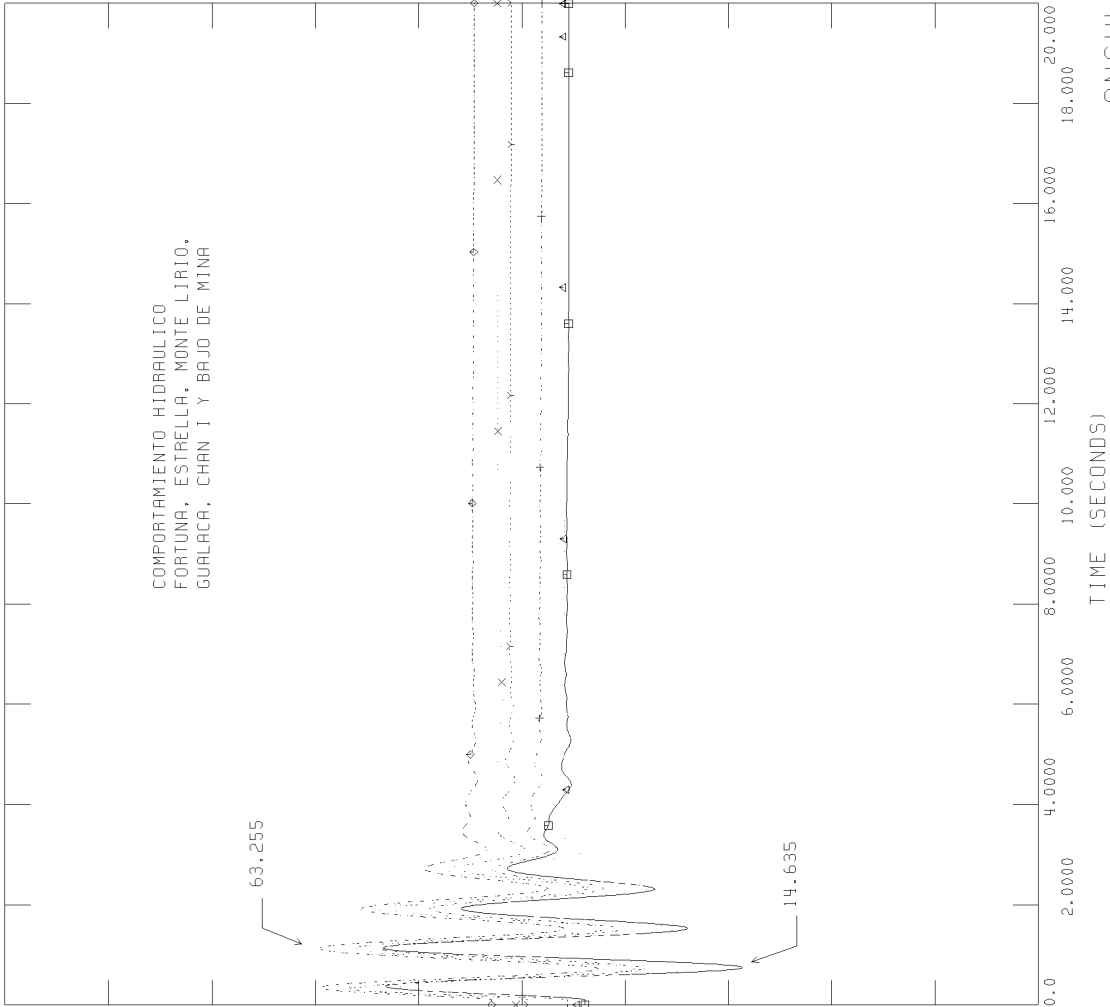
TUE, NOV 11 2008 11:37
TENSION BARRAS DE 230 KV



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A O 2012 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2012\2012PE_ModMax-Inv Act Cont1.out
CHNL#'S 14.8: [BAJO DE MINA 1]-[CBAYANO 1]

100.00	>	>	-20.00
100.00	x	x	-20.00
100.00	+	+	-20.00
100.00	◇	◇	-20.00
100.00	△	△	-20.00
100.00	□	□	-20.00

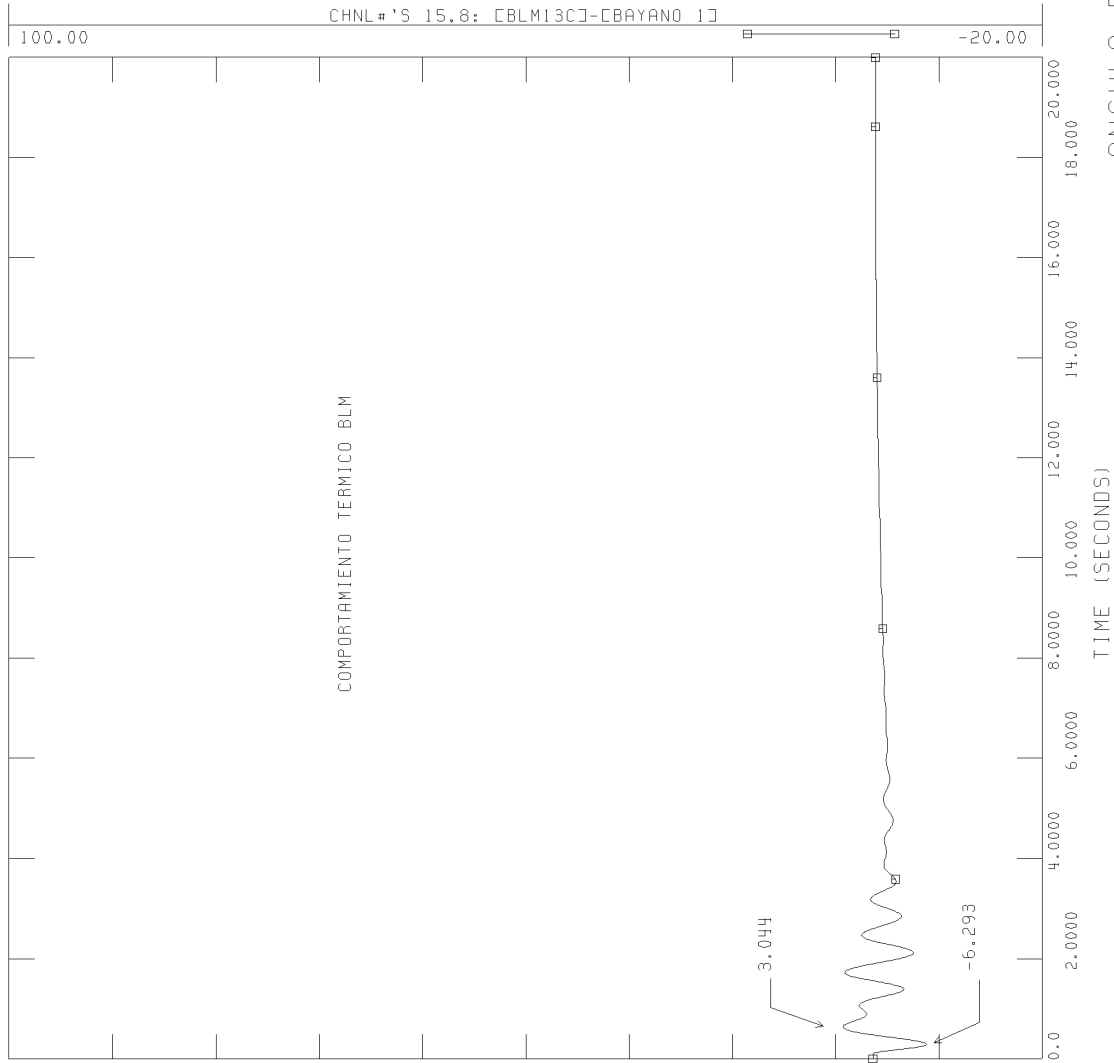


TUE, NOV 11 2008 11:41
ANGULO RESPECTO A BAYANO



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A 0 2012 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2012\2012PE_ModMax-Inv Act Cont1.out



TUE, NOV 11 2008 11:45
ANGULO RESPECTO A BAYANO

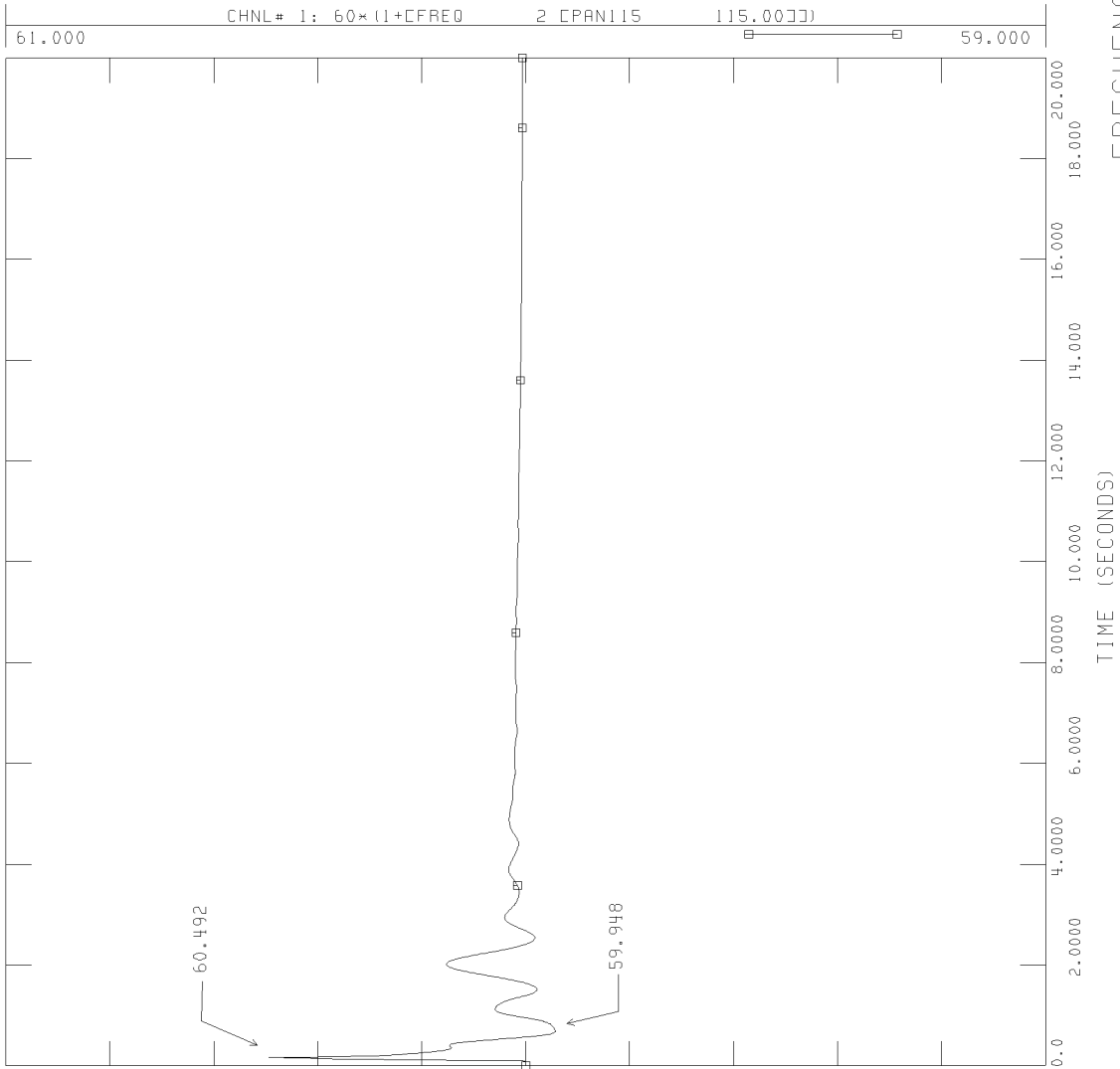
**AÑO 2012 ESTABILIDAD
FALLA Y APERTURA LINEA PANAMÁ II- LLANO SÁNCHEZ
ACTUALIZACIÓN PESIN CON CENTROAMERICA JUNIO DEL 2008
ESCENARIO MODERADO DEMANDA MAXIMA INVIERNO
Caso 1 REGMHTCB8**



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A 0 2012 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2012\2012PE_ModMax-Inv Act Cont2.out

Gaceta Oficial Digital, lunes 02 de noviembre de 2009



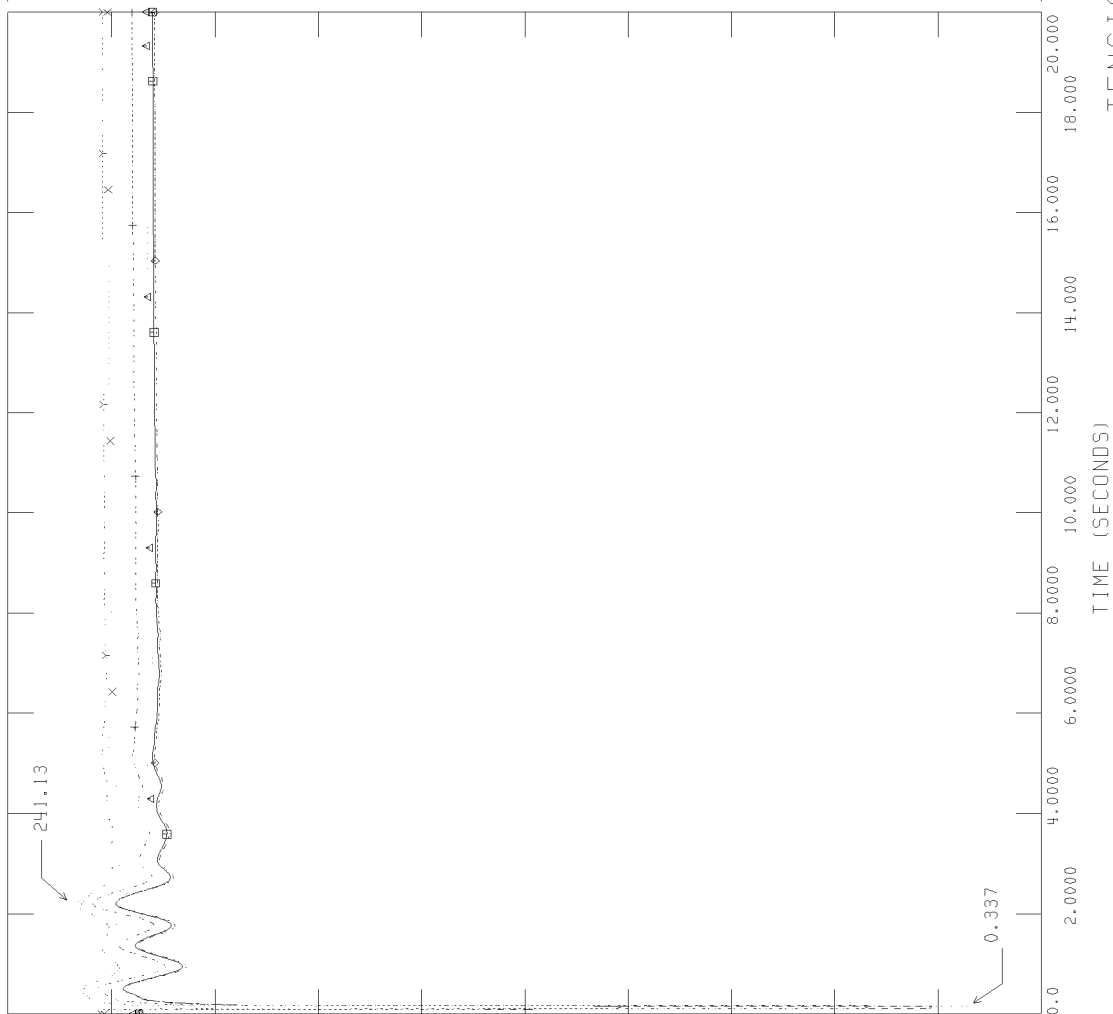
WED, NOV 12 2008 10:20
FRECUENCIA PANAMA 115 KV



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A O 2012 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2012\2012PE_ModMax-Inv Act Cont2.out
CHNL# 7: 230*CVOLT CHANG230J

260.00	>	>	-20.00
260.00	CHNL# 6: 230*CVOLT MDN230J	x.....x	-20.00
260.00	CHNL# 5: 230*CVOLT LLSA230J	+.....+	-20.00
260.00	CHNL# 4: 230*CVOLT CHQ230J	o.....o	-20.00
260.00	CHNL# 3: 230*CVOLT PANI1230J	4.....4	-20.00
260.00	CHNL# 2: 230*CVOLT PAN230J	o.....o	-20.00



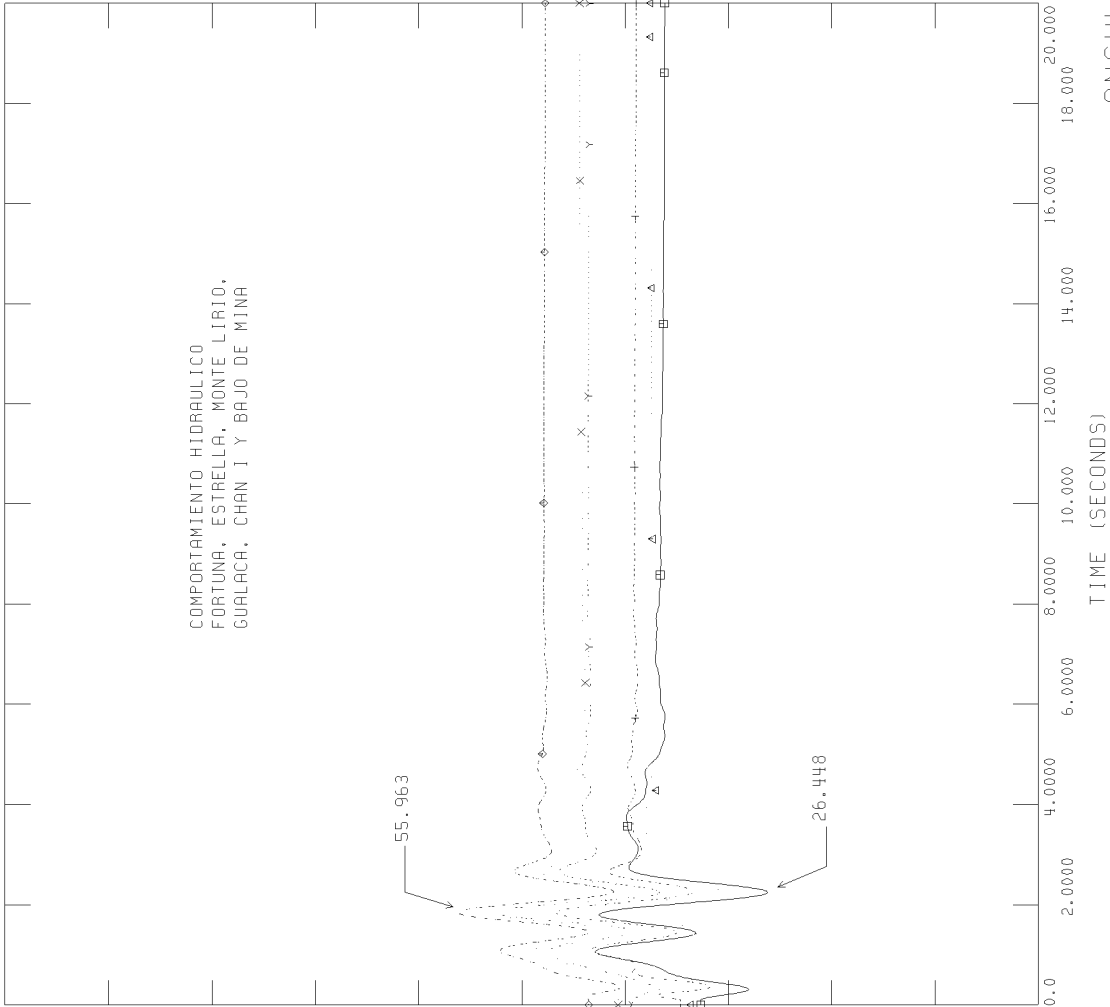
WED. NOV 12 2008 10:23
TENSION BARRAS DE 230 KV



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A O 2012 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2012\2012PE_ModMax-Inv Act Cont2.out
CHNL#'S 14.8: [BAJO DE MINA 1]-[CBAYANO 1]

100.00	>	>	0.0
100.00	x	x	0.0
100.00	+	+	0.0
100.00	◇	◇	0.0
100.00	△	△	0.0
100.00	□	□	0.0

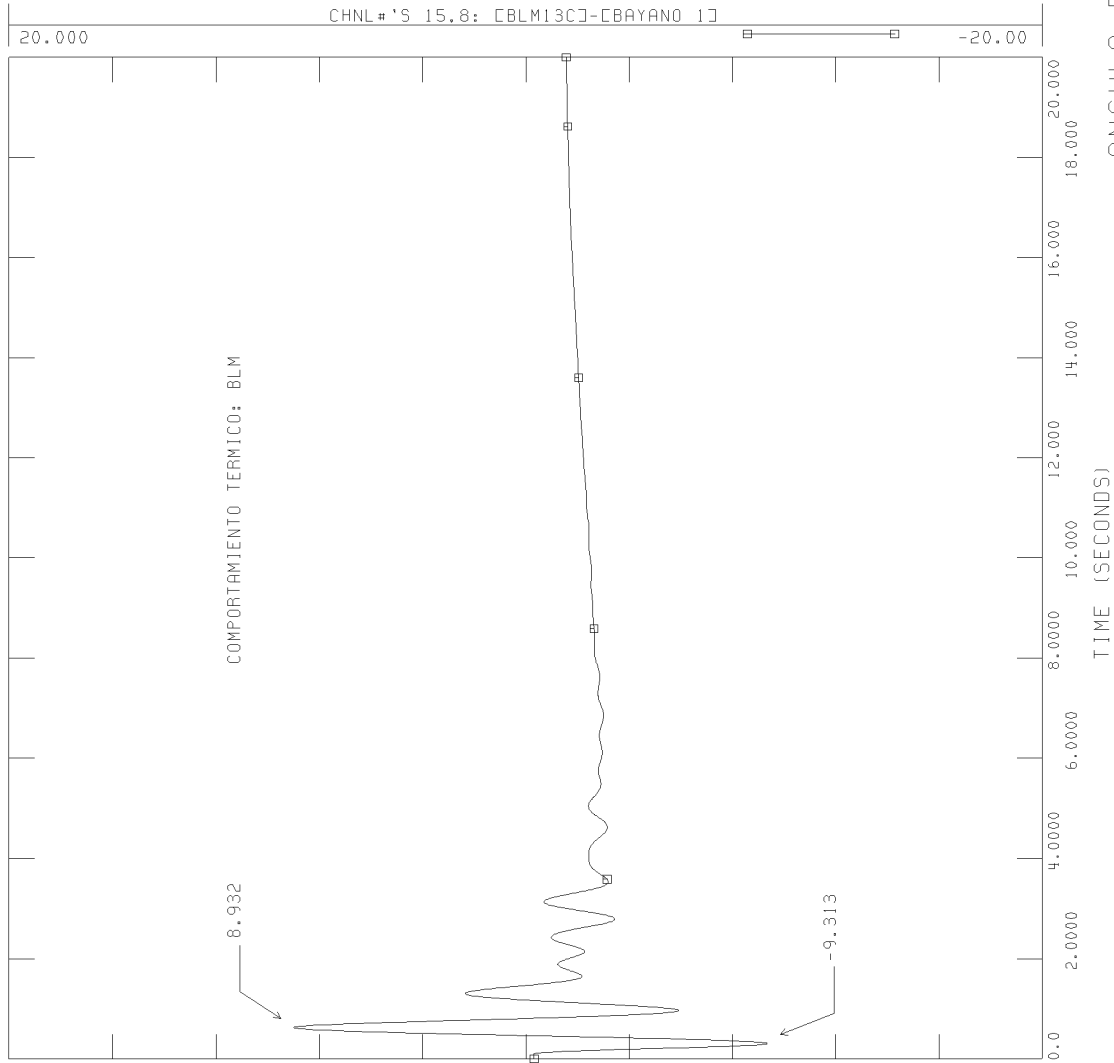


WED, NOV 12 2008 10:27
ANGULO RESPECTO A BAYANO



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 A 0 2012 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2012\2012PE_ModMax-Inv Act Cont2.out



WED, NOV 12 2008 10:32
 ANGULO RESPECTO A BAYANO

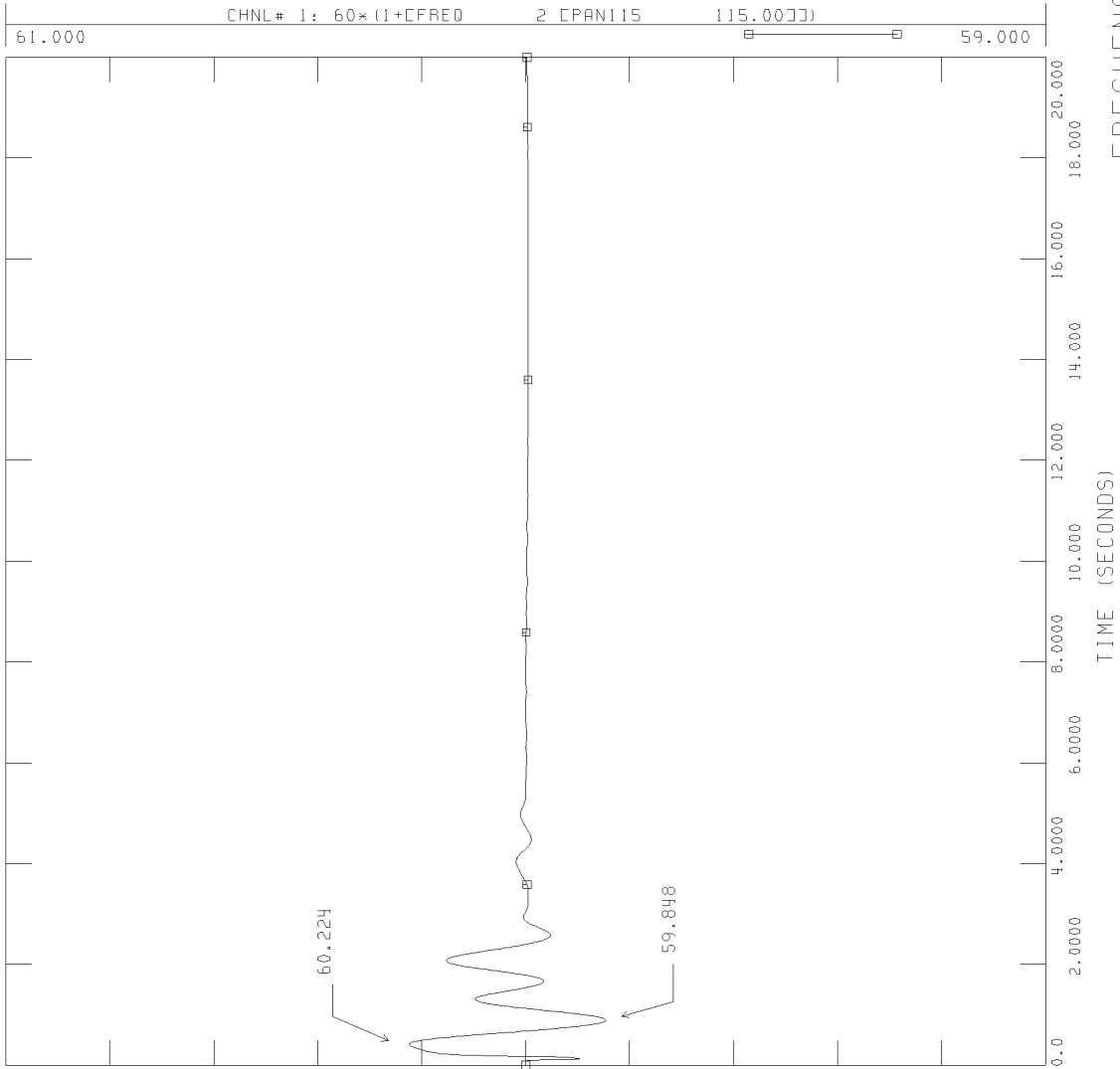
**AÑO 2012 ESTABILIDAD
FALLA Y APERTURA LINEA FORTUNA - GUASQUITAS
ACTUALIZACIÓN PESIN CON CENTROAMERICA JUNIO DEL 2008
ESCENARIO MODERADO DEMANDA MAXIMA INVIERNO
Caso 1 REGMHTCB8**



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A 0 2012 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2012\2012PE_ModMax-Inv Act Cont3.out

Gaceta Oficial Digital, lunes 02 de noviembre de 2009



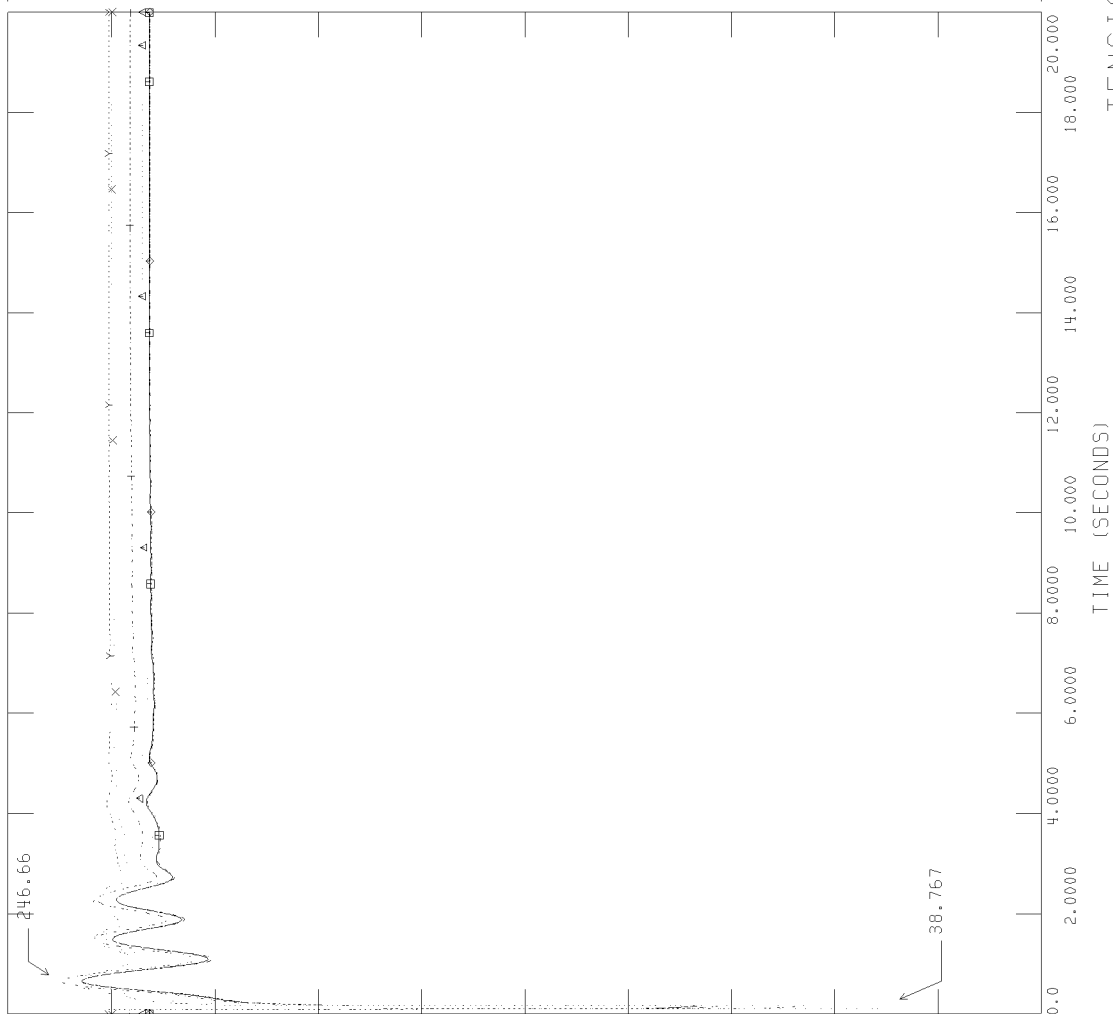
WED, NOV 12 2008 10:41
FRECUENCIA PANAMA 115 KV



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A 0 2012 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2012\2012PE_ModMax-Inv Act Cont3.out
CHNL# 7: 230*CVOLT CHANG230J

260.00	>	>	0.0
260.00	CHNL# 6: 230*CVOLT MDN230J	x.....x	0.0
260.00	CHNL# 5: 230*CVOLT LLSA230J	+.....+	0.0
260.00	CHNL# 4: 230*CVOLT CHQ230J	o.....o	0.0
260.00	CHNL# 3: 230*CVOLT PANI1230J	4.....4	0.0
260.00	CHNL# 2: 230*CVOLT PAN230J	■.....■	0.0

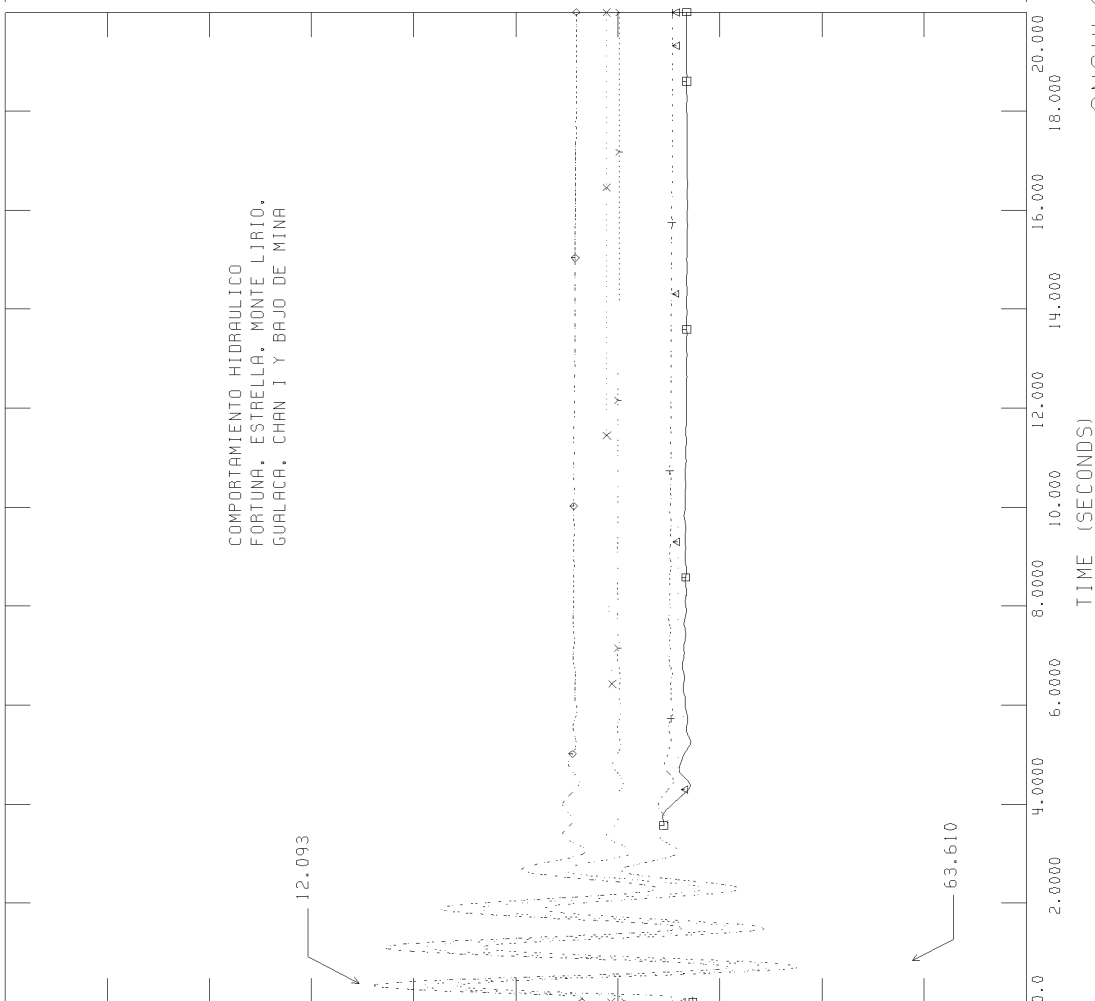




ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
A O 2012 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\NESTABILIDAD 2012\2012PE_ModMax-Inv Act Cont3.out

100.00	CHNL#'S 14,8: [BAJO DE MINA 1]-[CBAYANO 1]	0.0
100.00	CHNL#'S 13,8: [CHAN 1 1]-[CBAYANO 1]	0.0
100.00	CHNL#'S 12,8: [GUALACA]-[CBAYANO 1]	0.0
100.00	CHNL#'S 11,8: [MONTE LIRIO 1]-[CBAYANO 1]	0.0
100.00	CHNL#'S 10,8: [ESTRELLA 1]-[CBAYANO 1]	0.0
100.00	CHNL#'S 9,8: [FORTUNA 1]-[CBAYANO 1]	0.0

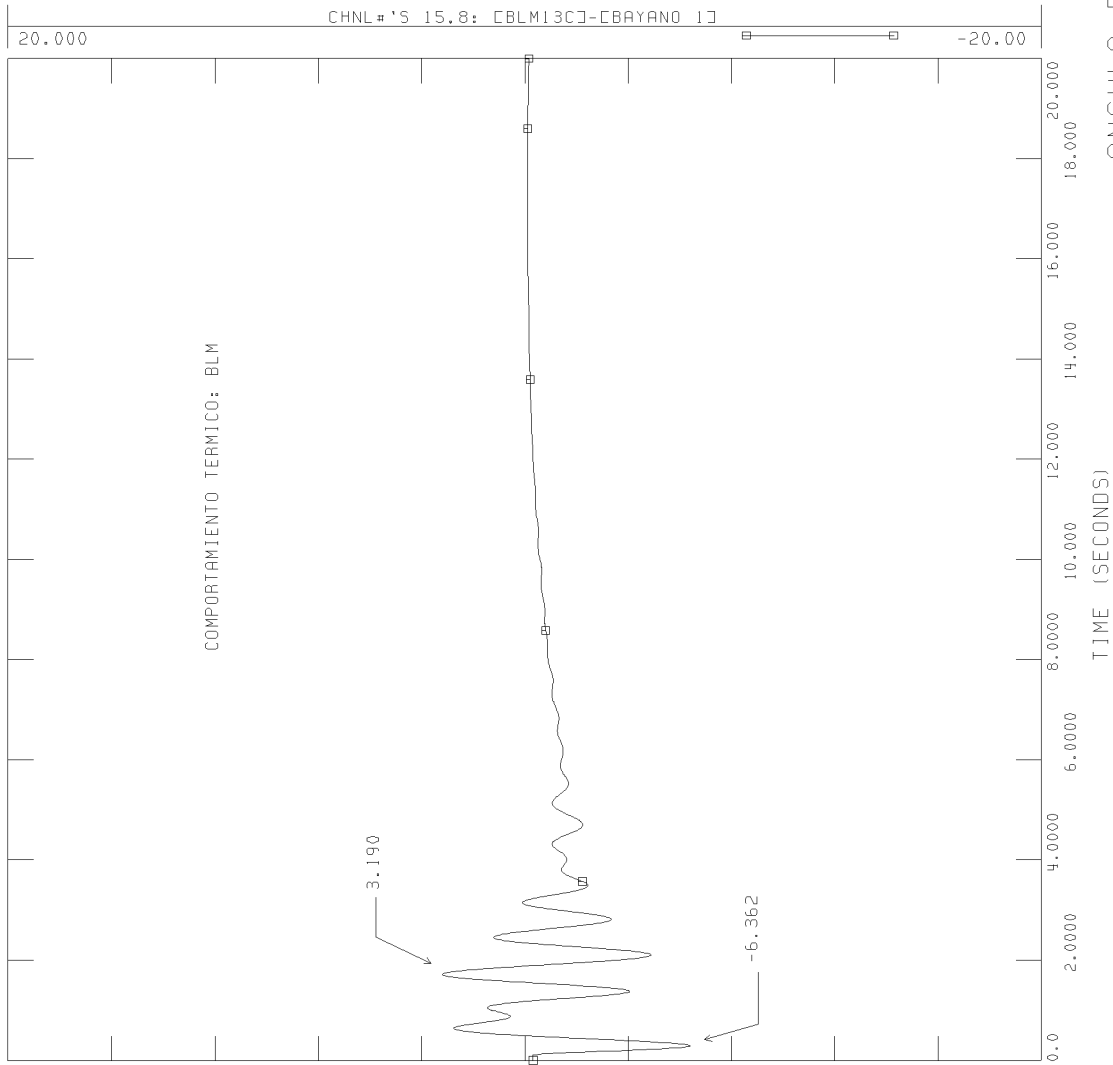


ANGULO RESPECTO A BAYANO
WED, NOV 12 2008 10:49



ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2008
 A O 2012 ESC MOD DEM MAX INV

FILE: C:\DISCO D\...\ESTABILIDAD 2012\2012PE_ModMax-Inv Act Cont3.out



WED. NOV 12 2008 10:52
 ANGULO RESPECTO A BAYANO

ANEXO 9
CONFIABILIDAD

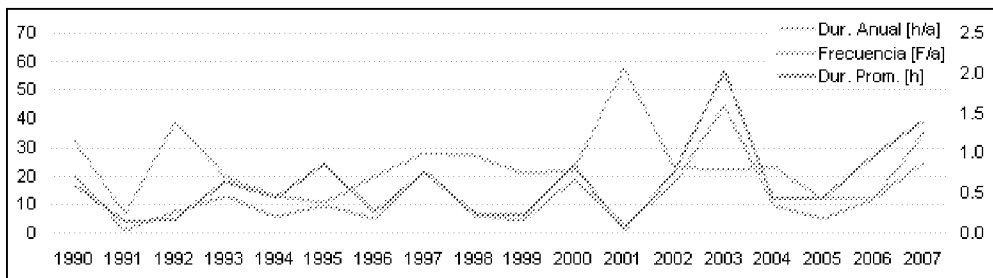
Contenido

1. Estadística de salidas forzadas en líneas a 230 kV	3
2. Estadística de salidas forzadas en líneas a 115 kV	4
3. Resumen Estadísticas de Generadores	5
4. Demanda por barra año 2013	6
5. Despachos de Generación (MW)	7

1. Estadística de salidas forzadas en líneas a 230 kV

año	h/a	Disp. %	F/a	Promedio h	Red 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

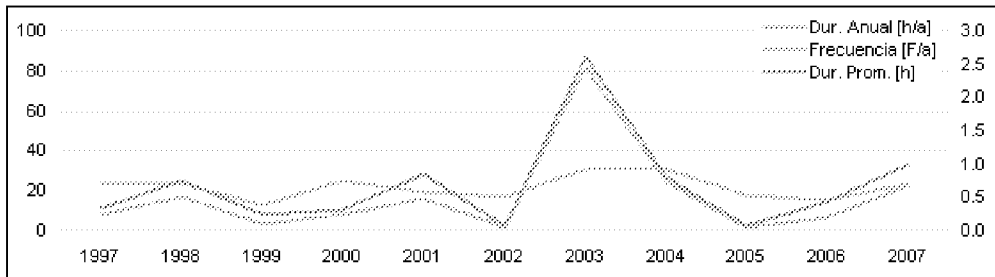
Max	58.00	2.02	5.31
Mim	7.00	0.04	0.64
Var	139.58	0.24	1.31
DesvEst	11.81	0.49	1.14



2. Estadística de salidas forzadas en líneas a 115 kV

año	h/a	Disp. %	F/a	Promedio h	Red 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

Max	31.00	2.62	10.24
Mim	13.00	0.08	4.21
Var	35.62	0.51	3.81
DesvEst	5.97	0.72	1.95



3. Resumen Estadísticas de Generadores

UNIDAD	ID	Op.	Op.	Serv.	Mant.	Salida	Número	Pres.	Pres.
		Normal	Limitada	Reserva	Prog.	Forzada	Salidas	Oper.	Indic.
		HON	HOL	HSR	HMP	FOH	1/a	n	n
ACPBU_6	MIR13F	7,440	193	114	370	648	36	1,761	248
ACPTG_1	MIR13A	84	0	7,483	339	622	2	1,761	230
ACPTG_2	MIR13B	77	0	7,583	576	291	3	1,761	236
ACPTG_5	MIR13E	8	0	5,752	789	579	4	1,761	246
ACPTV_3	MIR13C	4,226	230	3,500	282	165	15	1,761	248
ACPTV_4	MIR13D	6,236	155	702	395	916	17	1,761	246
BAYANO 3	BAY13C	3,120	0	4,090	288	17	7	1,468	112
BAYANO 1	BAY13A	3,690	4	3,723	1,281	68	8	1,468	112
BAYANO 2	BAY13B	3,792	77	3,927	845	125	6	1,468	112
BLM 2	BLM13B	0	4,112	3,423	257	974	18	414	16
BLM 3	BLM13C	260	5,352	1,993	563	599	36	414	16
BLM 4	BLM13D	0	4,384	2,496	951	935	17	414	16
BLM 8	BLMCCA	1,483	2,585	4,014	411	273	13	414	16
BLM 9	BLMCCB	3,928	601	3,996	103	138	14	414	16
COPESA	COPESA13	481	0	7,933	302	49	10	831	35
EGESA 1	TG1	45	135	5,699	1	1,464	3	1,468	208
EGESA 2	TG2	118	171	5,572	2	1,482	6	1,468	208
ESTI 1	CANJ13A	5,050	78	1,929	98	59	9	827	18
ESTI 2	CANJ13B	5,084	20	1,972	77	62	11	827	18
ESTRELLA 1	EST-13L	4,667	2,433	937	667	62	10	826	67
ESTRELLA 2	EST-13T	4,963	1,971	1,234	564	34	10	826	67
FORTUNA 1	FOR13A	7,078	257	799	577	56	9	722	16
FORTUNA 2	FOR13B	7,146	232	799	525	64	13	722	16
FORTUNA 3	FOR13C	7,054	227	834	600	50	12	722	16
JB 5	TGJB13A	985	2,666	4,284	263	569	9	813	176
JB 6	TGJB13B	745	2,339	3,920	209	1,552	10	813	156
L. VALLES 1	LV-13_8 BL	4,806	1,995	829	982	153	9	812	117
L. VALLES 2	LV-13_8 BT	5,242	1,688	873	829	135	9	812	117
PACORA 1	PACORA13	7,916	68	136	367	230	26	296	21
PACORA 2	PACORA13	7,912	71	137	401	196	27	296	21
PACORA 3	PACORA13	7,913	67	137	418	182	32	296	21
PANAM 1	PANAM13A	6,888	652	297	682	247	70	112	12
PANAM 2	PANAM13A	6,279	1,313	340	576	258	67	112	12
PANAM 3	PANAM13A	6,436	1,183	299	700	148	72	112	12
PANAM 4	PANAM13B	6,915	693	326	634	198	76	112	12
PANAM 5	PANAM13B	6,882	622	362	608	292	65	112	12
PANAM 6	PANAM13B	6,965	506	369	645	281	74	112	12

4. Demanda por barra año 2013

Busbar	Máxima - Invierno		Máxima - Verano		Mínima - Verano	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
10 L_S_34	0.29	0.05	0.29	0.05	0.12	0.02
124 MIR44	21.33	3.74	21.76	3.81	8.65	1.51
131 BAL44	19.21	3.37	19.60	3.43	7.79	1.36
132 SUM44	2.11	0.37	2.15	0.38	0.85	0.15
137 GAM44	3.20	0.56	3.26	0.57	1.30	0.23
138 ACL44	3.20	0.56	3.26	0.57	1.30	0.23
13 MDNA34	80.65	14.13	82.27	14.41	32.68	5.73
154 CEMPAN15	9.34	1.64	9.53	1.67	3.78	0.66
160 GEEHAN13_8	16.63	2.91	16.97	2.97	6.74	1.18
16 PRO34	16.00	2.80	16.32	2.86	6.48	1.14
192 CHANG34	14.18	2.48	14.46	2.53	5.75	1.01
19 C_V115	99.22	17.38	101.22	17.73	40.21	7.04
21 C_BAN115	93.07	16.30	94.95	16.63	37.72	6.61
23 CH115	55.95	9.80	57.08	10.00	22.68	3.97
26 LOC115	112.56	19.72	114.83	20.12	45.62	7.99
26 LOC115	0.87	0.15	0.89	0.16	0.35	0.06
30 MAR115	129.43	22.67	132.04	23.13	52.45	9.19
33 STM115	91.56	16.04	93.41	16.36	37.11	6.50
37 SAN115	116.33	20.38	118.67	20.79	47.15	8.26
48 TINAJ115	42.51	7.45	43.36	7.60	17.23	3.02
50 M_O115	59.70	10.46	60.91	10.67	24.20	4.24
50 M_O115	0.72	0.13	0.73	0.13	0.29	0.05
512 LGUIAS 34_5	24.37	4.27	24.86	4.36	9.88	1.73
52 TOC115	51.04	8.94	52.07	9.12	20.68	3.62
52 TOC115	1.41	0.25	1.44	0.25	0.57	0.10
52 TOC115	2.36	0.41	2.41	0.42	0.96	0.17
52 TOC115	0.75	0.13	0.76	0.13	0.30	0.05
52 TOC115	0.87	0.15	0.88	0.15	0.35	0.06
57 L_M_13	58.17	10.19	59.34	10.40	23.58	4.13
61 FFIELD	66.31	11.62	67.64	11.85	26.87	4.71
7 CHO34	76.65	13.43	78.19	13.70	31.06	5.44
85 PTP230	40.79	7.15	41.61	7.29	16.53	2.90
9 LSA115	126.42	22.15	128.96	22.59	51.23	8.98
	1437.14	251.76	1466.12	256.83	582.45	102.04

5. Despachos de Generación (MW)

Máquina	2013		
	MaxInv	MaxVer	MinVer
101 BAY13A	65.45	88.24	
102 BAY13B	48.47	56.45	
106 PANAM13A		15.00	
106 PANAM13A		15.00	
106 PANAM13A		15.00	
108 BAY13C	48.47	56.45	
116 PACORA13		17.00	
116 PACORA13		17.00	
129 MIR13D	35.00	35.00	
130 MIR13F	17.10	17.10	
140 GAT6A	1.94	1.94	
140 GAT6A	1.94	1.94	
140 GAT6A	1.94	1.94	
141 GAT6B	3.87	3.87	
141 GAT6B	3.87	3.87	
141 GAT6B	3.87	3.87	
142 CANJ13A	57.00	40.00	35.00
143 CANJ13B	57.00	40.00	
151 GUALACA13_8	23.80	20.50	18.50
170 MIR13G	17.00	17.00	15.47
171 MIR13H	17.00	17.00	15.46
171 MIR13H	17.00	17.00	15.46
193 GEBONYIC	30.00	30.00	
204 BJOMIN13	24.70	24.00	24.00
204 BJOMIN13	24.70		
205 BAITUN13_8	40.00	40.00	33.00
205 BAITUN13_8	40.00		
301 CONC13_8		8.30	8.30
302 PASOANCH13_8	4.75	3.70	3.70
304 ALGA13_8	9.20	8.10	8.10
305 ELALTO13_8	19.00	20.00	19.00
305 ELALTO13_8	19.00	20.00	
305 ELALTO13_8	19.00	20.00	
307 CHAN1 A	100.00	70.00	62.00
308 CHAN1 B	100.00	70.00	
311 PANDO13_8	14.00		
311 PANDO13_8	14.00		
316 MONTE LIRIO	24.50		
316 MONTE LIRIO	24.50		
317 MENDRE13_8	9.40	9.40	8.00
317 MENDRE13_8	9.40		
342 LORENA13_8	16.90	16.90	13.70
342 LORENA13_8	16.90		
343 PRUDENCIA138	26.00		
343 PRUDENCIA138	26.00		
521 EGIRAL13_8 1		3.60	
521 EGIRAL13_8 1		3.60	
521 EGIRAL13_8 1		3.60	
521 EGIRAL13_8 1		3.60	

Máquina	2013		
	MaxInv	MaxVer	MinVer
523 TCATIVÁ 13A		8.20	
523 TCATIVÁ 13A		8.20	
523 TCATIVÁ 13A		8.20	
523 TCATIVÁ 13A		8.20	
523 TCATIVÁ 13A		8.20	
524 TCATIVÁ 13B		8.20	
524 TCATIVÁ 13B		8.20	
524 TCATIVÁ 13B		8.20	
524 TCATIVÁ 13B		8.20	
524 TCATIVÁ 13B		8.20	
531 EGIRAL13_8 2		8.00	
531 EGIRAL13_8 2		8.00	
531 EGIRAL13_8 2		8.00	
531 EGIRAL13_8 2		8.00	
541 PETOABRE	60.00	105.00	105.00
66 BLM13B	29.00	38.00	38.00
67 BLM13C	29.00	38.00	38.00
68 BLM13D		38.00	
90 EST-13L	22.00	22.00	18.00
91 EST-13T	22.00		
94 LV-13_8L	25.00	25.00	20.00
95 LV-13_8T	25.00		
97 FOR13A	95.00	95.00	99.91
98 FOR13B	95.00	95.00	
99 FOR13C	95.00	95.00	
	1529.65	1520.96	598.60



Autoridad Nacional de
los Servicios Públicos

№. 0034

Dirección Ejec. de Operación Integrada	
Recibido:	<i>[Signature]</i>
Fecha:	14/01/2009
Hora:	10:24 a.m.

Panamá, 8 de enero de 2009
Nota No. DSAN 0091-09

Ingeniero
ISAAC A. CASTILLO R.
Gerente General
Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A.
Ciudad

ING. D. PEREIRA
PSA. D.R. Ing. Rumball
16/1/09
A. Fardón
16/1/09

Ingeniero Castillo:

En referencia a su nota No. ETE-DEOI-PLAN-163-2008, con la cual adjunta el informe correspondiente a los Estudios Básicos en la actualización del PESIN 2009 y en cumplimiento de lo señalado en el punto (ii) del literal c) del Artículo 75 del Reglamento de Transmisión, le hacemos las siguientes observaciones a dichos Estudios Básicos.

1. Para la estimación de la energía en el sector residencial, se debe presentar un análisis de consumo histórico de energía para ver su evolución y un análisis de elasticidad precio de la demanda que sustente la no utilización de los precios en el modelo del Sector Residencial.
2. Solicitamos revisar nuevamente el análisis de los efectos del Plan de Ahorro por sustitución de bombillos en las residencias, pues consideramos alto el ahorro de 432 GWh al año presentado en el plan. Se ha estimado que el ahorro mensual por vivienda es de 49 kWh y se considera que este reemplazo no llegará al 100% de los clientes residenciales de las distribuidoras, por lo cual debe introducirse un margen de error. Se debe tener en cuenta, además, que el efecto en ahorro en potencia no será coincidente con la hora de demanda máxima.
3. Por otro lado, el plan de sustitución de bombillos debe finalizar en junio de 2009, por lo cual el efecto de esta campaña debe preverse a partir de esa fecha y no en el 2010.
4. Debido al peso que tiene el consumo de electricidad de las entidades de enseñanza privada, las de salud y el centro financiero en la demanda de electricidad, solicitamos incluir el PIB sectorial de cada una de estas actividades en el modelo de demanda del Sector Comercial, correlacionándolo con las ventas de energía de dicho sector.
5. Para que sean comparables con los datos oficiales y con las diferentes proyecciones que se realizan, solicitamos que las series de PIB deben empalmarse y presentarse a precios del año base de 1996 y no de 1982 como se usó en el estudio.
6. Igualmente las series del IPC deben corregirse y presentarse con el año base de 2002, último calculado por la Contraloría General de la República.

[Signature] 16/1/09

Edificio Office Park, Vía España y Fernández de Córdoba
Teléfono: 508-4500 • Fax: 508-4600 • Apartado 0816-01235, Panamá, Rep. Panamá • www.asep.gob.pa

Edif. 15/1/09

8 de enero de 2009

Nota No. DSAN 0091-09

Pág.2

7. El PIB estimado del 2008 debe basarse en el último informe trimestral oficial y la tendencia de crecimiento del IMAE, el cual ha venido disminuyendo desde agosto de 2008 y no considerar el promedio simple de las estimaciones de todas las fuentes que publican proyecciones.
8. Debe revisarse la metodología de proyección de Demanda y Consumo basada en la proyección de consumo realizada en el 2008, ya que ésta se encuentra un poco sobreestimada. Teniendo en consideración que la desviación en el estimado de consumo a octubre de 2008 con respecto al mismo mes de 2007 es de 4.62%, se debe tener cuidado con el uso de este método de estimación.
9. El escenario medio o moderado no debe basarse en las condiciones de crecimiento histórico previendo un incremento adicional de Demanda. El análisis a corto plazo, para dicho escenario debe basarse en el desempeño económico reciente y en la influencia de la recesión de Estados Unidos y de otras partes del mundo, dentro de la economía nacional. Diversos estudios privados estiman un crecimiento del PIB de 5.5 % para 2009.

Las observaciones citadas anteriormente deben ser tomadas en cuenta en la elaboración del informe correspondiente a los Estudios Básicos.

Sin más por el momento.

Atentamente,


VICTOR CARLOS URRUTIA G.
Administrador General



UNION FENOSA

RICARDO BARRANCO PÉREZ
PRESIDENTE EJECUTIVO

EDEMET - EDECHI

Ingeniero
Isaac A. Castillo R.
Gerente
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Panamá

Ing. R. PEREIRA
PSA.
O.R.
23/12/08
Ing. Rendell
23/12/08

PE-1201-08
22 de diciembre de 2008

Estimado Ingeniero Castillo:

En respuesta a su nota ETE-DEOI-PLAN-164-2008 recibida el 09 de diciembre de 2008, solicitando comentarios a los Estudios Básicos correspondientes al Plan de Expansión del año 2009, les adelantamos los siguientes comentarios:

- En el Plan de Corto Plazo, se indica la entrada de Los Algarrobos en el año 2010 en lugar del 2009.
- En los Esquemas de Control de Emergencia, sólo se mencionan los esquemas de desligue de carga EDCxBF (Baja Frecuencia) y EDCxBV (Bajo Voltaje). No se menciona el recién implementado EDCxPT (Pérdida de Transformador en SE Panamá) ni el existente EDCxPG (Pérdida de Generación en Bayano).
- En el Plan de Expansión no se hace referencia a la entrada en servicio de la segunda línea Panamá - Cáceres.

Sin otro particular, reciba nuestro más cordial saludo.

Atentamente,

R. Barranco P.
Ricardo A. Barranco P.

Dirección Ejec. de Operación Integrada	
Recibido:	<i>mpincom</i>
Fecha:	<i>23/12/08</i>
Hora:	<i>9:31 a.m.</i>

mpincom 23/12/08
3:27 p.m.

ALBROOK, EDIFICIO B12
AVE. DIOGENES DE LA ROSA
APDO. 0843-01072,
BALEGA, ANCON, PANAMA
TEL. (507) 315-7691
FAX (507) 315-7696
E-MAIL: rbarranco@ufpanama.com



19 de diciembre de 2008
DDI-ADM-052-2008

Ingeniero
Isaac Castillo
Gerente General
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
E. S. D.

Ing. Reedell
Ing. D. PEREIRA 23/12/08
PSA. O.R.
23/12/08

Ingeniero Castillo:

Tenemos a bien referirnos a su nota ETE-DEOI-PLAN-165-2008 de 5 de diciembre de 2008, en la cual nos solicita nuestros comentarios a los Estudios Básicos correspondientes al Plan de Expansión del año 2009, que ETESA ha preparado en cumplimiento del artículo 75, literal c del Reglamento de Transmisión.

A continuación nuestros comentarios:

1. Al final de la página 24, dice lo siguiente:

Hasta mediados del 2007, la paridad del Balboa con respecto al dólar norteamericano, le había permitido a Panamá tener una inflación baja, históricamente este indicador había 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).

Solicitamos revisar esta redacción, considerando que la paridad del balboa respecto al dólar de Estados Unidos es una condición permanente en nuestra economía. Por otro lado, el texto al final del párrafo, que menciona el Índice de Precios al Consumidor, está incompleto.

2. Al final de la página 34 y continuando al inicio de la página 35 dice lo siguiente:

Al año 2008, la potencia eléctrica instalada en Panamá, sin considerar ACP ni Sistemas Aislados es de 1,501 MW, mientras la demanda máxima sin considerar el autoconsumo de ACP, hasta inicios del mes de diciembre del año corriente, es de 1,064.6 MW.

Elektra Noreste, S.A.,
Edif. Hatillo, Torre A,
entre Ave. Cuba y
Justo Arosemena
Apdo. Postal 0833-0202
Plaza Panamá.

Central Telefónica:
(507) 220-5325 Ext. 5148
Teléfono:
(Fax):
(507) 220-3290
E-mail:
username@elektra.com.pa;
www.elektra.com.pa

Juan
22-12-08
4:00
Revisión 23/12/08
3:27 p.m.

DDI-ADM-052-2008
19 de diciembre de 2008
Página 2

Solicitamos redactar mejor el texto, pues no queda claro qué tratamiento recibe la potencia eléctrica instalada de ACP luego de descontar la demanda máxima asociada a su propio consumo (que debiera considerarse). También debe quedar claro en la redacción que la demanda de los Sistemas Aislados no es considerada.

3. En las curvas típicas de la demanda de las distribuidoras no han sido incluidas las demandas de Elektra correspondientes a los puntos de retiro identificados como Cañitas y Aserradero, asociados a la Central Bayano; 401 y 402, asociados a la Subestación Monte Esperanza y HE-1 y HE-9, asociados a la Subestación Gatún de ACP. También parece faltar la línea 115-38 de EDEMET.
4. En la Tabla 1.7 de la página 50 se utilizan las siglas GWHBLQ y GWHOTR para designar el consumo de la provincia de Bocas del Toro y los consumos atendidos por sistemas aislados. Como quiera que el Plan de Expansión se refiere exclusivamente al Sistema Interconectado Nacional, GWHBLQ y GWHOTR solamente deben incluir demandas a ser incorporadas al SIN en el horizonte de análisis del Plan como ocurre, por ejemplo, con la demanda de Changuinola. Favor aclarar, pues esto tiene impacto en las proyecciones de demanda incluidas en las páginas 48 a 53.
5. Revisar el cuadro de la página 55, Demanda Máxima de Generación por Participante Consumidor y por Barra, considerando las observaciones del punto 3 de esta nota. Notar, además, que el cuadro no incluye los dos últimos años del periodo de análisis de esta revisión del Plan de Expansión.
6. No se incluye ningún documento oficial de la Secretaría de Energía que establezca los criterios y políticas en los cuales deba basarse el Plan de Expansión, tal como lo disponen el artículo 19 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y el artículo 4 de la Ley 52 de 30 de julio de 2008; este último asigna a la Secretaría de Energía las funciones que por mandato de ley, decretos, reglamentos y resoluciones correspondían a la Comisión de Política Energética.
7. En el primer párrafo de la página 64 dice lo siguiente:

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 $CENS = 1.85$ B./kWh", de acuerdo con la Resolución AN No. 2152-Elec de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).

Al respecto del texto citado, debemos aclarar que la Resolución AN No. 2152-Elec es clara al afirmar que es de aplicación en el Servicio Público de Operación Integrada que realiza el Centro Nacional de

DDI-ADM-052-2008
19 de diciembre de 2008
Página 3

Despacho y, por lo tanto, no puede aplicarse a las labores que realiza ninguna otra dependencia de ETESA. En consecuencia el valor a utilizar para el costo de la energía no servida debe ser de 592 B./MWh, tal como establece el artículo 96 del Reglamento de Transmisión vigente.

8. En la página 64, literal D se indica lo siguiente:

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

Por las razones expuestas en el punto anterior, el valor de CENS debe modificarse a 592 B./MWh.

9. En la página 79, en la sección Protecciones, se establece:

"Cada línea tiene dos protecciones una primaria y una secundaria completamente independientes porque están alimentadas por diferentes núcleos del mismo CT (Transformadores de Corriente) y PT (Transformador de voltaje)".

Con respecto a este planteamiento tenemos a bien indicar que por el solo hecho de que las protecciones dependan de un mismo dispositivo primario (CT o PT), no existe la independencia citada. En este sentido, queremos comentar que en aquellos sitios donde ambas protecciones dependan de PT (distancia y direccional de sobrecorriente), una mejora significativa sería reemplazar una de ellas por otra que no dependa de dicho dispositivo. Tal es el caso de la protección diferencial de corriente de línea. Aunque el depender de un mismo CT no se mejora, sí se mejora el no depender de un mismo PT.

10. En la página 91, en el Cuadro No. 4-1: Líneas de Transmisión de ETESA, se ha omitido el circuito sencillo 115-37 entre las Subestaciones Panamá y Cáceres. Esto también debe corregirse en el unifilar simplificado de la página 95. En la página 92 no se menciona a la subestación Centro Bancario como una de las subestaciones alimentadas desde las subestaciones de ETESA.

11. En la página 97, Cuadro Resumen No. 4.3, pareciera que para el escenario de Demanda Máxima de verano, bien vale la pena hacer el mismo ejercicio, suponiendo que la generación del plantel hidroeléctrico no es tan optimista como se muestra. Lo que proponemos es hacer el mismo estudio pero desplazando generación hidroeléctrica (en Fortuna y Bayano por ejemplo) y reemplazarla por generación del Ciclo Combinado. Estas serían condiciones más parecidas a lo ocurrido cuando alcanzamos los primeros records de demanda pico en abril de 2008.

DDI-ADM-052-2008
19 de diciembre de 2008
Página 4

12. En la página 99, bajo Operación en Contingencia, solamente se verifica el cumplimiento del criterio $n-1$ para los circuitos de 230 kV. Sugerimos que el alcance de la verificación sea extendido a los autotransformadores de las Subestaciones Panamá y Panamá II.

13. En la página 109 se indica:

"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 dos 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 dos ciclos, más el tiempo de operación de las protecciones, que es de aproximadamente 4 ciclos, para un total de 6 ciclos".

Con relación a lo expresado, tenemos duda con relación a este planteamiento, porque no se indica cuál es la razón por la cual las protecciones tendrían que ser más lentas en 115 kV que en 230 kV. De lo que conocemos, en ambos casos se utiliza relevadores microprocesados de similares características y los esquemas son básicamente equivalentes para las protecciones en uno y otro voltaje.

15. En el Anexo 7, Análisis de Cortocircuito 2009-2012, deben incluirse las barras de los terciarios de los autotransformadores que alimentan los servicios auxiliares de las Subestaciones Panamá y Panamá II, de forma tal que se pueda comprobar que la capacidad interruptiva de los interruptores mostrados en el Cuadro 4.15 de la página 110 es adecuada.

Atentamente,

Javier Pariente
Vicepresidente Ejecutivo

Dirección Ejec. de Operación Integrada	
Recibido:	<i>[Firma]</i>
Fecha:	23/12/08
Hora:	9:34 a.m.

Anexo 11

Respuesta de Comentarios a Estudios Básicos

RESPUESTAS A COMENTARIOS

ELEKTRA NORESTE S. A.

1. En la edición del informe hubo cambios involuntarios en la redacción, el párrafo debe decir

“Hasta mediados del 2007, la paridad del Balboa con respecto al dólar americano le había permitido a Panamá tener una inflación baja, históricamente este indicador había fluctuado alrededor del 1%, registrándose un crecimiento promedio de 1.1 % anual, durante los últimos años (1985-2005); siendo los últimos cinco años los de mayor crecimiento con una tasa promedio anual de 4.4 % (2004-2008).¹ El estimado de inflación promedio anual para el 2008 fue de 9.9, tope no registrado desde 1980.”

Con respecto a la coyuntura de paridad del Balboa con la divisa norteamericana y sus consecuencias en el poder adquisitivo del consumidor nacional, es explicada en los párrafos siguientes del punto analizado

2. La potencia eléctrica total instalada por la ACP no es incluida, solo el volumen de oferta de acuerdo su caracterización de autogenerador, como se presenta ante el SIN. Tampoco, son incluidos los 20.3 MW instalados de Sistemas Aislados (8.2 MW de Petroterminales y 14 MW de sistemas aislados de la zona este de la Provincia de Panamá y Darién). Esta explicación será incluida en el texto.
3. Se incluirán en el documento final las curvas de carga solicitadas.
4. El sector de consumo GWHOTR representa la agrupación de diversos consumos no especificados dentro de los otros siete (7) tipos. Se cambiara el texto en la Pag. 50.
5. Se corrigió el cuadro de Demanda Máxima de Generación por participante consumidor y por barra.
6. El Capítulo 2, Definición de Políticas y Criterios es fiel copia del documento oficial emitido por la secretaria de Energía. el Documento oficial de la Secretaría de Energía fue recibido en ETESA el 5 de enero del 2009. Se incluirá la copia de dicha nota.
7. Con respecto al costo de la Energía No Servida (CENS) de 1.85 B./KWh el documento de Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de

¹ De acuerdo al Índice de Precios al Consumidor base 1987, empalmada con la serie base 2002, ambas publicadas por la Contraloría General de la República (Anexo 3, Cuadro No. 5).

Expansión del Sistema Interconectado Nacional del año 2009 de la Secretaría de Energía establece que se utilice este valor para el CENS. El Reglamento de Transmisión establece que el valor de 0.592 B./KWh es para efectos de determinación de las reducciones tarifarias por desviaciones en la calidad de servicio.

8. Esto corresponde a las Políticas y Criterios de la Secretaria de Energía, con la cual se debe comentar esta interpretación, institucionalmente es la encargada a responder.
9. Este comentario será considerado en la versión final del documento del Plan de Expansión que se entregará el 30 de junio
10. Se harán las correcciones indicadas en el documento.
11. Con relación al despacho correspondiente a demanda máxima de verano, el despacho del cuadro No. 4.3 utilizado es completamente factible. En todo caso, si se desplazara generación hidro en Fortuna o Bayano y se reemplazará con generación térmica, la generación adicional se obtendría de la central Termocolón, la cual esta despachada a 108 MW, siendo su capacidad instalada de 150 MW. Además, se podría contar con otros 8 MW adicionales en las centrales Cativá y El Giral. Los estudios realizados han demostrado que es sistema de transmisión de 115 KV proveniente de Colón permite que se pueda generar en el área de Colón un total de aproximadamente 450 MW.
12. Los análisis de contingencia se realizarán con mayor detalle cuando se realice el Plan de Expansión de Transmisión y en el mismo se incluirán las contingencia de los transformadores de las subestaciones Panamá y Panamá II.
13. Su comentario será tomado en cuenta en el documento.
14. En el documento del Plan de Expansión de Transmisión se incluirá lo solicitado

UNION FENOSA

1. Se corregirá la fecha de entrada en operación del Proyecto Hidroeléctrico Los Algarrobos.
2. En el documento del Plan de Expansión de Transmisión se actualizarán estos esquemas de protección de baja frecuencia y bajo voltaje y se incluirá el esquema de EDCxPT (perdida de transformador en S/E Panamá II) y el de EDCxPG (perdida de generación en Bayano).
3. Se incluirá la entrada en operación de la línea subterránea Panamá – Cáceres.

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

REFERENCIA GENERAL A LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

Como tema central, es necesario recordar que el pronóstico de la demanda 2009-20023, al igual que los pronósticos anteriormente presentados por ETESA a partir del año 2006, están basados en un **modelo estadístico de regresión lineal múltiple** desarrollado para ETESA en el año 2003, por el Proyecto Regional de Energía Eléctrica para el Istmo Centroamericano (PREEICA), como parte de la asistencia de la Agencia Canadiense de Desarrollo Internacional (ACDI), a la región centroamericana para mejorar el suministro de electricidad y reformar el sector eléctrico.

El objetivo del modelo es generar el pronóstico de la demanda eléctrica sectorial y anual en los próximos quince años. Debido a la fuerte correlación entre el Producto Interno Bruto (PIB) y el volumen de venta de energía eléctrica se seleccionó el método estadístico de regresión para pronosticar la demanda eléctrica.

El modelo se basó en el análisis estadístico de datos socioeconómicos y de estadística eléctrica del periodo 1970-2002, en la que influían los cambios estructurales recientes del sistema eléctrico nacional. Del 2003 a la fecha se ha modificado significativamente el comportamiento de la economía nacional, con respecto al historial de los últimos treinta años; de mantenerse esta tendencia puede implicar que el modelo actual no explique con claridad el comportamiento futuro de la demanda.

Repuestas los comentarios específicos:

1. Al ser un modelo de regresión lineal, el estimador es el resultado del análisis propio del consumo histórico de los últimos 38 años. De acuerdo al consultor la introducción del precio de consumo de la energía eléctrica, representada por el precio promedio facturado fue descartada como variable explicativa por no "ser relevante, debido a la inelasticidad del precio en ese sector del consumo".²

La ejecución de un análisis de elasticidad precio de la demanda de electricidad residencial está determinado por la disponibilidad, desagregación y sistematización de la data eléctrica pertinente, del periodo de análisis, de los estratos de consumo, del conocimiento de los "stock" de equipos eléctricos de los hogares y su disposición y disponibilidad de adquisición de los más eficientes.

² Con apreciaciones en algunos trabajos a nivel internacional. Por lo general, se acepta que la elasticidad precio de la demanda de energía es baja para el consumo residencial (valores entre 0.15-0.35, a título indicativo) y menor aún (en general, irrelevante) para el caso del consumo no residencial.

En general los determinantes generales de la elasticidad demanda a considerar son:

- Marco de tiempo (corto o largo plazo)
- Disponibilidad de sustitutos
- Proporción que representa la electricidad en el ingreso total (Disponible)
- Percepción del artículo por los estratos de consumidores (lujo o necesidad)

En consideración a todos estos interrogantes y al tiempo de respuesta que nos limita el Artículo No. 75 del Reglamento de Transmisión, con respecto a la entrega de los resultados, no permite la inclusión en el presente documento del análisis solicitado.

- 2-3. Los cálculos para la estimación del efecto del Plan de Ahorro por sustitución de los bombillos en las residencias, fueron derivados de la información provista por el MEF y EGESA ejecutor del Programa. A la fecha de la elaboración del pronóstico, ETESA desconoce de la existencia de algún estudio adicional, que analizara la caracterización de la iluminación residencial en el País o que predijera el efecto cualitativo y cuantitativo del Programa.

Durante la elaboración de los pronósticos, ETESA comparte las dudas sobre el volumen de ahorro estimado por los ejecutores del Proyecto, pero en ausencia de evidencia documentada contraria, decidió utilizar las premisas planteadas por el Programa.

En vista a las dudas planteadas por ASEP, se consulto con el responsable de ejecución del Programa, Ing. Ariel Muñoz Jefe de Operaciones y Proyectos de EGESA, el cual nos respondió en dos partes. En una se reitera en las cifras originalmente presentadas en el Programa, el cual incrementa la potencia promedio por bombillo sustituido. (60.6 watts) lo que significa un volumen de ahorro superior al utilizado por ETESA. Por otra parte Informa de un retraso en la primera fase de la campaña de 3 millones de focos sustituidos, específicamente en la Provincia de Panamá y de la imposibilidad de cumplir en esta primera fase con la meta original.

El estimado de ahorro mensual presentado por ASEP, de 49Kwh por vivienda debe provenir de la algún estudio, o documento derivado de un "brainstorming", del cual ETESA desconoce, a la fecha.

La fecha de terminación del plan completo de sustitución, seis millones de focos, solo existe de intención; su continuación y fecha de terminación no son firmes para junio del 2009, por lo cual para efectos de este pronóstico se estimo que por diversas condiciones el efecto de la primera fase en el

2009 y el efecto resultante del programa completo, la sustitución de los bombillos en el ámbito nacional, serian efectivo a partir del 2010.

Con la nueva información adquirida sobre el Plan de sustitución de bombillos se realizaran ajustes al pronostico residencial.

4. La solicitud de incluir el PIB sectorial de la Enseñanza Privada, Salud Privada, y del Centro Financiero como variables adicionales de la regresión de demandada del sector comercial, requieren de comentarios adicionales. Los consultores analizaron un listado extenso de variables, entre las cuales se encontraban algunos indicadores eléctricos, de consumidores, macroeconómicos como los indicadores de PIB sectoriales, por rubro y agregados (sector primario, secundario y terciario), derivados de los componentes del PIB, los cuales no todos cumplieron con las hipótesis econométricas ni pasaron los diversos pruebas (tests) estadísticos.

Por lo cual, gracias a su experiencia el consultor analizó otras divisiones económicas (agregados) que explicaran en forma estadística el comportamiento de la demanda total y de los sectores analizados como son el PIBCOM PIB Comercial (rubro Comercio al por Mayor y Menor en conjunto con el rubro Hoteles y Restaurantes. El PIBSUB Producto Interno Real de los Sectores Substitutos, conformado por los rubros mas dinámicos como son la construcción, comercio al por Mayor y Menor, Hoteles y Restaurantes, Transporte y Almacenamiento y el rubro de Intermediación financiera.

Las variables componentes de la actual ecuación de regresión, presentaron los mejores grados de confianza y de tests estadísticos. Generalmente, el agregar más variables a una ecuación de regresión no mejoran o pueden disminuir los niveles de confianza estadística alcanzados. Otra restricción es el numero de registros, la enseñanza privada y el rubro de participación del sector Salud Privada no aparecen como rubros diferenciados, hasta la serie PIB de 1982.

5. El modelo en ejecución fue desarrollado por los consultores, utilizando la Serie PIB 82, como referencia, debido a que cubría un periodo mas extenso once años (1980-2001). A la fecha la serie PIB 1996 ha alcanzado en años a la serie anterior, pero la Dirección de Estadistas y Censos (DEC), solo ha empalmado las series de PIB global no así las serie de los diversos rubros sectoriales, los cuales son compuesto en forma diferentes en las tres series utilizadas en el modelo. Todas las entradas del modelo están referenciadas a la serie PIB 1982, el utilizar otros valores referenciados, cambiaria la correlación entre variables, por consiguiente cambiar la serie de referencia es cambiar el actual modelo.
6. El argumento anterior es valido para este comentario.

7. El estimado del PIB para el año en curso no es el producto único del promedio de las estimaciones publicadas por las fuentes tradicionales: organismos multilaterales, Gobierno, Fuentes corporativas nacionales y Agencias Bancarias. El último informe trimestral del 2008, disponible al inicio del desarrollo del pronóstico fue el segundo trimestre, con 9.6% de incremento. El último informe del IMAE utilizado por ETESA, era al mes de septiembre del 2008, medido en términos de la serie original fue de 9.25%.

El estimado de PIB utilizado para el escenario moderado (referencia) del año 2008 por ETESA fue de 9.76 %. El mismo es derivado del análisis inicial de las proyecciones vigentes en su momento de las fuentes multilaterales, del gobierno nacional, de organismos corporativos como referencia al comportamiento analizado de los PIB trimestrales, y del último registro del IMAE, este último indicador históricamente ha estado disminuido ante el registro final del PIB.

El estimado del primer semestre (I y II trimestre) fue finalmente analizado a en relación con el comportamiento de los primeros semestres de los años 2006, 2007 con el registro anual de estos mismos, para aplicarle un comportamiento promedio al año en curso.

La información más reciente correspondiente al tema es la emisión del IMAE al mes de octubre, con fecha de publicación el 23 de diciembre del 2008. El mismo muestra un crecimiento de solo 4.7 con respecto al mes anterior y la serie original registra un indicador de 8.77 y la serie tendencia de ciclo de 8.95.

El crecimiento del PIB, en el tercer trimestre publicado recientemente por la DEC es de 9.5%, o sea el crecimiento de los nueve meses transcurridos del 2008, con respecto al mismo periodo de año anterior. Al fin del mes de diciembre se espera que el PIB del 2008 se encuentre entre 9 y 9.2%. Los nuevos pronósticos del PIB para el 2009, de las instituciones multilaterales reducen sus expectativas a nivel mundial, asignando un crecimiento más moderado para Panamá (CEPAL – 4.5%). El MEF mantiene una expectativa más favorable de 7.5% y lagunas consultoras privadas se mantienen en un rango entre 5 y 6%.

Por consiguiente se realizarán un ajuste a las proyecciones de crecimiento del PIB como variable explicativa principal del modelo de regresión utilizado en los estudios básicos.

8. Los pronósticos de corto plazo, especialmente los que corresponden al comportamiento económico adolecen de sufrir cambios inesperados, que en el caso de la crisis actual, sus efectos aun no son comprensibles para muchos economistas, que ven la misma situación desde diferentes ópticas. Los estudios privados que marcan un 5% para el crecimiento económico del

año 2009 para Panamá, son del reciente inmediato, inicios del mes de diciembre del 2008.

El efecto real en la economía panameña, como de otras economías durante 2009 y 2010, están aun en debate. Un cambio en los escenarios del PIB, tabla medular en la cual descansa el modelo macroeconómico provoca un cambio total en los resultados y tendencias del modelo.

Dados los cambios estructurales que ha tenido la economía panameña en los últimos cinco años, de una modificación socio-económico a nivel mundial, ETESA acepta que el modelo vigente de pronósticos requiere de cambios estructurales y profundos, pero el desarrollo e implementación de un nuevo modelo, (contratación de consultaría) requieren de un lapso mínimo de dos años, o sea que un pronóstico basado en nuevo modelo no podrá ser implementado hasta el Pronóstico 2011-2026.

De acuerdo a lo mencionado en el numeral anterior se ajustarán los estimados de crecimiento utilizados en el modelo.

Anexo 12

Salidas del Caso REGMHTCB9: Medio Hidrotérmico con Carbón



Cuadro N° A1.1 Capacidad Firme Caso REGMHTCB9

CAPACIDAD FIRME (PTA) - MONITOREO CON CÁRGENES DISEÑA

Codigo	Descripción	Capacidad instalada	Espec. Osmot. 2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
001	COM. CARRASQUERA	300		764	664	564	564	334	334	224	224	224	224	224	224	224	224	224
	Fuente	200		284	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284
002	ACS-PAÑADERA	300		306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306	306
	Bosque	130		130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
	La Estrella	170		176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176
	San Antonio	100		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
003	COM. SAN ANTONIO	40		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Carrizal	30		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Santa Fe	10		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
004	COM. SAN ANTONIO	40		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Santa Fe	30		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Carrizal	10		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
005	COM. SAN ANTONIO	40		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Santa Fe	30		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Carrizal	10		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

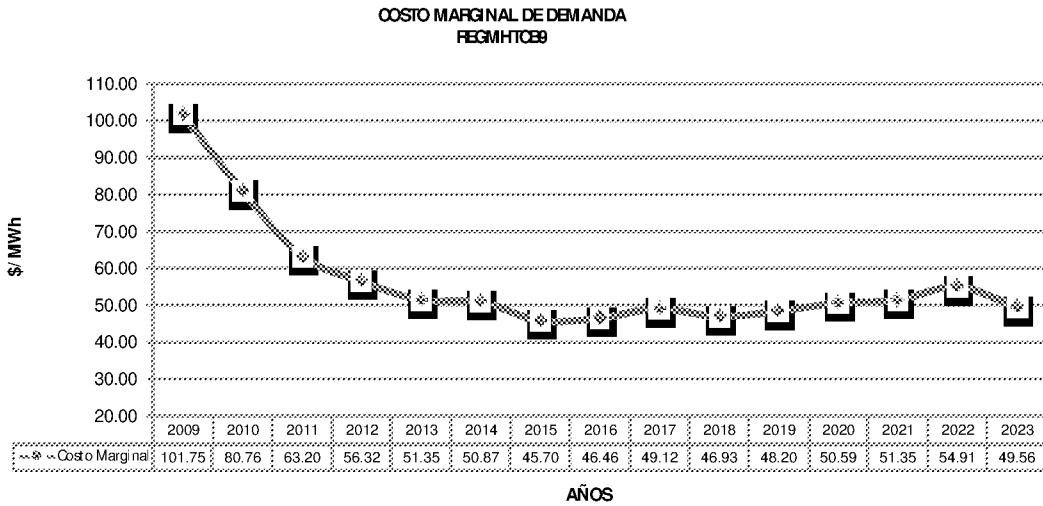


Plan de Expansión del SIN 2008

Sistema de Generación

CUADRO N° A1.1: Costos Marginales del Caso REGMHTCB9

COSTO MARGINAL DE DEMANDA EN \$/MWh													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Agc	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
2009	89.15	98.56	108.52	119.77	188.52	99.75	93.64	96.98	86.83	83.41	78.42	77.52	101.75
2010	77.64	82.79	97.64	111.17	98.70	80.00	79.09	73.07	70.11	68.49	65.82	64.58	80.76
2011	64.66	66.03	67.82	70.90	67.08	64.30	62.38	62.07	60.97	59.81	58.57	53.85	63.20
2012	57.77	61.42	63.98	64.56	62.38	58.63	57.30	54.29	47.18	47.73	48.08	52.51	56.32
2013	52.42	55.81	60.14	60.26	57.24	53.98	49.46	49.04	42.98	44.30	44.96	45.64	51.35
2014	49.84	54.28	59.69	58.93	56.24	53.15	50.28	46.85	46.59	44.33	43.76	46.51	50.87
2015	49.33	53.85	60.53	59.59	56.01	49.69	41.33	36.55	33.85	35.26	36.35	36.03	45.70
2016	42.97	49.48	61.57	66.85	53.14	48.32	39.42	40.59	39.91	39.26	37.28	38.73	46.46
2017	44.48	49.92	64.45	62.23	55.72	47.94	46.03	45.66	43.90	42.10	43.28	43.70	49.12
2018	44.43	48.86	53.38	54.38	51.96	49.59	46.14	45.57	42.64	41.91	43.08	41.25	46.93
2019	44.23	49.88	54.73	55.91	54.64	50.16	48.13	45.34	44.81	42.89	44.51	43.21	48.20
2020	47.63	53.00	59.08	61.98	58.98	55.08	51.22	46.71	44.50	42.68	43.65	42.56	50.59
2021	45.50	51.66	66.09	75.27	60.24	53.57	47.39	45.25	41.42	41.97	42.76	45.04	51.35
2022	48.61	55.68	73.45	80.55	63.06	55.22	51.85	49.99	45.91	44.95	44.50	45.14	54.91
2023	46.56	52.35	57.89	58.67	56.71	50.51	49.18	47.46	45.92	44.61	41.94	42.96	49.56
Prom	53.66	58.90	67.26	70.73	69.37	57.99	54.19	52.36	49.17	48.25	47.80	47.95	





Plan de Expansión del SIN 2008

Sistema de Generación

CUADRO N° A1.2: Informe Final de Generación del Caso REGMHTCB9

CASO REGMHTCB9															
Informe Final de Generación en GWh															
Planta	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Fortuna	1728	1626	1602	1486	1673	1394	1473	1585	1539	1624	1585	1652	1629	1584	1430
Bayano	698	558	587	479	510	448	604	476	579	456	524	673	548	522	544
La Estrella	236	268	245	248	252	250	232	235	248	261	259	238	250	252	228
Los Valles	286	309	292	289	287	285	285	279	289	306	293	282	290	293	271
Estil	621	612	612	613	618	616	620	618	621	623	620	615	616	617	618
Concepcion	60	61	61	60	60	61	61	61	61	63	62	61	60	60	61
Algarobos	0	56	56	56	53	52	55	57	58	60	56	54	53	53	52
B. Blanco	0	0	0	59	104	104	101	103	107	106	104	104	102	105	101
Baltun	0	0	329	417	401	406	400	418	436	433	420	411	413	416	406
Bajo Mina	0	109	278	275	271	275	269	275	284	283	277	273	274	278	274
Bonyic	0	0	68	172	181	174	160	174	171	176	177	176	172	173	181
Chan I	0	0	134	1279	1283	1235	1196	1252	1246	1208	1259	1329	1233	1304	1270
Chan II	0	0	0	0	0	0	1014	1078	1082	1036	1105	1165	1087	1140	1111
Cochea	0	77	83	79	76	80	76	78	81	78	81	81	76	78	76
El Aho	0	0	0	266	264	262	267	276	284	278	273	265	262	269	265
Gualaca	0	62	121	122	122	122	123	122	123	124	123	122	122	122	122
Lorena	0	14	163	163	164	164	165	164	165	166	165	164	164	164	164
Macano	0	0	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
Mandre	0	116	106	112	108	113	104	115	111	111	108	105	105	107	108
Monte Lirio	0	0	0	45	221	212	221	223	236	237	226	219	217	225	217
Pando	0	0	0	113	155	150	151	154	165	167	159	152	155	159	152
Pedregalito	0	0	94	103	99	103	100	107	107	107	103	100	98	105	102
Perlas N	0	0	61	60	60	61	61	61	63	62	61	60	60	62	61
Perlas S	0	0	61	60	60	61	61	61	63	62	61	60	60	62	61
Porven N	0	0	20	20	20	20	20	20	21	21	20	20	20	20	20
Potreros	0	23	24	23	22	23	22	23	23	23	23	23	21	23	22
Prudencia	0	0	203	284	282	285	284	282	287	287	287	285	279	283	284
Sindigo	0	0	0	0	0	0	0	59	59	62	56	53	54	52	52
Tabasara II	0	0	0	20	198	200	189	201	207	209	201	203	196	213	203
Toabre	0	135	429	430	428	426	428	427	429	431	427	424	428	427	427
BUNKER	3048	2638	1715	1223	880	905	996	1100	1303	870	931	1203	1025	1231	749
DIESEL M.	162	108	1	0	0	0	3	27	14	0	0	6	32	37	0
DIESEL L.	13	5	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	7	0
CARBON	158	946	930	823	712	722	529	421	496	541	609	660	2315	2495	2411
ACP1	150	61	1	0	0	0	0	6	1	0	0	0	11	9	0
ACP2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP4	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
Total Hidro	3629	3890	5229	6929	7569	7184	8339	8584	8744	8654	8713	8972	8645	8766	8483
Total Term.	3536	3760	2647	2046	1592	1627	1528	1556	1814	1411	1540	1869	3383	3780	3160
Total Eólico	0	135	429	430	428	426	428	427	429	431	427	424	428	427	427
Total Gener	7165	7786	8305	9405	9588	9236	10295	10567	10987	10496	10680	11264	12456	12973	12070
Import.	32	64	30	5	41	228	76	136	136	409	578	465	176	166	754
Export.	359	573	710	1456	1258	718	1218	1174	1211	577	525	597	1133	1251	436
Pérdidas	1	2	1	0	1	7	2	4	4	12	17	14	5	5	23
Demanda	6838	7274	7625	7954	8369	8739	9150	9526	9909	10316	10716	11118	11493	11882	12366
Deficit	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Anexo 13

Salidas del Caso REGMHTGDC9: Medio Hidrotérmico con Carbón y Gas Vía Gasoducto

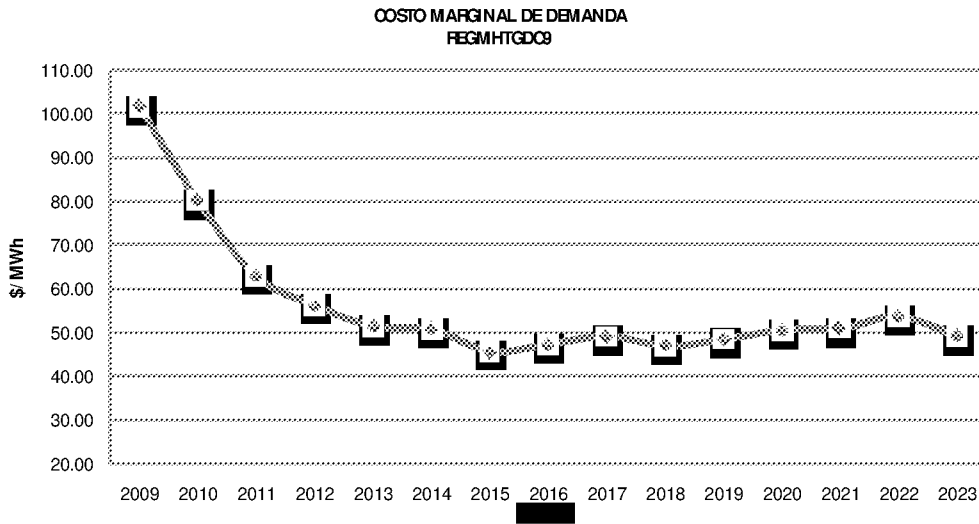


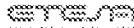
Plan de Expansión del SIN 2008

Sistema de Generación

CUADRO N° A2.1: Costos Marginales del Caso REGMHTGDC9

COSTO MARGINAL DE DEMANDA EN \$/MWh													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
2009	88.27	98.56	108.51	120.39	188.52	99.75	93.65	96.88	86.78	83.16	78.37	77.58	101.70
2010	78.04	83.66	96.60	109.59	95.52	80.00	79.07	73.08	70.14	68.54	65.89	64.39	80.38
2011	64.27	65.97	67.80	70.95	66.53	64.43	62.27	62.08	60.95	59.87	58.24	53.88	63.10
2012	58.23	61.71	63.88	64.58	62.38	58.97	57.55	54.28	46.26	47.75	47.56	52.06	56.27
2013	53.30	56.04	60.21	60.45	57.14	53.99	49.54	49.04	42.10	43.87	44.98	46.43	51.42
2014	49.88	54.52	59.46	58.91	56.18	53.14	50.28	46.85	46.19	44.12	44.11	46.11	50.81
2015	49.44	53.99	59.61	59.77	56.01	50.27	41.75	36.71	33.99	35.39	36.30	36.05	45.77
2016	42.50	49.05	62.36	72.89	54.93	48.71	39.23	40.60	40.02	39.20	39.16	38.73	47.28
2017	44.38	50.78	63.86	61.77	55.31	47.96	46.14	45.67	43.85	42.38	43.76	43.70	49.13
2018	44.18	48.80	53.77	54.25	52.10	49.50	46.24	45.67	42.53	41.73	43.12	41.46	46.95
2019	44.50	49.86	54.79	57.51	54.26	50.37	48.04	45.14	44.36	43.04	44.31	45.66	48.49
2020	48.23	53.26	58.82	62.30	58.80	55.00	51.28	46.80	44.98	42.72	43.60	41.63	50.62
2021	45.21	51.86	63.38	75.69	59.73	53.49	46.97	44.80	41.76	41.50	42.94	44.87	51.02
2022	48.54	54.95	66.69	77.66	62.85	55.01	51.65	49.51	45.77	45.41	44.07	44.45	53.88
2023	46.40	51.78	56.79	59.22	56.57	50.23	48.83	47.13	46.09	44.80	41.91	42.82	49.38
Prom.	53.59	58.99	66.44	71.06	69.12	58.05	51.17	52.28	49.05	48.23	47.69	47.99	





Plan de Expansión del SIN 2008

Sistema de Generación

CUADRO N° A2.2: Informe Final de Generación del Caso REGMHTGDC9

CASO REGMHTGDC9															
Informe Final de Generación en GWh															
Planta	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Fortuna	1719	1633	1603	1492	1661	1409	1479	1561	1576	1606	1603	1645	1615	1577	1438
Bayamo	706	542	607	470	514	446	587	484	564	500	490	697	567	479	554
La Estrella	236	268	245	248	252	250	232	235	248	261	259	238	250	252	228
Los Valles	286	309	292	289	287	285	285	279	289	306	293	282	290	293	271
Esti	621	612	612	613	618	617	619	618	622	623	619	616	613	617	619
Concepción	60	61	61	60	60	61	61	61	63	62	61	60	60	62	61
Algarrobo	0	56	56	56	53	52	55	57	58	60	56	54	53	53	52
S. Blanco	0	0	0	59	104	104	101	103	107	106	104	104	102	105	101
Baitun	0	0	329	417	401	406	400	418	436	433	420	411	413	416	406
Bajo Mira	0	109	278	275	271	275	269	275	284	283	277	273	274	278	274
Bonyic	0	0	68	172	181	174	160	174	171	176	177	176	172	173	181
Chan I	0	0	134	1279	1283	1231	1201	1251	1243	1214	1253	1322	1225	1321	1264
Chan II	0	0	0	0	0	0	1014	1082	1073	1052	1093	1154	1083	1161	1105
Cocbea	0	77	83	79	76	80	76	78	81	78	81	81	76	78	76
El Alto	0	0	0	266	264	262	267	276	284	278	273	265	262	269	265
Gualaca	0	62	121	122	122	122	123	122	123	123	123	122	122	122	123
Lorena	0	14	163	163	164	164	165	164	165	166	165	164	163	164	164
Macana	0	0	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
Mérida	0	116	106	112	108	113	104	115	111	111	108	105	105	107	108
Monte Lirio	0	0	0	45	221	212	221	223	236	237	226	219	217	225	217
Pando	0	0	0	113	155	150	151	154	165	167	159	152	155	159	152
Padregalito	0	0	94	103	99	103	100	107	107	107	103	100	98	105	102
Perlas N	0	0	61	60	60	61	61	61	63	62	61	60	60	62	61
Perlas S	0	0	61	60	60	61	61	61	63	62	61	60	60	62	61
Porven N	0	0	20	20	20	20	20	20	21	21	20	20	20	20	20
Potrillo	0	23	24	23	22	23	22	23	23	23	23	23	21	23	22
Prudencia	0	0	203	284	282	285	284	282	287	286	287	285	278	283	285
Sindigo	0	0	0	0	0	0	0	59	59	62	56	53	54	52	52
Tabasara II	0	0	0	20	197	200	189	201	207	209	201	203	196	213	203
Totaré	0	135	426	425	426	426	432	427	428	429	433	420	425	423	427
SUNKER	3050	2643	1707	1231	869	906	1000	1096	1306	871	954	1207	996	1202	693
DIESEL M	163	107	1	0	0	0	3	33	14	0	2	3	34	35	0
DIESEL L	13	3	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	6	0
CARBON	158	946	924	819	712	722	531	417	487	524	588	651	519	629	579
GAS NATURAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1847	1953	1862
ACP1	150	63	1	0	0	0	0	7	2	0	0	0	9	8	0
ACP2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP4	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Hidro	3628	3882	5249	6925	7561	7193	8332	8572	8755	8701	8677	8972	8634	8754	8489
Total Term.	3539	3763	2633	2050	1581	1628	1534	1555	1809	1395	1544	1861	3405	3633	3134
Total Eólico	0	135	426	425	426	426	432	427	428	429	433	420	425	423	427
Total Gener.	7167	7779	8308	9400	9569	9247	10298	10553	10992	10525	10654	11253	12464	13011	12050
Import.	32	66	28	5	40	217	83	136	130	398	605	471	175	155	777
Export.	360	570	713	1456	1240	719	1225	1159	1210	596	520	597	1144	1281	439
Pérdidas	1	2	1	0	1	6	2	4	4	12	18	14	5	5	23
Demanda	6838	7274	7625	7954	8369	8739	9150	9526	9909	10316	10716	11118	11493	11882	12366
Deficit	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Anexo 14

Salidas del Caso REGMHTTLA9: Medio Hidrotérmico con Carbón, Eólico y Gas Vía Gasoducto

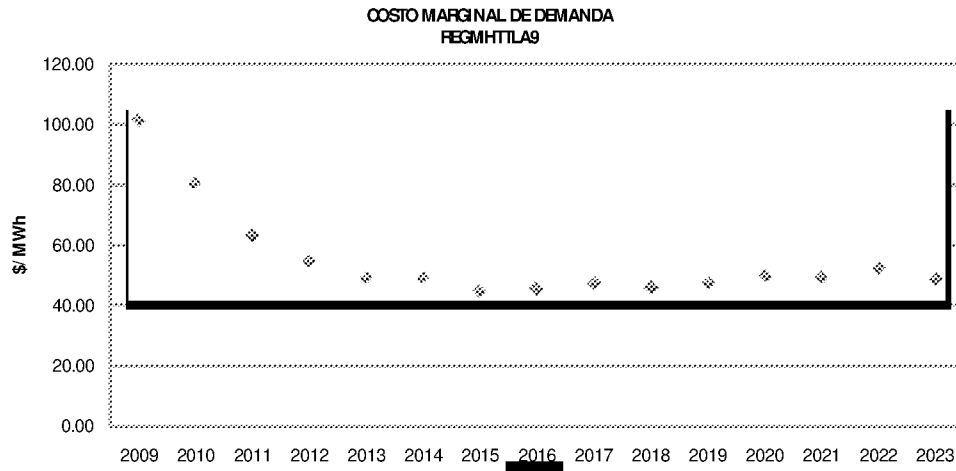


Plan de Expansión del SIN 2008

Sistema de Generación

CUADRO N° A3.1: Costos Marginales del Caso REGMHTTLA9

COSTO MARGINAL DE DEMANDA EN \$/MWh													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
2009	91.52	98.43	106.50	120.06	186.31	99.52	93.75	94.08	87.14	83.25	78.11	77.81	101.37
2010	77.72	82.77	95.97	110.36	96.40	79.83	79.14	72.59	70.25	68.77	66.02	63.86	80.30
2011	64.66	66.28	69.35	71.98	67.11	64.24	62.06	61.90	60.16	59.62	57.72	52.43	63.13
2012	58.29	60.01	63.23	64.57	61.77	57.66	56.72	54.83	46.69	43.32	42.97	47.58	54.80
2013	50.04	54.50	60.62	61.17	57.08	53.32	48.93	47.01	41.46	38.91	35.98	40.32	49.11
2014	47.15	54.26	58.91	57.96	55.66	52.63	49.63	44.61	44.15	39.52	40.34	43.23	49.00
2015	47.57	52.70	64.26	67.48	57.29	49.46	41.57	35.32	31.95	29.45	28.63	30.36	44.67
2016	39.42	48.80	62.45	71.40	51.92	47.96	36.53	39.47	37.88	36.25	37.19	36.73	45.50
2017	41.07	48.55	64.53	64.02	56.83	46.97	46.34	44.83	39.00	40.32	37.81	40.60	47.57
2018	44.08	49.18	52.51	54.74	51.66	49.49	44.92	44.58	41.02	41.57	40.16	39.44	46.11
2019	43.36	48.24	53.53	57.30	53.89	49.54	47.10	43.61	43.03	41.96	42.77	43.57	47.33
2020	47.47	52.06	57.23	61.58	58.41	54.53	50.67	45.72	43.80	40.69	41.70	41.03	49.57
2021	43.16	49.44	60.51	71.02	59.47	52.69	46.34	43.58	40.73	40.80	40.59	42.94	49.27
2022	47.10	54.07	63.47	72.64	62.01	53.92	50.66	48.37	44.54	43.39	43.31	42.57	52.17
2023	44.69	50.52	57.33	59.31	56.05	49.30	47.34	46.25	44.90	44.06	41.57	41.93	48.60
Prom:	52.49	57.99	66.03	71.04	68.79	57.43	53.45	51.12	47.78	46.13	44.09	45.63	





Plan de Expansión del SIN 2008

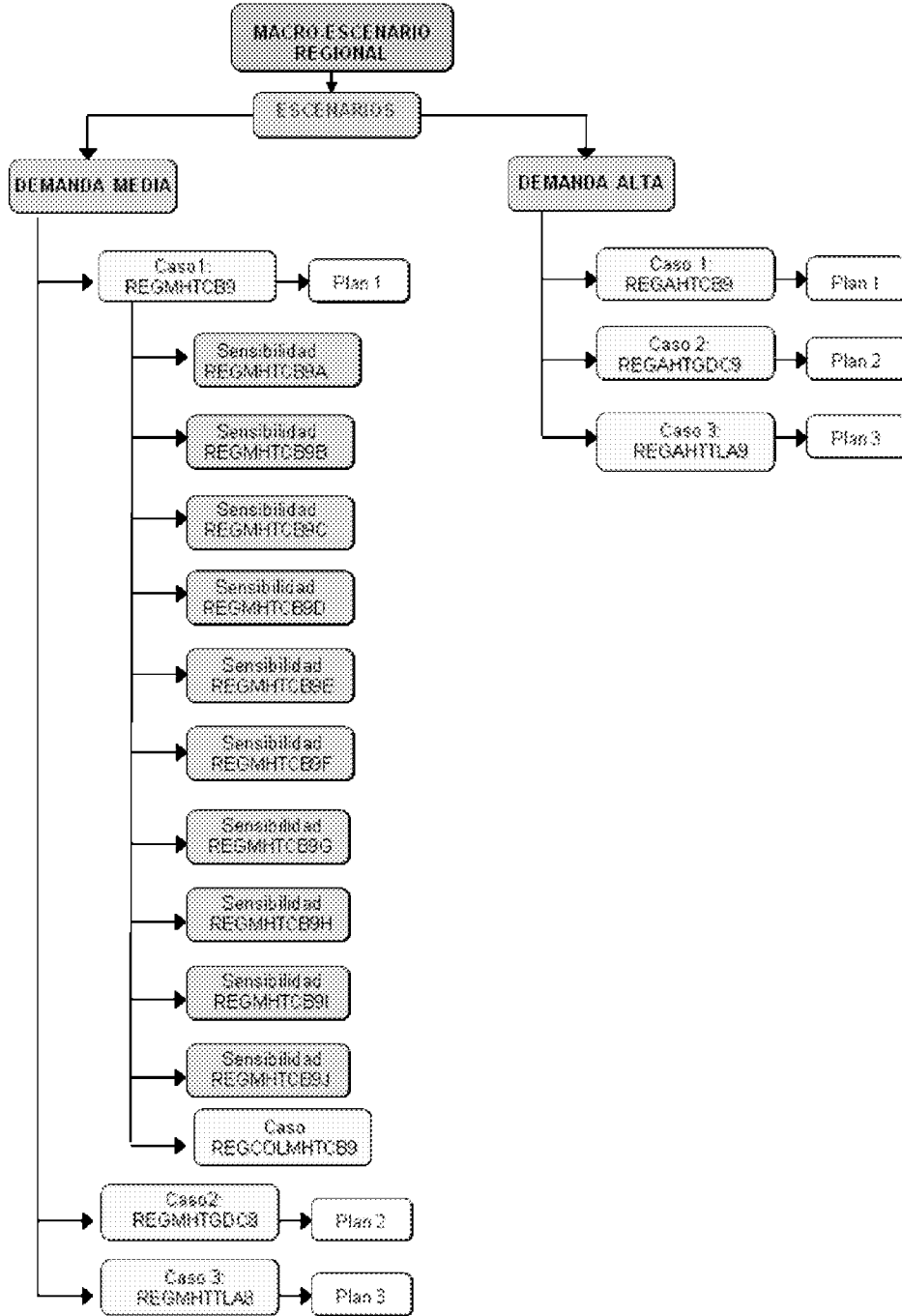
Sistema de Generación

CUADRO N° A3.2: Informe Final de Generación del Caso REGMHTTLA9

Informe Final de Generación en GWh															
Planta	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Fortuna	1716	1649	1620	1586	1625	1468	1472	1530	1626	1566	1463	1787	1523	1497	1499
Bayano	701	546	618	486	470	488	558	489	549	415	595	610	606	559	483
La Estrella	236	268	245	248	251	250	232	235	248	260	259	238	250	252	228
Los Valles	286	309	292	289	287	285	285	279	289	306	293	282	290	293	271
Esti	620	612	611	612	608	611	601	605	615	617	614	615	610	617	622
Concepción	60	61	61	60	60	61	61	61	63	62	61	60	60	62	61
Algarrobo	0	56	56	56	53	52	55	57	58	60	56	54	53	53	52
S. Blanco	0	0	0	59	104	104	101	102	107	105	104	104	102	104	101
Baitun	0	0	329	417	401	406	400	418	436	433	420	411	413	416	406
Bajo Mina	0	109	278	275	271	275	269	275	284	283	277	273	274	278	274
Sonyic	0	0	68	172	181	174	160	174	171	176	177	176	172	173	181
Chan I	0	0	134	1279	1279	1232	1199	1242	1273	1204	1271	1266	1279	1317	1253
Chan II	0	0	0	0	0	0	1009	1082	1104	1039	1105	1108	1128	1157	1081
Cochea	0	77	83	79	76	80	76	78	81	78	81	81	76	78	76
El Alto	0	0	0	266	264	262	267	276	284	278	273	265	262	269	265
Quilaca	0	62	121	121	120	121	119	120	122	122	122	122	121	122	123
Lorena	0	14	162	163	162	162	160	161	164	164	163	163	162	164	165
Macano	0	0	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
Mendre	0	116	106	112	108	113	104	115	111	111	108	105	105	107	108
Monte Lirio	0	0	0	45	221	212	221	223	236	237	226	219	217	225	217
Pando	0	0	0	113	155	150	151	154	165	167	159	152	155	159	152
Padregalito	0	0	94	103	99	103	100	107	107	107	103	100	98	105	102
Perlas N	0	0	61	60	60	61	61	61	63	62	61	60	60	62	61
Perlas S	0	0	61	60	60	61	61	61	63	62	61	60	60	62	61
Porven N	0	0	20	20	20	20	20	20	21	21	20	20	20	20	20
Potrevillos	0	23	24	23	22	23	22	23	23	23	23	23	21	23	22
Prudencia	0	0	203	283	279	283	277	278	285	285	285	285	276	283	286
Sindigo	0	0	0	0	0	0	0	59	59	62	56	53	54	52	52
Tabasará II	0	0	0	20	197	200	189	201	207	209	201	203	197	213	203
Tabasará	0	135	429	429	426	426	425	424	428	430	429	424	428	427	427
Antón	0	0	0	372	370	373	367	372	372	369	375	376	376	376	372
BUNKER	3071	2622	1690	1078	824	808	965	1054	1178	846	848	1112	887	1100	658
DIESEL M.	157	106	5	0	0	0	19	33	20	0	4	1	24	23	0
DIESEL L.	12	4	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	4	0
CARBON	158	946	916	768	634	598	521	399	429	536	522	606	464	574	488
GAS NATURAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1783	1897	1801
ACP1	147	66	3	0	0	0	6	8	2	0	0	0	8	5	0
ACP2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACP4	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Hidro	3619	3903	5276	7033	7458	7283	8255	8513	8839	8541	8663	8923	8673	8746	8451
Total Term.	3550	3745	2614	1846	1458	1406	1511	1498	1629	1382	1374	1719	3166	3603	2947
Total Eólico	0	135	429	802	796	798	792	796	800	799	804	800	804	802	800
Total Gener.	7169	7783	8319	9680	9711	9487	10558	10807	11268	10722	10841	11442	12644	13151	12196
Import.	32	63	31	3	20	143	61	71	62	324	539	407	127	105	672
Export.	362	571	724	1728	1361	887	1466	1351	1420	719	648	720	1274	1371	484
Pérdidas	1	2	1	0	1	4	2	2	2	10	16	12	4	3	20
Demanda	6838	7274	7625	7954	8369	8739	9150	9526	9909	10316	10716	11118	11493	11882	12366
Deficit	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Anexo 15

Jerarquía y Codificación de Casos





Codificación de Casos del Plan Indicativo de Generación 2009						
Codificación de Casos: Número Max de Caracteres:	Escenario de Demanda	Macro-Escenario	Alternativas de Expansión No Convencionales	Último Dígito del Año	Identificación de Sensibilidad	
1	2, 3	4, 5, 6	7	8		
Alto	A	.				
Medio	M					
Bajo	B					
Hidro-térmico (Convencional)		HT				
Hidráulico (100%)		H				
Térmico (100%)		T				
Gas Natural (Barcaza)			GB			
Gas Natural (Gasoducto)			GD			
Gas Natural Licuado			GL			
Gas Natural Comprimido			GC			
Carbón			CB			
Eólico			EO			
Turba			TB			
Gas Natural y Carbón			GNC			
Gas Natural (Barcaza) y Carbón			GBC			
Gas Natural (Gasoducto) y Carbón			GDC			
Gas Licuado y Carbón			GLC			
Todas las Alternativas			TLA			
2007				7		
2008				8		
2009				9		
2010				0		
Primera Sensibilidad					A	
Segunda Sensibilidad					B	
Tercera Sensibilidad					C	
Ejemplo: MHTCB7 ->	Escenario de demanda	Macro-escenario hidro-térmico	Se consideran plantas con carbón	Año 2007	Caso sin sensibilidad	



Anexo 16

Metodología para Determinar el Riesgo Asociado de los Proyectos de Generación



METODOLOGIA PARA DETERMINAR EL RIESGO ASOCIADO DE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN

El solo listado de las variables incluidas en la preparación de los flujos de caja de la inversión de los proyectos de generación eléctrica deja de manifiesto el origen de la incertidumbre, en donde se entremezclan múltiples factores de riesgo, de orden endógeno y exógenos a los proyectos.

Los valores de las variables (endógenas) dependen de la visión de futuro del sector eléctrico y de la calidad de ejecución del proyecto. En resumen, el riesgo intrínseco de un proyecto estará determinado por los riesgos implícitos en cada una de las variables usadas para modelar los flujos de caja.

Entre las principales variables endógenas a considerar tenemos: el precio del producto (precio de venta de la electricidad), la evolución del mercado (demanda y competencia), organización y solvencia de los promotores (Pre-inversión), la solvencia y capacidad técnica de los promotores (Ejecución), financiamiento (disponibilidad de capital y volatilidad de la tasa de interés), la disponibilidad de equipos y estabilidad de precios de los materiales. Entre las variables exógenas podemos enumerar, la volatilidad de precios de insumos (combustibles), la volatilidad del entorno exterior al cambio de políticas gubernamentales, entre otras.

MARCO CONCEPTUAL DE LOS RIESGOS

Es este punto es necesario mencionar algunas consideraciones al proceso metodológico utilizado en el desarrollo del Plan Indicativo de Generación (PEG 2009). En primer lugar, la Gerencia de Planeamiento optimiza la inversión en generación con el programa OPTGEN, un paquete computacional de PSR que modela la expansión del sistema a mínimo costo. Es un modelo de expansión integrado formulado como un problema de optimización uni-criterio, tomando en cuenta la incertidumbre en las afluencias hídricas, con restricciones en capacidad mínima.

En una etapa posterior, se valida la viabilidad del despacho de los proyectos de generación que se derivan de los diversos casos modelados por el OPTGEN de acuerdo a los lineamientos generales de la Comisión de Política Energética (COPE), por medio del modelos Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP), aplicando los criterios de confiabilidad.

Como su nombre lo indica, el SDDP es un modelo de despachos isotérmicos estocástico a mínimo costo que considera la incertidumbre hidrológica y los efectos de fenómenos climáticos. Por consiguiente, *los riesgos hidrológicos de operación, son implícitos en la optimización.*



A instancias de la Secretaría Nacional de Energía (SEN), se trabajó con tres escenarios: Hidro-Térmico con Carbón (REGMHTCB9), Hidro - Térmico con Gas Natural y Carbón (REGMHTGDC9) y el Hidro-Térmico con todas las fuentes disponibles, incluso generación eólica en desarrollo (REGMHTTLA9). Como una consideración adicional, estos casos fueron analizados dentro un escenario de suministro y despacho regional, Centroamérica con SIEPAC.

Los riesgos de entrada oportuna de estos proyectos, dentro de los casos analizados en Plan Indicativo de Generación 2009 es muy sensible ante el atraso de los aproximadamente 1000 MW de fuente hídrica y también a los aproximadamente 450 MW que se agregarán a la oferta del sistema en los próximos cuatro años. Este riesgo se analizará a través del retraso de un año en los proyectos más relevantes, específicamente aquellos que inician operaciones en el periodo crítico (2009-2012), como son los casos de Chan I (223 MW) y Chan II (214 MW), Pando (32 MW) y Monte Lirio (52 MW); y una opción de posible incorporación de una planta Térmica adicional CB 250 MW en el año 2013.

La Gerencia de Planeamiento modela el Plan de Generación Indicativo con precios de combustibles indicados por la SEN, los cuales están basados en los pronósticos "High Price" del "Annual Energy Outlook" del EIA-DOE. Por consiguiente, el riesgo asociado a la volatilidad de los precios de los combustibles en los planes de expansión será considerado por medio de la utilización de la proyección alta como un escenario alternativo de precios, que comprende incremento sobre el nivel general de precios de los combustibles insumidos en la generación eléctrica.

METODOLOGÍA APLICADA

La evaluación de riesgos de un proyecto depende, en primer lugar, de la identificación de los principales riesgos que imposibilitarían al proyecto generar los flujos esperados que a su vez identifican las variables claves del proyecto; y, por otro lado, de los instrumentos y metodología utilizados para procesar sus implicaciones de riesgo sobre el rendimiento del proyecto.

Por consiguiente, el análisis de riesgos consiste, en su primera etapa, en la creación de un modelo que represente los flujos del proyecto en base a los mejores estimados. Estos estimados de valor único usualmente son la moda, el promedio aritmético o un estimado conservador. El riesgo surge de la incertidumbre que incluyen estas variables proyectadas.

La segunda etapa implica la selección de las variables de riesgo del modelo, para lo cual se aplica el análisis de sensibilidad y el de incertidumbre. El primero identifica las variables más importantes en el flujo, aquellas cuya variación influyen positiva o negativamente en los resultados del proyecto. El análisis de incertidumbre permite conocer el tipo y magnitud del riesgo.



La razones para incluir en un análisis de riesgos solamente las variables más importantes, tiene dos aristas principales. En primer lugar, cuanto mayor sean la probabilidad de generar escenarios inconsistentes y no realistas es mayor. Segundo, el costo en términos del dinero y tiempo de personal experto necesario para definir el comportamiento exacto de variables con un pequeño impacto sobre el resultado probablemente supere cualquier beneficio del estudio, razón costo/beneficio.

Dada cantidad de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos que conforman los casos analizados, a lo complejo de los propios proyectos de generación, la incertidumbre de la información entregada por los promotores, la estimación del costo-beneficio del propio proceso de planeación y la propia factibilidad de implementación de los casos sugeridos por la COPE, la Gerencia de Planeamiento de ETESA, decidió evaluar los riesgos asociados a algunos proyectos incorporados al Caso de Demanda Media con Carbón, especialmente de aquellos que inician operaciones en el periodo crítico 2008-2011 o en consideración de su significativo aporte al suministro del sistema, a la diversidad de la fuente de insumo para la generación, como representación idónea de los riesgos de los propios proyectos o, por ende, al cumplimiento del caso analizado.

Por consiguiente, el proceso metodológico general consiste en:

- Construir un modelo determinístico (simulación), de la rentabilidad de los proyectos de generación que conforman los casos analizados.
- Estimar el VPN y otros criterios de decisión de los proyectos con la tasa de descuento, generación, retorno etcétera, del modelo determinístico.
- Identificar variables de riesgo a las que los diferentes resultados del análisis son más sensibles.
- Calcular la sensibilidad de los proyectos a riesgos por medio de la variación VPN a cambios significativos de los proyectos ante variables financieras usadas en el modelo (flujo de caja de los proyectos).
- Valorizar los posibles costos a incurrir derivados de la medición de diferencial de los resultados de los flujos de caja por los cambios analizados.

RIESGOS ANALIZADOS

Los riesgos a analizar en el PESIN 2009 son los siguientes:

1. **Caso REGMHTCB9A:** Atraso de un año en el inicio de operaciones de los proyectos hidroeléctricos Chan I y Chan II
2. **Caso REGMHTCB9D:** Atraso de un año en el inicio de operaciones de los proyectos hidroeléctricos Pando y Monte Lirio



Plan de Expansión del SIN 2008

Plan Indicativo de Generación

3. **Caso REGMHTCB9F:** Incorporación de una Planta de Carbón de 250 MW en el año 2013.
4. **Caso REGMHTCB9H:** Atraso de un año del proyecto SIEPAC
5. **Caso REGMHTCB9I:** Plan del Caso de Referencia REGMHTCB9 considerando la proyección alta de combustibles.

Anexo 17
Salidas de los Análisis de Riesgo

Nota: para todos estos cuadros el ítem Indeterminado significa que tiene cambio de fijo y por lo tanto no se le puede calcular la TIR.

CUADRO No. A7.1: Caso REGMHTCB9A. Resumen de los Análisis de Riesgos de los proyectos considerando el Atraso de un año al inicio de Operaciones de los Proyectos Hidroeléctricos Chan I y Chan II

**RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS DE EXPANSION
DEMANDA MEDIA HIDROTÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN
ATRASO UN AÑO CHAN I (2013) y CHAN II (2016)
(2009-2023)
REGMHTCB9A**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (L. D)	VPN (L. D)	TIR	IRR AÑO
HIDROELECTRICOS					
ALGARROBOS	2,010	26,600	-2,354	0.4%	0
BAITUN	2,011	186,000	-42,510	8.9%	10
BAJO NIÑA	2,011	130,000	-10,044	10.5%	9
BARRO BLANCO	2,013	62,000	-17,034	7.9%	11
BOHÍO	2,011	72,000	-3,622	11.2%	8
CHAN I (CHAN 75-EL GAUSLAN)	2,012	427,800	-62,846	5.3%	9
CHAN II (CHAN 146-CAUCHERO)	2,016	504,878	-322,129	5.4%	12
COCHEA	2,012	26,000	-5,192	9.4%	9
EL ALTO	2,012	141,000	-43,287	7.3%	11
EL SENDERO	2,016	12,000	-1,636	19.5%	8
GUALACA	2,016	50,800	-1,521	9.5%	9
LORENA	2,011	33,800	-16,167	8.2%	10
MACANG	2,011	11,000	-630	11.2%	8
MENDE	2,010	38,000	842	15.8%	9
MONTE LIRIO	2,012	123,800	-32,492	9.1%	10
PANDE	2,012	76,800	-13,369	6.2%	10
PIEDREGALITO	2,011	40,000	-8,830	10.1%	9
PERLAS NORTE	2,011	20,000	2,487	14.1%	7
PERLAS SUR	2,011	20,000	2,487	14.1%	7
PORVENIR NORTE	2,011	6,600	1,085	14.7%	7
POTRERILLOS	2,016	8,500	-426	12.8%	7
PRUDENCIA	2,011	132,900	-22,297	8.8%	9
TABAZARA	2,013	60,000	-12,672	8.7%	9
TERMICOS					
CE 220a	2,021	480,000	-32,747	11.3%	7
EL GIRAL	2,009	67,400	-20,067	5.8%	12
RECONVERSION BLM-CARSON	2,010	138,000	53,117	16.4%	8
YERKO COLON	2,009	73,800	68,133	14.6%	0
ALTERNATIVOS					
SOLICO TDA BRE	2,021	248,000	-52,439	8.9%	12

CUADRO N.º A7.2: Caso REGMHTCB9A. Análisis de Riesgo del Inversionista de los proyectos considerando el Atraso de un año al inicio de Operaciones de los Proyectos Hidroeléctricos Chan I y Chan II

**RENTABILIDAD FINANCIERA DE PROYECTOS DE EXPANSION
DEL PLAN DE REFERENCIA (2009-2023)
ATRASO UN AÑO CHAN I (2013) y CHAN II (2016)
DEMANDA MEDIA HIDROTÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN
REGMHTCB9A**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSIÓN DIRECTA (M\$)	VPN (M\$)	TIR	PIR AÑOS
HIDROELECTRICOS					
ALGARROBOS	2010	28.500	5.666	14,6%	7
BATUM	2011	196.000	7.496	12,6%	6
BAJO MINA	2011	110.040	28.466	22,4%	4
BARRO BLANCO	2012	62.000	1.810	16,9%	11
BONVIC	2011	72.000	18.927	18,1%	5
CHAN I (CHAN 75-EL GAVILAN)	2012	427.899	15.626	12,8%	8
CHAN II (CHAN 140-CAUCHERO)	2016	654.878	18.831	6,8%	12
COCHEA	2010	38.000	2.542	16,0%	6
EL ALTO	2012	141.000	0.431	6,9%	13
EL SINDIGO	2016	32.000	0.445	17,4%	6
GUALACA	2010	66.900	2.993	13,0%	8
LORENA	2011	93.800	4.042	13,8%	7
MACANO	2011	11.000	1.858	16,0%	5
MENDRE	2010	38.000	7.837	16,4%	4
MONTE LIRIO	2012	125.000	1.139	11,5%	6
PANDO	2012	76.800	3.531	10,9%	8
PEDREGALITO	2010	60.000	4.425	16,1%	6
PERLAS NORTE	2011	30.000	6.855	25,2%	4
PERLAS SUR	2011	20.000	6.906	25,2%	4
PORVENIR NORTE	2011	6.600	2.464	26,7%	4
POTRERILLOS	2010	6.500	2.196	22,9%	4
PRUDENCIA	2015	122.900	16.532	14,3%	7
TABASARA	2012	80.000	6.752	14,5%	7
TERMICOS					
CB 250a	2027	450.000	12.813	12,8%	9
EL GIRAL	2028	67.400	10.408	8,2%	15
RECONVERSION BLM-CARBON	2.015	135.000	56.905	20,8%	3
TERMO COLON	2028	73.900	88.400	60,3%	1
ALTERNATIVOS					
EOLICO TOABRE	2011	240.000	-38.100	6,5%	14

CUADRO No. A7.3: Caso REGMHTCB9A. Análisis de Riesgo Económico de los proyectos por el Atraso de un año al inicio de Operaciones de los Proyectos Hidroeléctricos Chan I y Chan II

**PROYECTOS DE EXPANSION
RENTABILIDAD ECONOMICA DEL PLAN DE REFERENCIA (2009-2023)
DEMANDA MEDIA HIDROTÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN (REGMHTCB9),
ATRASO UN AÑO CHAN I (2013) y CHAN II (2016)
REGMHTCB9A**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSIÓN DIRECTA (K \$)	VPNE (K \$)	TIRE	PIR AÑOS
HIDROELECTRICOS					
ALGARROBOS	2,010	26,500	5,027	12.5%	6
BAITUN	2,011	185,000	33,052	11.5%	6
BAJO MIKA	2,011	110,040	73,732	19.1%	6
BARRO BLANCO	2,013	62,000	1,094	9.7%	10
BOYIC	2,015	72,000	40,076	15.8%	6
CHAN I (CHAN75-EL GAVILAN)	2,012	427,899	131,181	12.3%	7
CHAN II (CHAN 140-CAUCHERO)	2,016	604,978	-155,180	6.9%	10
COCHEA	2,010	36,000	7,420	12.6%	8
EL ALTO	2,012	141,000	-1,201	9.4%	10
EL SINDIGO	2,016	72,000	9,590	14.7%	7
GUALACA	2,010	58,800	16,111	12.8%	8
LORENA	2,011	83,800	17,350	12.5%	8
MACANO	2,011	31,000	4,005	14.9%	7
MENDRE	2,010	35,000	21,898	16.0%	6
MONTE LIRIO	2,012	123,500	15,230	11.0%	8
PANDE	2,012	78,800	17,738	12.2%	8
PIEDREGALITO	2,010	40,000	14,123	14.0%	7
PERLAS NORTE	2,011	23,000	14,535	20.0%	5
PERLAS SUR	2,011	23,000	14,535	20.0%	5
PORVENIR NORTE	2,011	6,600	5,325	21.0%	5
POTRERILLOS	2,010	28,500	4,073	18.2%	5
PRUDENCIA	2,015	132,900	44,365	13.1%	7
TABASARA	2,013	80,000	28,868	13.2%	8
TERMICOS					
CB 2508	2,021	450,000	169,168	13.8%	7
EL GIRAL	2,009	57,400	-163	9.8%	11
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	138,000	142,696	26.2%	3
TERMO COLOM	2,009	73,966	222,653	51.7%	2
ALTERNATIVOS					
EOLICO TOABRE	2,011	240,000	-21,322	8.3%	11

CUADRO No. A7.4: Caso REGMHTCB9D: Resumen de los Análisis de Riesgos de los Proyectos considerando Atraso de un año en el inicio de Operaciones de los Proyectos Hidroeléctricos Pando y Monte Lirio

**RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS DE EXPANSION
DEMANDA MEDIA HIDROTÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN
(2009-2023)
REGMHTCB9D**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (M\$)	VPN (M\$)	TIR	PIR AÑOS
HIDROELECTRICOS					
ALGARROBOS	2010	26,500	-3,254	9.4%	9
BATUN	2011	165,000	-42,210	8.6%	10
BAJO MINA	2011	110,040	-3,044	10.6%	9
BARRO BLANCO	2013	62,000	-17,661	7.5%	11
BONYIC	2011	72,000	-3,829	11.2%	8
CHAN I (CHAN-75-EL GAVILAN)	2012	388,900	26,608	-13.0%	7
CHAN II (CHAN 140-CAUCHERO)	2015	549,980	-261,695	6.5%	11
COCHEA	2010	36,000	-5,192	9.4%	9
EL ALTO	2012	141,000	-43,300	7.3%	11
EL SINDIGO	2019	22,000	-1,393	10.8%	8
GUALACA	2010	59,000	-9,300	9.6%	9
LORENA	2013	63,000	-16,270	9.2%	10
MAGANO	2013	18,000	-830	11.0%	9
MENORE	2010	36,000	-992	11.6%	7
MONTE LIRIO	2014	138,355	-17,602	6.1%	12
PANDO	2013	64,400	-11,331	7.66%	11
PEDREGALITO	2013	40,000	-4,580	10.1%	9
PERLAS NORTE	2013	20,000	2,467	14.1%	7
PERLAS SUR	2013	20,000	2,467	14.1%	7
PORVENIR NORTE	2013	6,000	3,068	14.7%	7
POTRERILLOS	2010	6,000	426	12.9%	7
PRUDENCIA	2013	132,000	-22,140	9.6%	9
TABASARA	2013	80,000	-12,071	9.7%	9
TERMICOS					
CB 250a	2021	460,000	-20,767	11.3%	7
EL GIRAL	2009	57,400	-20,772	5.8%	13
RECONVERSION BLM-CARBON	2010	138,000	-31,918	18.2%	6
TERMO COLOH	2009	73,996	62,460	92.3%	3
ALTERNATIVOS					
EÓLICO TOABRE	2011	240,000	-32,470	5.9%	12

**CUADRO No. A7.5 : Caso REGMHTCB9D: Análisis de Riesgo del Inversionista
Considerando el Atraso de un Año en el inicio de Operaciones de los Proyectos
Hidroeléctricos Pando y Monte Lirio**

**RENTABILIDAD FINANCIERA DE PROYECTOS DE EXPANSION
DEL PLAN DE REFERENCIA (2009-2023)
DEMANDA MEDIA HIDROTÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN
REGMHTCB9D**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (M \$)	VPN (M \$)	TIR	PR AÑOS
HIDROELECTRICOS					
ALGARROBOS	2010	26,500	1,669	14.6%	7
BATUN	2011	185,000	2,486	12.9%	8
BAJO MINA	2011	110,000	28,489	22.4%	4
BARRO BLANCO	2013	62,000	-2,822	10.5%	11
BONYIC	2011	72,000	13,927	18.1%	5
CHAN I (CHAN-75-EL GAVLAN)	2011	388,000	114,487	29.4%	4
CHAN II (CHAN 140-CAUCHERO)	2015	548,000	-81,863	6.9%	11
COCHEA	2010	38,000	2,542	15.0%	5
EL ALTO	2012	141,000	-9,431	9.8%	11
EL SINDICO	2016	22,000	3,443	17.4%	6
GUALACA	2010	68,000	2,998	13.0%	8
LORENA	2011	83,000	4,401	13.8%	7
MAGANO	2011	11,000	1,853	18.0%	5
MENDRE	2010	30,000	7,837	19.4%	4
MONTE LIRIO	2013	136,346	-20,911	7.8%	12
PANDO	2013	84,430	-5,574	9.4%	10
PEDREGALITO	2010	40,000	4,453	16.1%	6
PERLAS NORTE	2011	20,000	6,556	25.2%	4
PERLAS SUR	2011	20,000	6,698	23.2%	4
PORVENIR NORTE	2011	6,800	2,464	36.7%	4
POTRERILLOS	2010	3,500	2,198	22.9%	4
PRUDENCIA	2015	132,000	10,628	14.3%	7
TABASARA	2013	80,000	6,754	14.5%	7
TÉRMICOS					
CB 280s	2009	450,000	12,813	12.8%	9
EL GIRAL	2009	57,400	-10,708	6.1%	13
RECONVERSION BLM-CARBON	2,013	138,000	55,768	30.2%	3
TERMO COLON	2009	73,998	97,277	37.4%	1
ALTERNATIVOS					
EOLICO TOABRE	2011	240,000	-36,178	6.6%	14

**CUADRO No. A7.6 : Caso REGMHTCB9D: Análisis de Riesgo Económico
Considerando el Atraso de un Año en el inicio de Operaciones de los Proyectos
Hidroeléctricos Pando y Monte Lirio**

**PROYECTOS DE EXPANSION
RENTABILIDAD ECONOMICA DEL PLAN DE REFERENCIA (2008-2023)
DEMANDA MEDIA HIDROTÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN (REGMHTCB9).
REGMHTCB9D**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSIÓN DIRECTA (K\$)	VPNE (K\$)	TIRRE	PR AÑOS
HIDROELECTRICOS					
ALGARROBOS	2010	28,500	5,027	12.5%	8
BATUN	2011	185,500	31,052	11.6%	8
BAJO MIRA	2011	110,000	19,782	18.1%	6
BARRO BLANCO	2013	62,000	1,099	1.7%	10
BONYIC	2011	22,000	40,075	15.8%	8
CHAN 1 (CHAN 75-EL GAYLAN)	2011	358,899	320,898	18.1%	6
CHAN 2 (CHAN 140-CAUCHERO)	2012	648,282	32,041	8.3%	12
COCHEA	2010	36,000	1,400	12.8%	8
EL ALTO	2012	141,000	1,561	6.4%	10
EL SINDIGO	2012	22,000	3,600	14.7%	7
GUALACA	2010	88,000	18,558	12.8%	8
LORENA	2011	81,500	17,115	12.5%	8
MACANO	2011	11,000	4,005	14.8%	7
MENDRE	2010	35,000	21,898	18.8%	6
MONTE LIRIO	2013	136,388	17,582	8.2%	11
PANDO	2013	34,800	3,734	9.1%	12
PEDEGALITO	2010	48,000	14,123	14.0%	7
PERLAS NORTE	2011	20,000	14,533	20.0%	6
PERLAS SUR	2011	30,000	14,505	20.0%	6
POYVENN NORTE	2011	6,600	5,305	21.0%	6
POTRERILLOS	2010	26,500	4,873	18.2%	6
PRUDENCIA	2012	132,600	44,652	13.7%	7
TABASARA	2013	80,000	26,581	19.2%	8
TERMICOS					
CB 250s	2007	450,000	368,196	12.8%	7
EL GIRAL	2008	57,400	1,000	1.4%	11
RECONVERSION BLM-CARBON	2012	158,000	340,088	25.9%	8
TERMO COLOM	2008	73,358	217,302	50.4%	7
ALTERNATIVOS					
EOLICO YDARRE	2011	240,000	-21,678	8.3%	11

**CUADRO No. A7.7: Caso REGMHTCB9F: Resumen de los Análisis de Riesgos
Considerando la Incorporación de la Planta de
Carbón de 250 MW en el Año 2013**

**RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS DE EXPANSION
DEMANDA MEDIA HIDROTÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN
(2009-2023)
REGMHTCB9F**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (K\$)	VPR (K\$)	TIR	PR AÑOS
HIDROELECTRICOS					
ALGARROBOS	2.010	28,500	-3,434	8.4%	9
BATUN	2.011	185,000	-63,819	3.0%	10
BAJO MINA	2.011	110,040	-8,044	10.8%	8
BARRO BLANCO	2.012	62,000	-17,859	7.5%	11
BONYIC	2.011	70,000	-8,976	11.2%	8
CHAN I (CHAN-75-EL GAVILAN)	2.012	389,899	-20,847	13.0%	7
CHAN II (CHAN 140-CAUCHERO)	2.018	640,980	-248,130	8.9%	11
COCHEA	2.010	38,000	-5,160	9.4%	8
EL ALTO	2.012	141,000	-40,170	7.3%	11
EL SINDIGO	2.018	27,000	-1,808	10.8%	8
GUALACA	2.010	56,000	-8,141	8.5%	9
LORENA	2.011	83,000	-16,077	9.1%	10
MACARO	2.011	11,000	-6,09	11.0%	8
MENDRE	2.010	38,000	-1,90	13.8%	7
MONTE LINDO	2.013	123,256	-20,458	8.1%	10
PAKDO	2.012	76,000	-15,066	9.29%	10
PEDREGALITO	2.011	40,000	-4,090	10.1%	8
PERLAS NORTE	2.011	20,000	2,467	14.1%	7
PERLAS SUR	2.011	20,000	2,487	14.1%	7
PORVENIR NORTE	2.011	6,500	1,086	14.7%	7
POTRERILLOS	2.010	3,500	4,28	12.9%	7
PRUDENCIA	2.011	132,000	-32,558	9.5%	8
TABASARA	2.013	80,000	-11,238	8.7%	9
TERMOOS					
CB 250a	2.021	450,000	-49,370	10.5%	8
CB 250b	2.013	450,000	-100,398	7.8%	11
EL GIRAL	2.009	97,400	-10,236	8.6%	10
RECONVERSION BLM-CARBON	2.010	138,000	10,370	14.3%	8
TERMO COLOÑ	2.009	13,998	89,823	88.8%	3
ALTERNATIVOS					
EÓLICO TOABRE	2.011	240,000	-80,438	8.9%	12

CUADRO No. A7.8: **Caso REGMHTCB9F: Análisis de Riesgo del Inversionista**
Considerando la Incorporación de la Planta de
Carbón de 250 MW en el Año 2013

RENTABILIDAD FINANCIERA DE PROYECTOS DE EXPANSION
DEL PLAN DE REFERENCIA (2009-2023)
DEMANDA MEDIA HIDROTÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN
REGMHTCB9F

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSIÓN DIRECTA (K\$)	VFN (K\$)	TIR	PIR AÑOS
HIDROELECTRICOS					
ALGARROBOS	2010	26.500	1.629	14.0%	7
BAITUN	2011	129.000	2.495	12.5%	8
BAJO MINA	2011	110.240	28.405	22.4%	4
BARRO BLANCO	2013	62.000	-2.500	10.5%	15
BONYIC	2011	72.000	13.927	18.1%	5
CHAN I (CHANYS-EL GAVILANI)	2011	388.999	134.726	20.4%	4
CHAN II (CHAN MO-CAUCHERO)	2010	248.080	89.918	8.4%	11
COGHEA	2010	38.000	2.542	15.0%	6
EL ALTO	2012	141.000	3.421	9.3%	11
EL SINDIGO	2016	22.000	3.443	17.4%	8
GUALACA	2010	58.000	2.758	13.5%	8
LORENA	2011	83.000	2.996	13.5%	8
MACANO	2011	13.000	1.653	18.0%	5
MEÑORE	2010	36.000	7.837	19.4%	4
MONTE LIRIO	2012	123.852	-1.939	11.5%	9
PANCO	2012	76.000	3.531	13.5%	8
PEDREGALITO	2010	40.000	4.463	16.1%	6
PERLAS NORTE	2011	20.000	8.606	25.2%	4
PERLAS SUR	2011	20.000	8.656	25.2%	4
PORVENIR NORTE	2011	6.500	2.464	28.7%	4
POTRERILLOS	2010	6.500	2.168	22.8%	4
PRUDENCIA	2010	132.900	19.133	14.2%	7
TABASARA	2013	80.000	6.785	14.5%	7
TERMICOS					
CB 250a	2021	450.000	-11.987	11.2%	13
CB 250b	2013	450.000	-32.945	10.0%	12
EL GIRAL	2009	57.400	-11.188	5.8%	15
RECONVERSION 81.6-CARBÓN	2010	138.000	49.187	26.4%	3
TERMO COLOM	2009	73.599	84.505	89.2%	1
ALTERNATIVOS					
EOLICO TOABRE	2011	246.000	-33.142	0.8%	14

**CUADRO No. A7.9. Caso REGMHTCB9F: Análisis de Riesgo Económico
Considerando la Incorporación de la Pianta de
Carbón de 250 MW en el Año 2013**

**PROYECTOS DE EXPANSION
RENTABILIDAD ECONOMICA DEL PLAN DE REFERENCIA (2009-2023)
DEMANDA MEDIA HIDROTÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN (REGMHTCB9).
REGMHTCB9F**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (M\$)	VPNE (M\$)	TIRE	PKR AÑOS
<u>HIDROELECTRICOS</u>					
ALGARROBOS	2010	28.250	5.027	12,5%	8
BATUN	2011	185.000	83.032	11,6%	8
BAJO MINA	2011	110.340	75.732	16,1%	6
BARRO BLANCO	2010	02.000	1.183	9,9%	10
SONYIC	2011	72.000	40.076	16,8%	6
CHAN I (CHAN 75-EL GAVLAN)	2011	388.889	821.234	18,1%	5
CHAN II (CHAN 140-CAUCHERO)	2011	648.880	651.701	8,4%	10
COCHEA	2010	38.000	7.430	12,8%	5
EL ALTO	2012	141.000	1.301	8,4%	10
EL SINDICO	2010	22.000	5.590	14,7%	7
GUALACA	2010	58.000	12.689	17,7%	8
LORENA	2011	68.800	16.491	12,4%	6
MACANO	2011	11.000	4.035	14,9%	7
MENOSSE	2010	36.000	31.096	16,8%	6
MÓNTE LIRIO	2012	121.859	16.240	13,3%	9
PANDE	2012	76.800	17.796	12,2%	8
PEORREALITO	2010	62.000	14.125	14,3%	7
PERLAS NORTE	2011	30.000	14.535	20,0%	8
PERLAS SUR	2011	37.000	14.535	20,0%	6
PORVENIR NORTE	2011	5.800	5.324	21,0%	8
POTREUILLOS	2010	28.500	4.873	18,2%	6
PRUDENCIA	2010	152.000	43.201	13,0%	7
YABASARA	2013	89.000	26.686	19,2%	8
<u>TERMICOS</u>					
CB 250a	2021	450.000	113.940	12,5%	7
CB 250b	2018	450.000	70.796	11,3%	9
EL GIRAL	2009	57.400	11.771	9,1%	11
RECONVERSION 85M-CARBON	2010	159.000	107.425	33,2%	3
TERMO COLON	2009	79.698	188.381	48,0%	2
<u>ALTERNATIVOS</u>					
EOLICO TOBAGUE	2011	240.000	11.490	8,3%	11

**CUADRO No. A7.10 : Caso REGMHTCB9H: Resumen de los Análisis de Riesgos
considerando el Atraso de un Año del Sistema Regional de
Interconexión de SIEPAC**

**RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS DE EXPANSION
DEMANDA MEDIA HIDROTÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN
(2009-2023)
REGMHTCB9H**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (X \$)	VPN (M\$)	TIR	PRR AÑOS
HIDROELECTRICOS					
ALGARROBOS	2,010	26,500	-9,864	2.4%	8
BATUN	2,011	185,000	-42,219	8.6%	10
BAJO MINA	2,011	110,040	-8,944	10.8%	9
BARRO BLANCO	2,013	62,000	-17,651	7.8%	11
BONYIC	2,011	72,000	-10,820	11.2%	8
CHAN I (CHAN 75-EL GAVILAN)	2,012	368,599	28,886	13.0%	7
CHAN II (CHAN 140-CAUCHERO)	2,015	549,980	-101,716	6.5%	11
COCHEA	2,010	36,000	-7,192	6.4%	9
EL ALTO	2,012	141,000	-43,350	7.3%	11
EL SINDICO	2,015	22,000	-1,809	10.8%	8
GUALACA	2,010	58,000	-9,517	9.6%	9
LORENA	2,011	83,800	-16,000	6.2%	10
MACANO	2,011	11,000	-819	11.0%	9
MENDRE	2,010	36,000	-822	11.0%	7
MONTE LIRIO	2,013	123,859	-32,499	8.1%	10
PANDE	2,012	76,800	-13,598	9.2%	10
PEDREGALITO	2,011	40,000	-4,600	10.1%	8
PERLAS NORTE	2,011	20,000	2,487	14.1%	7
PERLAS SUR	2,011	20,000	2,487	14.1%	7
PORVENIR NORTE	2,011	6,500	1,058	14.2%	7
POTRERILLOS	2,010	8,500	428	12.9%	7
PRUDENCIA	2,011	132,500	-22,184	9.6%	9
TABASARA	2,013	80,000	-12,971	9.7%	9
TERMICOS					
CB 250a	2,021	480,000	-20,727	11.3%	7
EL GIRAL	2,009	37,400	-20,801	5.8%	11
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	136,000	20,647	15.9%	5
TERMO COLON	2,009	75,000	80,071	90.1%	3
ALTERNATIVOS					
EOLICO TOABRE	2,011	240,000	-82,673	6.9%	12

CUADRO No. A7.11: Caso REGMHTCB9H: Análisis de Riesgo del Inversionista considerando el Atraso de un Año del Sistema Regional de Interconexión de SIEPAC

**RENTABILIDAD FINANCIERA DE PROYECTOS DE EXPANSION
DEL PLAN DE REFERENCIA (2009-2023)
DEMANDA MEDIA HIDROTÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN
REGMHTCB9H**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSIÓN DIRECTA (L \$)	VPN (L \$)	TIR	PIR AÑOS
HIDROELECTRICOS					
ALGARROBOS	2010	38,580	1,688	14.6%	7
BAITUN	2011	188,000	2,458	12.5%	8
BAJO MINA	2011	110,040	28,468	22.4%	4
BARRO BLANCO	2013	62,000	-2,822	10.5%	11
SONYIC	2011	72,000	13,927	18.1%	5
CHAN I (CHAN-75-EL GAVLAN)	2011	388,999	114,463	20.4%	4
CHAN II (CHAN 148-GAUCHERO)	2015	849,980	-81,903	8.3%	11
COCHEA	2010	38,000	2,542	15.0%	6
EL ALTO	2012	141,000	8,431	9.9%	11
EL SINDIGO	2015	22,000	3,443	17.4%	6
GUALACA	2010	58,900	2,982	13.6%	8
LORENA	2011	83,800	4,373	13.6%	7
MACANO	2011	11,000	1,663	18.0%	5
MENDRE	2010	36,000	7,837	19.4%	4
MONTE LIRIO	2012	123,959	-1,338	11.5%	9
PANDO	2012	76,800	3,531	13.5%	8
PEDEGALITO	2010	40,000	4,453	18.1%	6
PERLAS NORTE	2011	20,000	8,856	29.2%	4
PERLAS SUR	2011	20,000	8,856	29.2%	4
PORVENIR NORTE	2011	6,800	2,484	20.7%	4
POTRERILLOS	2010	8,500	2,138	32.9%	4
PRUDENCIA	2015	132,980	10,806	14.3%	7
TABASARA	2013	80,000	6,763	14.5%	7
TERMICOS					
CB 250a	2021	450,000	12,813	12.8%	9
EL GIRAL	2009	57,400	-10,732	6.1%	15
RECONVERSION SLM-CARBON	2010	198,000	53,336	29.2%	3
TERMO COLON	2009	73,966	84,887	35.6%	1
ALTERNATIVOS					
EOLICO TOABRE	2011	240,000	-38,282	6.8%	14

**CUADRO No. A7.12: Caso REGMHTCB9H; Análisis de Riesgo Económico
considerando el Atraso de un Año del Sistema Regional de
Interconexión de SIEPAC**

**PROYECTOS DE EXPANSION
RENTABILIDAD ECONOMICA DEL PLAN DE REFERENCIA (2009-2023)
DEMANDA MEDIA HIDROTÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN (REGMHTCB9).
REGMHTCB9H**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (K \$)	VPNE (K\$)	TIRE	PIR AÑOS
HIDROELECTRICOS					
ALGARROBOS	2,010	28,500	-5,027	12,8%	8
BATUN	2,011	185,000	33,252	11,6%	8
BAJO MINA	2,011	110,040	73,792	18,1%	6
BARRO BLANCO	2,013	82,000	-1,288	9,7%	10
BONYAC	2,011	72,000	40,076	15,8%	8
CHAN I (CHAN-75-EL GAVILAN)	2,011	388,999	320,602	15,1%	8
CHAN II (CHAN 140-CAUCHERO)	2,015	640,880	86,882	8,3%	10
COCHEA	2,010	30,000	7,420	12,8%	6
EL ALTO	2,012	143,000	-1,261	9,4%	12
EL SINDISO	2,016	22,000	9,980	14,7%	7
GUALAÇA	2,000	58,800	18,148	12,8%	6
LORENA	2,001	83,850	17,070	12,0%	6
MACANO	2,011	11,250	4,000	14,9%	7
MENDRE	2,018	35,000	21,688	16,8%	8
MONTE CIRIO	2,012	123,969	15,230	11,0%	8
PANDE	2,012	78,800	17,798	12,2%	8
PEDECALITO	2,010	40,000	16,120	14,0%	7
PERLAS NORTE	2,011	30,000	14,530	20,0%	5
PERLAS SUR	2,011	20,000	14,530	20,0%	5
PORVENIR NORTE	2,011	6,600	3,320	21,0%	8
POTRERILLOS	2,010	25,500	4,873	18,2%	6
PRUDENCIA	2,015	132,800	44,597	13,1%	7
TABASARA	2,013	69,000	26,250	13,2%	8
TERMICOS					
CB ISBA	2,021	450,000	155,155	13,6%	7
EL GIRAL	2,009	57,400	-894	9,3%	11
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	138,800	138,346	24,2%	4
TERMO COLON	2,009	73,988	210,654	49,2%	2
ALTERNATIVOS					
EOLICO TOABRE	2,011	240,000	-24,764	5,3%	11

**CUADRO No. A7.13: Caso REGMHTCB9I Resumen de los Análisis de Riesgos
Considerando la Proyección de Combustibles Alto**

**RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS DE EXPANSION
DEMANDA MEDIA HIDROTÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN
(2009-2023)
REGMHTCB9I**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSIÓN DIRECTA (M \$)	VPN (M \$)	TIR	PIR AÑOS
HIDROELECTRICOS					
ALGARROBOS	2,010	26,000	-3,894	9.4%	9
BAITUN	2,011	185,000	-40,815	8.8%	10
BAJO MINA	2,011	110,000	-8,048	10.8%	9
BARRO BLANCO	2,013	62,000	-12,700	7.5%	11
SONYIC	2,017	70,000	-3,829	11.2%	8
CHAN I (CHAN 75-EL GAVLAN)	2,012	388,598	25,802	13.0%	7
CHAN II (CHAN 140-CAUCHERO)	2,015	349,500	-202,610	6.4%	11
COCKEA	2,015	35,000	-5,192	9.4%	9
EL ALTO	2,012	141,000	-43,330	7.3%	11
EL BINDIGO	2,010	32,000	-1,800	10.6%	8
GUALACA	2,010	52,000	-8,005	9.5%	9
LORENA	2,011	83,800	-15,488	9.1%	10
MACANO	2,011	31,000	-639	11.0%	9
MENDRE	2,010	35,000	-802	11.6%	7
MONTE LIRIO	2,013	123,250	-32,400	8.1%	10
PANZO	2,012	78,800	-12,368	9.23%	10
PEBREGALITO	2,011	40,000	-4,890	10.15%	9
PERLAS NORTE	2,011	20,000	2,487	14.1%	7
PERLAS SUR	2,011	20,000	2,487	14.1%	7
PORVENIR NORTE	2,011	5,800	1,668	14.7%	7
POTRERILLOS	2,010	5,500	425	12.9%	7
FRUDENCIA	2,011	100,000	-22,414	8.6%	9
TABASARA	2,010	60,000	-12,000	9.7%	9
TERMICOS					
CB 700x	2,021	450,000	-89,020	8.5%	9
EL GRAL	2,009	57,400	35,244	2.0%	17
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	138,000	-15,215	8.5%	9
TERMO COLON	2,009	71,998	16,902	31.2%	8
ALTERNATIVOS					
EOLICO TOABRE	2,011	240,000	-62,400	8.8%	12

**CUADRO No. A7.14: Caso REGMHTCB9I Análisis de Riesgo del Inversionista
Considerando la Proyección de Combustibles Alto**

**RENTABILIDAD FINANCIERA DE PROYECTOS DE EXPANSION
DEL PLAN DE REFERENCIA (2009-2023)
DEMANDA MEDIA HIDROTÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN
REGMHTCB9I**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSIÓN DIRECTA (X \$)	VPN (X \$)	TIR	P/R AÑOS
HIDROELECTRICOS					
ALGARROBOS	2010	26.500	1.865	14.6%	7
BATUN	2011	189.000	2.486	12.5%	6
BAJO MINA	2011	110.040	26.465	22.4%	4
BARRO BLANCO	2012	92.000	3.850	16.4%	11
BONYO	2011	72.000	13.927	18.1%	5
CHAN I (CHAN 75-EL GAVILAN)	2011	368.000	113.680	30.4%	4
CHAN II (CHAN 140-CAUCHERO)	2010	649.000	-92.997	8.0%	11
COCHEA	2010	36.000	2.542	15.0%	6
EL ALTO	2012	141.000	-6.431	5.9%	11
EL SINDIGO	2016	22.000	3.443	17.4%	5
GUALAGA	2010	56.900	7.663	13.6%	6
LORENA	2011	83.000	4.175	13.5%	6
MACANO	2011	11.000	1.853	18.0%	5
MENDRE	2010	33.000	7.037	19.4%	4
MONTE LIRIO	2012	123.900	-1.539	11.5%	9
PANDE	2012	76.800	3.631	13.5%	6
PEDREGALITO	2010	40.000	4.453	16.1%	6
PERLAS NORTE	2011	20.000	6.666	25.2%	4
PERLAS SUR	2011	30.000	6.666	25.2%	4
PORVEKIR NORTE	2011	6.600	2.454	26.7%	4
POTRERILLOS	2010	8.900	2.198	22.9%	4
PRUDENCIA	2015	132.000	10.355	14.3%	7
TABASARA	2013	80.000	-6.725	14.5%	7
TERMICOS					
CB 250a	2011	480.000	-65.033	7.5%	10
EL GIRAL	2009	87.400	-26.636	-0.2%	0
RECONVERSION BLM-CARBON	2010	138.000	7.763	14.1%	12
TERMO COCAON	2009	73.896	32.624	25.6%	5
ALTERNATIVOS					
SOLICO YDABRE	2011	240.000	-35.145	6.8%	14

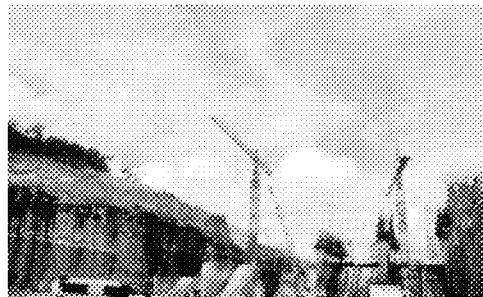
**CUADRO No. A7.15: Caso REGMHTCB9: Análisis de Riesgo Económico
Considerando la Proyección de Combustibles Alto**

**PROYECTOS DE EXPANSION
RENTABILIDAD ECONOMICA DEL PLAN DE REFERENCIA (2009-2023)
DEMANDA MEDIA HIDROTÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN (REGMHTCB9).
REGMHTCB9:**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSIÓN DIRECTA (US\$)	VPNE (%)	TIRE	PIR años
HIDROELECTRICOS					
ALGARROBOS	2,010	29,500	5,027	12,5%	8
BAYLEN	2,011	186,000	33,652	15,5%	6
BAJO MUSA	2,011	110,040	73,762	18,1%	8
BARRO BLANCO	2,013	62,000	1,039	9,7%	10
BOWYIC	2,011	72,000	40,076	19,2%	9
CHAN 1 (CHAN-73-EL GAVILAN)	2,011	298,000	312,711	18,1%	8
CHAN 2 (CHAN 149-CAUCHERO)	2,015	848,300	-72,200	8,3%	10
COCHEA	2,010	39,000	7,420	12,2%	8
EL ALTO	2,012	141,000	-1,521	9,4%	10
EL SINDICO	2,010	32,000	9,320	14,7%	7
GUALACA	2,010	58,000	15,703	12,7%	8
LORENA	2,011	32,000	15,781	12,5%	8
MACANO	2,011	11,000	4,505	14,9%	7
MENDRE	2,010	35,000	21,868	19,8%	9
MONTE LIRIO	2,012	123,350	15,233	11,6%	9
PANDE	2,012	76,000	12,708	12,2%	8
PEDREGALITO	2,010	40,000	14,122	14,0%	7
PERLAS NORTE	2,011	20,000	14,535	20,0%	5
PERLAS SUR	2,011	20,000	14,535	20,0%	5
PORVENIR NORTE	2,011	6,000	3,325	21,0%	8
POTRERILLOS	2,010	38,500	4,873	19,2%	8
PRUDENCIA	2,010	172,000	44,321	13,1%	7
TABASARA	2,013	80,000	36,520	13,2%	8
TERMICOS					
CS 250x	2,021	400,000	2,433	9,0%	9
EL GRAL	2,009	57,400	-22,747	4,2%	10
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	338,000	32,070	13,3%	8
TERRA COLON	2,009	70,000	52,404	22,3%	5
ALTERNATIVOS					
EOLICO TDAFRE	2,011	240,000	-20,521	8,3%	11

OPTGEN

Manual de Metodología



preparado por
PSRI

Mayo 2004

ÍNDICE

1	OBJETIVO.....	3
2	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	4
2.1	Objetivo.....	4
2.2	Breve descripción del sistema y de las variables y restricciones representadas.....	4
2.3	Diccionario de variables.....	6
2.3.1	Conjuntos.....	6
2.3.2	Índices.....	7
2.3.3	Constantes.....	7
2.3.4	Variables.....	9
2.3.5	Notación.....	9
2.4	Formulación.....	9
3	METODOLOGÍA DE DECOMPOSICIÓN.....	13
3.1	Planteamiento del Problema Determinístico.....	13
3.2	Características de la Función $w(x)$	14
3.3	Cálculo del Problema de Inversión Aproximado.....	16
3.4	Algoritmo de Descomposición.....	16
3.5	Interpretación Geométrica del Algoritmo.....	17
3.6	Expresión Alternativa para el Problema Aproximado de Inversión.....	18
4	APLICACIÓN AL PROBLEMA DE PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN.....	19
4.1	Aplicación de la Metodología de Descomposición.....	19
4.1.1	Problema Operativo.....	19
4.1.2	Cálculo del Corte de Benders.....	20
4.1.3	Problema Aproximado de Expansión.....	22
5	CRITERIO DE VALOR ESPERADO.....	24
6	ASPECTOS DE MODELACIÓN.....	26
6.1	Generalidades.....	26
6.1.1	Tasa de interés.....	26
6.2	Módulo de inversión.....	26
6.2.1	Cálculo de los costos de las decisiones de inversión.....	26
6.2.2	Restricciones de proyectos asociados.....	30
6.2.3	Restricciones de proyectos mutuamente exclusivos.....	30
6.2.4	Restricciones de precedencia entre proyectos.....	31
6.2.5	Entendiendo el archivo <code>outdisbu.csv</code>	32
6.2.6	Proyectos de refuerzo.....	32
6.2.7	Cronograma de entrada de máquinas.....	33
6.2.8	Cálculo de los costos de referencia.....	35
6.3	Módulo de operación.....	36
6.3.1	Cálculo del costo operativo unitario de las centrales térmicas.....	36
6.3.2	Restricciones de emisión en las centrales térmicas.....	36
6.3.3	Restricciones de disponibilidad de combustible para las centrales térmicas.....	37
7	BIBLIOGRAFIA.....	38

1 OBJETIVO

Este informe contiene el Manual de Metodología del modelo OPTGEN[®], herramienta computacional de la PSR para la planificación de la expansión de la generación y interconexiones de sistemas de energía.

En el capítulo 2 se plantea el problema de expansión en todos sus detalles. En el capítulo 3 se presenta la teoría de la metodología de solución utilizada, que se basa en la técnica de descomposición. Con el objetivo de simplificar y sin pérdida de generalidad se asume en el desarrollo de éste capítulo un problema determinístico. A continuación, en el capítulo 4 se aplica esta metodología al problema de expansión en el caso determinístico. Finalmente en el capítulo 5 se extienden los conceptos de la metodología para el caso estocástico.

2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1 Objetivo

El objetivo del OPTGEN es determinar el cronograma de inversión de mínimo costo – suma de los costos de inversión más el valor esperado de los costos de operación – para la construcción de nuevos generadores hidroeléctricos y/o térmicos y líneas de interconexión entre sistemas.

El valor esperado de los costos operativos se calcula teniendo en cuenta diversos escenarios hidrológicos para cada uno de los cuales se realiza una optimización determinística y los resultados se ponderan de acuerdo a la probabilidad asociada a cada escenario.

El modelo lleva en cuenta para cada escenario hidrológico, restricciones operativas tales como el suministro de la demanda, restricciones de balance hídrico en embalses y centrales de pasada en cascada, capacidades máximas y mínimas de generación, capacidad de almacenamiento en los embalses y límites de transmisión entre regiones.

También se representan las restricciones de inversión tales como fechas mínimas y máximas para la toma de decisión de los proyectos y los conjuntos de proyectos asociados o mutuamente exclusivos.

2.2 Breve descripción del sistema y de las variables y restricciones representadas

El sistema existente se compone de un conjunto H de centrales hidroeléctricas e de un conjunto I de centrales térmicas ubicadas en una de las N regiones o subsistemas. Cada subsistema tiene una demanda de energía y existen líneas de interconexión entre cada subsistema que permiten hacer intercambios de energía. Un subconjunto de estas centrales hidros y térmicas y de estas líneas de interconexión compone el sistema existente; las otras forman el conjunto de proyectos candidatos J . Para cada etapa t y para cada proyecto j se asocia una variable de decisión $x(t,j)$. La variable $x(t,j)$ es una variable entera binaria que asume el valor 1 si se decide la construcción del proyecto j en la etapa t , y es igual a cero en el caso contrario.

Asociadas a estas decisiones de inversión existe un conjunto de restricciones que son consideradas por el modelo:

- Fechas de decisión mínimas y máximas;
- Restricciones de proyectos obligatorios;

- Restricciones de proyectos opcionales;
- Restricciones de proyectos mutuamente exclusivos;
- Restricciones de proyectos asociados;
- Restricciones de capacidad instalada mínima.

Para efectos de simplificar la notación y sin pérdida de generalidad se hacen algunos supuestos:

- Todas las centrales hidroeléctricas tienen embalses; las centrales de pasada se representan como embalses con capacidad de almacenamiento nula;
- La demanda es constante a lo largo de toda la etapa (en realidad, el modelo permite representar hasta cinco bloques de demanda);
- Se representa un único escenario hidrológico (en realidad, el modelo permite representar varios escenarios hidrológicos siendo que cada uno tiene una probabilidad de ocurrencia definida por el usuario).

Las variables de decisión operativa se refieren al despacho de los generadores y son básicamente: $g(t,i)$ que representa la generación de la térmica i en la etapa t ; $v(t,i)$ el volumen almacenado al final de la etapa t en el embalse i ; $q(t,i)$ el volumen de agua turbinado en la etapa t por la central hidroeléctrica i ; $s(t,i)$ el volumen de agua vertido en la etapa t por la central i ; y, finalmente, $f(t,k)$ que representa el intercambio de energía en la etapa t por la línea de interconexión k . Dado que las líneas de interconexión entre regiones pueden tener capacidades y/o factores de pérdidas diferentes dependiendo del sentido del flujo, se optó en esta formulación por caracterizar una línea de interconexión como siendo un flujo de un único sentido, a partir del sistema origen $n_o(k)$ hacia su sistema destino $n_d(k)$.

Estas decisiones de operación están sujetas al siguiente conjunto de restricciones:

- Ecuaciones de balance hídrico;
- Restricciones de suministro a la demanda;
- Restricciones de emisión: de (óxidos de nitrógeno) NO_x , (dióxido de carbono) CO_2 y (óxido de azufre) SO_2 ;
- Restricciones de consumo de combustible;
- Límites operativos.

2.3 Diccionario de variables

2.3.1 Conjuntos

T	conjunto de etapas del período de estudio, $T = T $ es el tamaño del conjunto T
N	conjunto de subsistemas o regiones, $N = N $ es el tamaño del conjunto N
J_1	conjunto de proyectos obligatorios
J_2	conjunto de proyectos opcionales
J	conjunto de proyectos, $J = J_1 \cup J_2$, $J = J $ es el tamaño del conjunto J
$J_3(l)$	conjunto de proyectos que participan en la l -ésima restricción de proyectos mutuamente exclusivos
$J_4(l)$	conjunto de proyectos que participan en la l -ésima restricción de proyectos asociados
$J_5(l)$	conjunto de proyectos que participan en la l -ésima restricción de capacidad instalada mínima
$J_6(l)$	conjunto de proyectos que participan en la l -ésima restricción de precedencia. El orden en que aparecen los proyectos en este conjunto define la relación de precedencia
I	conjunto de generadores térmicos, $I = I $ es el tamaño del conjunto I
I_n	conjunto de generadores térmicos del subsistema n
H	conjunto de generadores hidroeléctricos, $H = H $ es el tamaño del conjunto H
H_n	conjunto de generadores hidroeléctricos del subsistema n
K	conjunto de líneas de transmisión entre subsistemas
$E_1(l)$	conjunto de centrales térmicas que participan en la l -ésima restricción de emisión de NO_x
$E_2(l)$	conjunto de centrales térmicas que participan en la l -ésima restricción de emisión de SO_2
$E_3(l)$	conjunto de centrales térmicas que participan en la l -ésima restricción de emisión de CO_2
$F(l)$	conjunto de centrales térmicas que participan de la l -ésima restricción de disponibilidad de combustible

$MT(i)$	conjunto de centrales hidroeléctricas directamente aguas arriba para turbinamiento de la central i
$MV(i)$	conjunto de centrales hidroeléctricas directamente aguas arriba para vertimiento de la central i

2.3.2 Índices

t	indexa las etapas, conjunto T
j	indexa los proyectos candidatos, conjunto J
i	indexa los generadores, conjuntos I o H
k	indexa las interconexiones, conjunto K
n	indexa los subsistemas o regiones, conjunto N
f	indexa los combustibles, conjunto F
l	indexa restricciones en general

2.3.3 Constantes

N_3	número de conjuntos de proyectos mutuamente exclusivos
N_4	número de conjuntos de proyectos asociados
N_5	número de restricciones de capacidad instalada mínima
N_6	número de restricciones de precedencia
NE_1	número de restricciones de emisión de NO_x
NE_2	número de restricciones de emisión de SO_2
NE_3	número de restricciones de emisión de CO_2
NF	número de restricciones de consumo del combustible
$c(t,j)$	valor presente del costo de inversión del proyecto j en la etapa t
$\underline{t}(j)$	fecha mínima para la decisión del proyecto j
$\bar{t}(j)$	fecha máxima para la decisión del proyecto j
$\underline{\tau}(l)$	etapa inicial de la l -ésima restricción de capacidad instalada mínima
$\bar{\tau}(l)$	etapa final de la l -ésima restricción de capacidad instalada mínima

$w(j)$	capacidad instalada del proyecto j
$\underline{w}(l)$	valor de la l -ésima restricción de capacidad instalada mínima
$d(t,i)$	valor presente del costo operativo del generador i en la etapa t
$a(t,i)$	caudal lateral afluente al embalse i en la etapa t
$\rho(i)$	factor de producción promedio de la central hidroeléctrica i
$n_o(k)$	sistema origen de la línea de transmisión k
$n_d(k)$	sistema destino de la línea de transmisión k
$p(k)$	pérdida asociada a la línea de transmisión k
$\bar{f}(k)$	límite de flujo en la línea k en la etapa t
$\bar{g}(i)$	capacidad de generación de la térmica i en la etapa t
$\bar{v}(i)$	capacidad de almacenamiento máximo en el embalse i en la etapa t
$\bar{q}(i)$	capacidad de turbinamiento máximo en el embalse i en la etapa t
$v_0(i)$	volumen inicial en el embalse i en la etapa t
$D(t,n)$	demanda en la etapa t en el subsistema n
$HR(i)$	consumo específico de la central térmica i
$e(i,1)$	factor de emisión de NO_x de la central térmica i
$e(i,2)$	factor de emisión de SO_2 de la central térmica i
$e(i,3)$	factor de emisión de CO_2 de la central térmica i
$fuel(i)$	indica el combustible de la central térmica i
$ECnt(f)$	poder calórico del combustible f
$E_1(t,l)$	límite de emisión de la l -ésima restricción de emisión de NO_x en la etapa t
$E_2(t,l)$	límite de emisión de la l -ésima restricción de emisión de SO_2 en la etapa t
$E_3(t,l)$	límite de emisión de la l -ésima restricción de emisión de CO_2 en la etapa t
$F(t,l)$	límite de disponibilidad del combustible en la l -ésima restricción de consumo de combustible en la etapa t

2.3.4 Variables

$x(t,j)$	variable binaria asociada a la decisión de construir el proyecto j en la etapa t
$g(t,i)$	generación del generador i en la etapa t
$f(t,k)$	flujo de energía en la línea k en la etapa t
$v(t,i)$	volumen final en el embalse i en la etapa t
$q(t,i)$	volumen turbinado en el embalse i en la etapa t
$s(t,i)$	volumen vertido en el embalse i en la etapa t

2.3.5 Notación

$y(j)$	suma de las variables de decisión asociadas al proyecto j durante el intervalo de fechas permitidas $[\underline{t}(j), \bar{t}(j)]$, i.e. $y(j) = \sum_{t=\underline{t}(j)}^{\bar{t}(j)} x(t,j)$
$y(t,j)$	suma de las variables de decisión asociadas al proyecto j hasta la etapa t , i.e. $y(t,j) = \sum_{\tau=\underline{t}(j)}^t x(\tau,j)$, $t \in T$

2.4 Formulación

El problema de planificación de la expansión de la generación y la transmisión se plantea como un problema de programación matemática donde la función objetivo es:

$$\text{Minimizar} \quad \sum_{t \in T} \sum_{j \in J} c(t,j) \times x(t,j) + \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} d(t,i) \times g(t,i), \quad (2.1)$$

sujeto a restricciones como:

Fechas de decisión mínimas y máximas:

$$x(t,j) = 0, \forall t \notin [\underline{t}(j), \bar{t}(j)]$$

Restricciones de proyectos obligatorios:

$$\sum_{t=\underline{t}(j)}^{\bar{t}(j)} x(t,j) = 1, \forall j \in J_1$$

Restricciones de proyectos opcionales:

$$\sum_{t \in \bar{1}(j)} x(t,j) \leq 1, \forall j \in J_2$$

Restricciones de proyectos mutuamente exclusivos:

$$\sum_{j \in J_3(l)} y(j) \leq 1, l = 1, \dots, N_3$$

Restricciones de proyectos asociados:

$$y(j_1) = y(j_2), \forall j_1, j_2 \in J_4(l), l = 1, \dots, N_4$$

Restricciones de capacidad instalada mínima:

$$\sum_{t \in \bar{1}(l)} \sum_{j \in J_5(l)} w(j) \times x(t,j) \geq \underline{w}(k), l = 1, \dots, N_5$$

Restricciones de precedencia:

$$y(t,j_{i+1}) - y(t,j_i) \geq 0, \forall j_i \in J_6(l), \forall t \in T, l = 1, \dots, N_6$$

Ecuaciones de balance hídrico:

$$v(t,i) - v(t-1,i) + q(t,i) + s(t,i) - \sum_{j \in \text{MT}(i)} q(t,j) - \sum_{j \in \text{MV}(i)} s(t,j) = a(t,i)$$

$$\forall t \in T, \forall i \in H$$

Restricciones de suministro a la demanda:

$$\sum_{i \in I_n} g(t,i) + \sum_{i \in H_n} \rho(i) q(t,i) - \sum_{k \in K | n_0(k)=n} f(t,k) + \sum_{k \in K | n_d(k)=n} (1 - p(k)) f(t,k) = D(t,n)$$

$$\forall t \in T, n \in N$$

Restricciones de emisión:

$$\sum_{i \in E_1(l)} e(i,1) \times g(t,i) \leq E_1(t,l), \forall t \in T, l = 1, \dots, NE_1$$

$$\sum_{i \in E_2(l)} e(i,2) \times g(t,i) \leq E_2(t,l), \forall t \in T, l = 1, \dots, NE_2$$

$$\sum_{i \in E_3(l)} e(i,3) \times g(t,i) \leq E_3(t,l), \forall t \in T, l = 1, \dots, NE_3$$

Restricciones de disponibilidad de los combustibles:

$$\sum_{i \in F(l)} \frac{HR(i) \times g(t,i)}{ECnt(fuel(i))} \leq F(t,l), \forall t \in T, l = 1, \dots, NF$$

Límites operativos:

$$g(t,i) \leq \bar{g}(i), \forall i \in I \mid i \notin J$$

$$g(t,i) - \bar{g}(i) \times y(t,i) \leq 0, \forall i \in I \mid i \in J$$

$$v(t,i) \leq \bar{v}(i), \forall i \in H \mid i \notin J$$

$$v(t,i) - \bar{v}(i) \times y(t,i) \leq 0, \forall i \in H \mid i \in J$$

$$q(t,i) \leq \bar{q}(i), \forall i \in H \mid i \notin J$$

$$q(t,i) - \bar{q}(i) \times y(t,i) \leq 0, \forall i \in H \mid i \in J$$

$$f(t,i) \leq \bar{f}(i), \forall i \in K \mid i \notin J$$

$$f(t,i) - \bar{f}(i) \times y(t,i) \leq 0, \forall i \in K \mid i \in J$$

Restricciones de volumen inicial:

$$v(0,i) = v_0(i), \forall i \in H$$

Restricciones de integridad de las variables de decisión

$$x(t,j) \in \{0,1\}, \forall t \in T, \forall j \in J$$

Como se puede observar este es un problema entero mixto de gran escala. El número de variables enteras depende del número de proyectos considerados y del horizonte del estudio. El número de variables continuas y restricciones también puede ser muy grande dependiendo de la dimensión del problema: número de subsistemas o regiones, número de centrales hidroeléctricas, térmicas e interconexiones. El problema se torna más complejo cuando se considera la estructura de la demanda por bloques, pues el número de variables y restricciones aumenta.

Sin embargo se observa que el problema tiene una estructura de bloques:

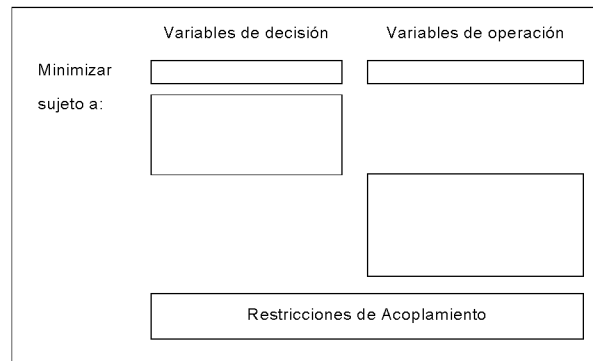


Figura 2.1: estructura (bloques) del problema de expansión

Esta estructura sugiere el uso de técnicas de descomposición. En este modelo se aplica el algoritmo de descomposición de Benders que se explica en el capítulo siguiente.

3 METODOLOGÍA DE DECOMPOSICIÓN

3.1 Planteamiento del Problema Determinístico

El problema de expansión de la generación e interconexión de un sistema de energía (2.1) se puede plantear de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & z(x) = c(x) + w(x), \text{ sujeto a} \\ & x \in X \end{aligned} \quad (3.1)$$

La matriz de variables binarias $x = (x(t,j))$ representa las decisiones de inversión. Como fue definido en el capítulo anterior $x(t,j) = 1$ indica que el proyecto j va a ser construido en la etapa t .

El conjunto X representa las decisiones de inversión factibles, esto es, que atienden a las restricciones de capacidad instalada mínima, restricciones de proyectos asociados y exclusivos, etc.

Finalmente, las funciones $c(x)$ y $w(x)$ representan respectivamente los costos de inversión y operación asociados a la alternativa de expansión x , como se muestra en la Figura 3.1.

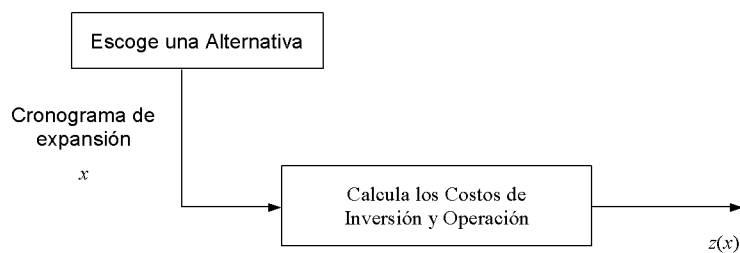


Figura 3.1 - Proceso de Planeación - Un Escenario

El proceso de optimización se ilustra en la Figura 3.2

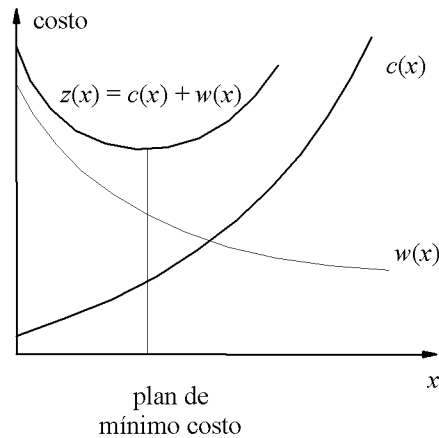


Figura 3.2 - Proceso de Optimización Determinístico

Se observa que la función de costo de inversión $c(x)$ es conocida, mientras la función operativa $w(x)$ se representa de manera indirecta como la solución del problema operativo.

El costo operativo $w(x)$ corresponde a la solución del siguiente problema de programación lineal escrito de manera matricial:

$$\begin{aligned}
 w(x) = \text{Min } & dy, \text{ sujeto a:} \\
 & Fy \geq h - Ex \\
 & y \geq 0
 \end{aligned} \tag{3.2}$$

donde el vector y representa las variables operativas (volúmenes almacenados, turbinados y vertidos, generación térmica, déficit etc.). Las restricciones $Fy \geq h - Ex$ representan las ecuaciones operativas (balance hídrico, suministro a la demanda y límites de generación e interconexión entre sistemas).

La metodología de solución adoptada en el OPTGEN, conocida como descomposición de Benders, construye la función $w(x)$ a partir de la solución iterativa de una aproximación del problema de expansión (3.1) y del problema operativo (3.2).

3.2 Características de la Función $w(x)$

El dual del problema operativo (3.2) es:

$$\begin{aligned}
 w(x) = \text{Max } & \pi (h - Ex), \text{ sujeto a:} \\
 & \pi F \leq d \\
 & \pi \geq 0
 \end{aligned} \tag{3.3}$$

De la teoría de programación lineal se puede afirmar que las soluciones óptimas del problema dual (3.3) y del problema operativo (3.2), conocido como primal, tienen el mismo valor. Además, las variables duales π corresponden al vector de multiplicadores simplex asociados a las restricciones del problema primal (3.2) en la solución óptima.

Sea $I1 = \{\pi^i, i = 1, \dots, r\}$ el conjunto de soluciones básicas viables del problema dual (3.3). Se observa que este conjunto no depende de la decisión de inversión x . Por lo tanto, se podría obtener la solución óptima del dual por enumeración:

$$w(x) = \text{Max} \{ \pi^i (h - E x), \pi^i \in I1 \} \quad (3.4)$$

El problema (3.4) puede ser escrito de manera equivalente como:

$$\begin{aligned} w(x) = & \text{Mín } \alpha, \text{ sujeto a:} \\ & \alpha \geq \pi^1 (h - E x) \\ & \alpha \geq \pi^2 (h - E x) \\ & \dots \\ & \alpha \geq \pi^r (h - E x) \end{aligned} \quad (3.5)$$

donde α es una variable escalar no restringida (positiva o negativa). En efecto, dado que α debe exceder cada una de las restricciones $\alpha \geq \pi^i (h - E x)$, debe en particular exceder el máximo de estos valores. Como el objetivo es minimizar α , resulta que ésta será igual a $\text{Max} \{ \pi^i (h - E x) \}$. Así queda demostrada la equivalencia con la formulación (3.4).

La ventaja de la formulación (3.5) es que caracteriza la función $w(x)$ como siendo una función lineal por partes, como se ilustra en la Figura 3.3:

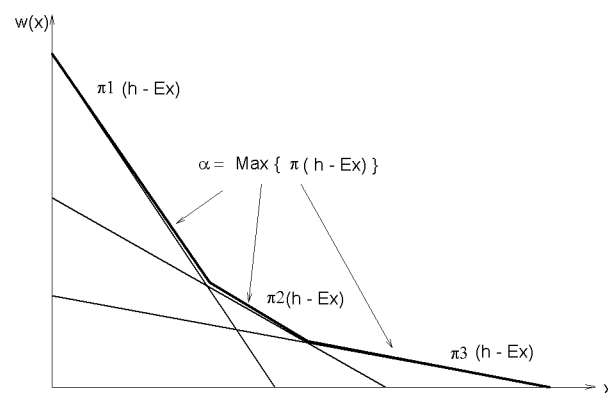


Figura 3.3 - Gráfico de la función $w(x)$

3.3 Cálculo del Problema de Inversión Aproximado

Substituyendo la expresión (3.5) en el problema de expansión (3.1), se obtiene:

$$\begin{aligned} \text{Mín} \quad & c(x) + \alpha, \text{ sujeto a:} \\ & \alpha \geq \pi^i (h - E x), i = 1, \dots, r \\ & x \in X \end{aligned} \quad (3.6)$$

El número de restricciones $\alpha \geq \pi^i (h - E x)$ en el problema (3.6) puede ser muy elevado. Sin embargo, sólo algunas de estas restricciones estarán activas (esto es, atendidas en la igualdad) en la solución óptima; las demás pueden ser relajadas sin afectar la solución.

El algoritmo de descomposición de Benders, presentado a continuación, se basa en la relajación del problema (3.6) y en la generación de las restricciones $\alpha \geq \pi^i (h - E x)$ a partir de la solución del problema operativo (3.2).

3.4 Algoritmo de Descomposición

1. Inicialice : número de iteraciones $v = 0$; límite superior $\bar{z} = +\infty$; tolerancia para convergencia ξ (dato de entrada)
2. Actualice el número de iteraciones $v = v + 1$ y resuelva el problema aproximado de inversión:

$$\begin{aligned} z = \quad \text{Mín} \quad & c x + \alpha, \text{ sujeto a:} \\ & \alpha \geq \pi^\mu (h - E x), \mu = 1, \dots, v-1 \\ & x \in X \end{aligned} \quad (3.7)$$

3. Sea $\{x^v, \alpha^v\}$ la solución óptima de (3.7). Dado que este problema es una relajación del problema original (3.6), su valor óptimo es un límite inferior del óptimo original. Calcule el límite inferior \underline{z} :

$$\underline{z} = c x^v + \alpha^v \quad (3.8)$$

4. Resuelva el problema operativo:

$$\begin{aligned} w(x^v) = \quad \text{Mín} \quad & dy, \text{ sujeto a:} \\ & F y \geq h - E x^v \\ & y \geq 0 \end{aligned} \quad (3.9)$$

5. Sea y^v la solución óptima de (3.9). El conjunto (x^v, y^v) es una solución factible del problema original (3.6), pero no necesariamente la solución óptima. Dado que el

costo de una solución factible es por definición superior al costo de la solución óptima, el valor

$$\bar{z} = \text{Min} \{ \bar{z}, c x^v + d y^v \} \quad (3.10)$$

es un límite superior de la solución óptima del problema original.

6. Si $\bar{z} - \underline{z} \leq \xi$, el problema está resuelto; la solución asociada a \bar{z} es una solución ξ -óptima. En caso contrario, genere la siguiente restricción lineal, conocida como corte de Benders:

$$\alpha \geq \pi^v (h - E x) \quad (3.11)$$

donde π^v es el vector de multiplicadores simplex asociado a las restricciones del problema operativo (3.9), y regrese al paso 2.

3.5 Interpretación Geométrica del Algoritmo

A partir de la igualdad de las soluciones primal y dual del problema operativo (3.3) se puede obtener una manera alternativa para escribir los cortes de Benders, como ilustrada a continuación:

$$w(x^*) = \pi^* (h - E x^*) \quad (3.12)$$

De donde se tiene una expresión para $\pi^* h$:

$$\pi^* h = w(x^*) + \pi^* E x^* \quad (3.13)$$

Substituyendo (3.13) en la expresión del corte de Benders $\alpha \geq \pi^* (h - E x)$, se obtiene:

$$\alpha \geq w(x^*) - \pi^* E (x - x^*) \quad (3.14)$$

Se puede llegar a esta expresión alternativa del corte de Benders, mediante otra deducción. Considere la función:

$$H(x) = h - E x \quad (3.15)$$

que define el lado derecho de las restricciones del problema operativo (3.3). Si π^* es el vector de variables duales asociado a la solución óptima de este problema, entonces se sabe que:

$$\left. \frac{\partial w(x)}{\partial H(x)} \right|_{x=x^*} = \pi^* \quad (3.16)$$

Utilizando la regla de la cadena, se puede deducir la derivada de $w(x)$ con respecto a x :

$$\left. \frac{\partial w(x)}{\partial x} \right|_{x=x^*} = \left. \frac{\partial w(x)}{\partial H(x)} \right|_{x=x^*} \times \left. \frac{\partial H(x)}{\partial x} \right|_{x=x^*} = - \pi^* E \quad (3.17)$$

Dado que $w(x)$ es una función lineal por partes, la expresión (3.17) corresponde a un subgradiente de $w(x)$ en el punto $x = x^*$. Por lo tanto, se puede afirmar que:

$$w(x) \geq w(x^*) + \left. \frac{\partial w(x)}{\partial x} \right|_{x=x^*} (x - x^*) \tag{3.18}$$

Denotando $\alpha = w(x)$, resulta la expresión (3.14).

De (3.18), se observa que el corte de Benders se interpreta como una aproximación lineal de la función de costo operativo $w(x)$ alrededor del vector de decisiones producido por el problema de inversión (3.7).

3.6 Expresión Alternativa para el Problema Aproximado de Inversión

Substituyendo (3.14) en el problema de expansión aproximado (3.7), resulta:

$$\begin{aligned} z = \quad & \text{Min} \quad c x + \alpha, \text{ sujeto a:} \\ & \alpha \geq w(x^\mu) + \lambda(x^\mu) (x - x^\mu), \mu = 1, \dots, v \\ & x \in X \end{aligned} \tag{3.19}$$

donde $\lambda(x^\mu) = -\pi^\mu E$, $\mu = 1, \dots, v$.

El proceso de descomposición se ilustra en la Figura 3.4

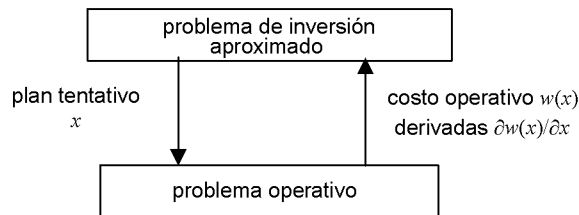


Figura 3.4 - Proceso de Descomposición

4 APLICACIÓN AL PROBLEMA DE PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN

4.1 Aplicación de la Metodología de Descomposición

Se presenta a continuación la aplicación de la metodología de descomposición de Benders al problema de expansión (2.1).

Como discutido en el capítulo anterior, el problema operativo se resuelve para cada propuesta de inversión. El corte de Benders se construye a partir del costo óptimo y del vector de multiplicadores simplex del problema operativo.

Este corte se añade como una restricción lineal del problema aproximado de inversión, que a su vez produce una nueva propuesta de inversión.

4.1.1 Problema Operativo

Dado un plan de expansión x^v , el problema operativo se plantea como la minimización del costo operativo, sujeto a las restricciones de balance hídrico, suministro a la demanda, restricciones de emisión y límites operativos:

$$w(x^v) = \text{Min} \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} d(t,i) \times g(t,i), \text{ sujeto a:} \quad (4.1)$$

Ecuaciones de balance hídrico:

$$v(t,i) - v(t-1,i) + q(t,i) + s(t,i) - \sum_{j \in \text{MT}(i)} q(t,j) - \sum_{j \in \text{MV}(i)} s(t,j) = a(t,i)$$

$$\forall t \in T, \forall i \in H$$

Restricciones de suministro a la demanda:

$$\sum_{i \in I_n} g(t,i) + \sum_{i \in H_n} \rho(i) q(t,i) - \sum_{k \in K|n_d(k)=n} f(t,k) + \sum_{k \in K|n_g(k)=n} (1 - p(k)) f(t,k) = D(t,n)$$

$$\forall t \in T, n \in N$$

Restricciones de emisión:

$$\sum_{i \in E_1(l)} e(i,1) \times g(t,i) \leq E_1(t,l), \forall t \in T, l=1, \dots, NE_1$$

$$\sum_{i \in E_2(l)} e(i,2) \times g(t,i) \leq E_2(t,l), \forall t \in T, l=1, \dots, NE_2$$

$$\sum_{i \in E_3(l)} e(i,3) \times g(t,i) \leq E_3(t,l), \forall t \in T, l=1, \dots, NE_3$$

Restricciones de volumen inicial:

$$v(0,i) = v_0(i), \forall i \in H$$

Límites operativos:

$$g(t,i) \leq \bar{g}(i), \forall i \in I \mid i \notin J$$

$$g(t,i) - \bar{g}(i) \times y(t,i) \leq 0, \forall i \in I \mid i \in J$$

$$v(t,i) \leq \bar{v}(i), \forall i \in H \mid i \notin J$$

$$v(t,i) - \bar{v}(i) \times y(t,i) \leq 0, \forall i \in H \mid i \in J$$

$$q(t,i) \leq \bar{q}(i), \forall i \in H \mid i \notin J$$

$$q(t,i) - \bar{q}(i) \times y(t,i) \leq 0, \forall i \in H \mid i \in J$$

$$f(t,i) \leq \bar{f}(i), \forall i \in K \mid i \notin J$$

$$f(t,i) - \bar{f}(i) \times y(t,i) \leq 0, \forall i \in K \mid i \in J$$

donde $y(t,j)$, definido de acuerdo con la notación definida en 2.3.5, es:

$$y(t,j) = \sum_{\tau=\underline{t}(j)}^t x(\tau,j), t \in T$$

4.1.2 Cálculo del Corte de Benders

En el problema operativo (4.1) solamente las restricciones de límites de generación para los proyectos térmicos, límites de almacenamiento y turbinamiento para los proyectos hidro y límites de flujo para los proyectos de interconexión dependen de las decisiones de inversión x^v . Por facilidad de notación, se describen estas restricciones en la forma padrón de la programación lineal:

Variables
Duales

$$\begin{aligned}
 -g(t,i) &\geq -\bar{g}(i) \times y^v(t,j), \forall i \in I | j \in J, t \in T && \pi^g(t,i) \\
 -v(t,i) &\geq -\bar{v}(i) \times y^v(t,j), \forall i \in H | j \in J, t \in T && \pi^v(t,i) \\
 -q(t,i) &\geq -\bar{q}(i) \times y^v(t,j), \forall i \in H | j \in J, t \in T && \pi^q(t,i) \\
 -f(t,k) &\geq -\bar{f}(k) \times y^v(t,j), \forall k \in K | j \in J, t \in T && \pi^f(t,i)
 \end{aligned}
 \tag{4.2}$$

donde $\pi^g(t,i)$, $\pi^v(t,i)$, $\pi^q(t,i)$ y $\pi^f(t,i)$ son las variables duales asociadas a las restricciones en la solución óptima.

Aplicando la regla de la cadena, resulta que la derivada asociada a una decisión térmica $x(t,i)$ es:

$$\left. \frac{\partial w(x)}{\partial x(t,i)} \right|_{x=x^v} = \sum_{\tau=t}^T \pi^g(\tau,i) (-\bar{g}(i)) = -\bar{g}(i) \sum_{\tau=t}^T \pi^g(\tau,i)
 \tag{4.3}$$

La derivada de w con respecto a la variable de inversión para un proyecto hidro i , $x(t,i)$, es:

$$\begin{aligned}
 \left. \frac{\partial w(x)}{\partial x(t,i)} \right|_{x=x^v} &= \sum_{\tau=t}^T \pi^v(\tau,i) (-\bar{v}(i)) + \sum_{\tau=t}^T \pi^q(\tau,i) (-\bar{q}(i)) \\
 &= -(\bar{v}(i) \sum_{\tau=t}^T \pi^v(\tau,i) + \bar{q}(i) \sum_{\tau=t}^T \pi^q(\tau,i))
 \end{aligned}
 \tag{4.4}$$

Finalmente, la derivada con respecto a la variable de inversión asociada a un proyecto de interconexión i , $x(t,i)$, es:

$$\left. \frac{\partial w(x)}{\partial x(t,i)} \right|_{x=x^v} = \sum_{\tau=t}^T \pi^f(\tau,k) (-\bar{f}(k)) = -\bar{f}(k) \sum_{\tau=t}^T \pi^f(\tau,k)
 \tag{4.5}$$

Denotando:

$$\lambda^v(t,j) = \left. \frac{\partial w(x)}{\partial x(t,j)} \right|_{x=x^v}$$

el corte de Benders se calcula como:

$$\alpha \geq w(x^v) + \sum_{t \in T} \sum_{j \in J} \lambda^v(t,j) (x(t,j) - x^v(t,j))
 \tag{4.5}$$

Agregando los valores conocidos como:

$$r^v = w(x^v) - \sum_{t \in T} \sum_{j \in J} \lambda^v(t,j) x^v(t,j)
 \tag{4.6}$$

y pasando las variables para el lado izquierdo, resulta:

$$\alpha - \sum_{t \in T_j \in J} \sum \lambda^v(t_j) x(t_j) \geq r^v \quad (4.7)$$

4.1.3 Problema Aproximado de Expansión

El objetivo del problema aproximado de expansión es minimizar la suma de los costos actualizados de inversión de los proyectos hidro, térmicos y de interconexión más el valor aproximado del costo operativo (α), sujeto a las restricciones de integralidad, unicidad y fechas límite de los proyectos y demás restricciones. A cada iteración del algoritmo de descomposición se añade una nueva restricción a este problema, calculada a partir del problema operativo.

El problema aproximado para la v -ésima iteración se plantea como:

$$\text{Minimizar} \quad \sum_{t \in T_j \in J} \sum c(t_j) \times x(t_j) + \alpha, \quad (4.8)$$

sujeto a:

Fechas de decisión mínimas y máximas:

$$x(t_j) = 0, \forall t \notin [\underline{t}(j), \bar{t}(j)]$$

Restricciones de proyectos obligatorios:

$$\sum_{t=\underline{t}(j)}^{\bar{t}(j)} x(t_j) = 1, \forall j \in J_1$$

Restricciones de proyectos opcionales:

$$\sum_{t=\underline{t}(j)}^{\bar{t}(j)} x(t_j) \leq 1, \forall j \in J_2$$

Restricciones de proyectos mutuamente exclusivos:

$$\sum_{j \in J_3(l)} y(j) \leq 1, l = 1, \dots, N_3$$

Restricciones de proyectos asociados:

$$y(j_1) = y(j_2), \forall j_1, j_2 \in J_4(l), l = 1, \dots, N_4$$

Restricciones de capacidad instalada mínima:

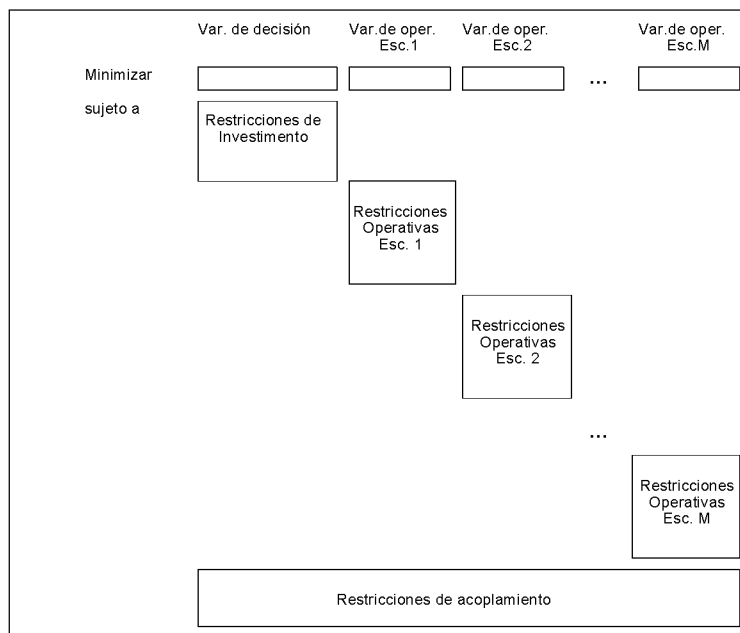
$$\sum_{t=\underline{t}(l)}^{\bar{t}(l)} \sum_{j \in J_5(l)} w(j) \times x(t_j) \geq \underline{w}(k), l = 1, \dots, N_5$$

Cortes de Benders:

$$\alpha - \sum_{t \in T_j \in J} \lambda^\mu(t, j) x(t, j) \geq r^\mu, \mu = 1, \dots, v$$

5 CRITERIO DE VALOR ESPERADO

El algoritmo de Benders también se aplica a problemas de planeamiento con múltiples escenarios. En estos problemas la estructura de bloques se torna todavía más evidente.



La expansión óptima con criterio de valor esperado se plantea como:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & c(x) + \bar{w}(x), \text{ sujeto a:} \\ & x \in X \end{aligned} \tag{5.1}$$

donde $c(x)$ y $\bar{w}(x)$ son respectivamente el costo de inversión y el costo promedio de operación de la alternativa x :

$$\bar{w}(x) = \sum_{m=1}^M p_m w_m(x) \tag{5.2}$$

donde p_m es la probabilidad del escenario m . Dada una decisión x^* , el problema operativo para cada escenario m , con $m = 1, \dots, M$, se plantea como el siguiente problema de optimización:

$$\begin{aligned}
 w_m(x^*) = \text{Mín } & d_m y_m, \text{ sujeto a:} && \text{Variables} \\
 & && \text{Duales} \\
 & F_m y_m \geq h_m - E_m x^* && \pi_m^* \quad (5.3) \\
 & y_m \geq 0 &&
 \end{aligned}$$

El corte de Benders asociado a cada problema operativo se obtiene de (5.3):

$$\alpha \geq w_m(x^*) + \lambda_m(x^*) (x - x^*), \quad m = 1, \dots, M \quad (5.4)$$

donde $\lambda_m(x^*) = -\pi_m^* E_m$. Como la expresión (5.2) es lineal, el corte de Benders es el promedio de los cortes. Definiendo:

$$\bar{\lambda}(x^*) = \sum_{m=1}^M p_m \lambda_m(x^*) \quad (5.5)$$

Entonces:

$$\alpha \geq \bar{w}_m(x^*) + \bar{\lambda}(x^*) (x - x^*) \quad (5.6)$$

Substituyendo $\bar{w}(x)$ en (5.1) por los cortes (5.6) generados a cada iteración del algoritmo de descomposición, se obtiene el problema relajado de expansión:

$$\begin{aligned}
 \text{Mín } & c(x) + \alpha, \text{ sujeto a:} \\
 & \alpha \geq \bar{w}_m(x^\mu) + \bar{\lambda}(x^\mu) (x - x^\mu), \quad \mu = 1, \dots, v \quad (5.7) \\
 & x \in X
 \end{aligned}$$

El proceso de descomposición se ilustra en la Figura 5.1.

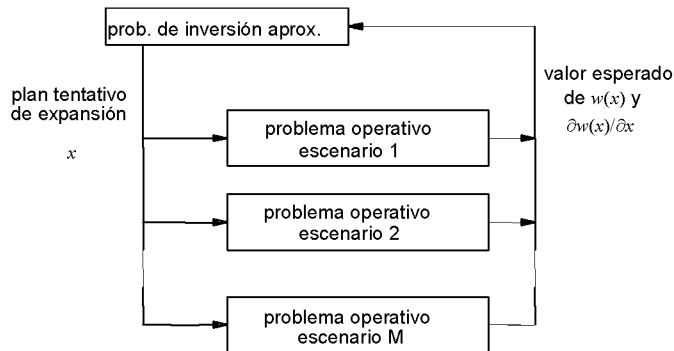


Figura 5.1 - Esquema de Descomposición para Múltiples Escenarios

6 ASPECTOS DE MODELACIÓN

6.1 Generalidades

6.1.1 Tasa de interés

El modelo recibe como dato de entrada la tasa de interés anual. Si las etapas de decisión de la inversión y/o de la operación no son anuales, entonces las tasas de interés deben ser recalculadas. Por ejemplo, sea ts^A la tasa de interés anual, si la operación es en base mensual la tasa de interés mensual ts^M se calcula de la siguiente manera:

$$\frac{1}{1+ts^A} = \frac{1}{(1+ts^M)^{12}}$$

Por lo tanto, la tasa de interés mensual es:

$$ts^M = (1 + ts^A)^{1/12} - 1$$

6.2 Módulo de inversión

6.2.1 Cálculo de los costos de las decisiones de inversión

Para cada proyecto el modelo lee los siguientes datos:

Costo de inversión (M\$):	c_1
Costo de integración eléctrica (\$/KW):	c_2
Costo de operación y mantenimiento (\$/KW):	c_3
Capacidad instalada (MW)	P
Vida útil (años)	L

Esquema de desembolsos:

Número de desembolsos	N
Año relativo de entrada en operación	n_0

Desembolsos (%)

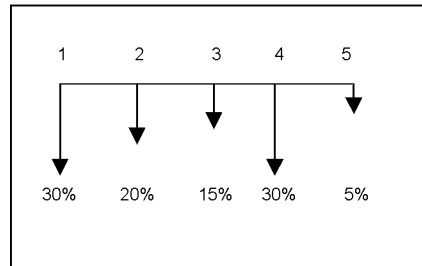
 $p_n, n = 1, \dots, N$ 

Figura 6.1: ejemplo de un esquema de desembolso de un proyecto

Además se tiene la siguiente información:

Tasa de interés (%)

 tx^A

Duración del estudio (años)

T

Para calcular el costo de la decisión de construir cada proyecto en la etapa t , se procede de la siguiente manera:

Se refiere el costo de inversión del proyecto más el costo de integración eléctrica al año de entrada en operación utilizando el cronograma de desembolsos.

$$c^{(1)} = \left(c_1 + \frac{c_2 \times P}{1000} \right) \times \sum_{n=1}^N \frac{p_n}{100} (1+tx^A)^{(n_0-n)}$$

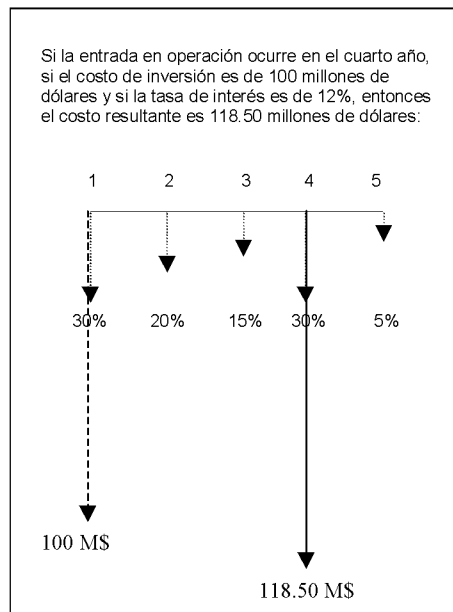


Figura 6.2 – costo de inversión en la fecha de entrada en operación

Se calcula el costo de inversión anual que representa un flujo de desembolsos periódicos durante la vida útil del equipo y que corresponde al costo de inversión total. A este valor se le suma el costo de operación y mantenimiento.

$$c^{(2)} = c^{(1)} \times \frac{tx^A(1+tx^A)^L}{(1+tx^A)^L - 1} + \frac{c_3 \times P}{1000}$$

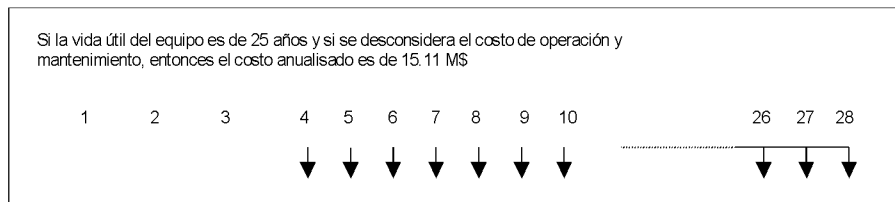


Figura 6.3 – costo de inversión anual

Se refiere el costo anual al año de la decisión:

$$c^{(3)} = c^{(2)} \times \frac{1}{(1+tx^A)^{(n0-1)}}$$

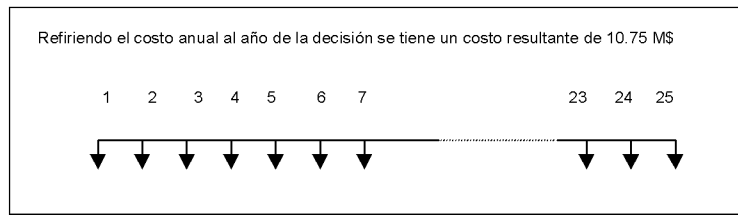


Figura 6.4 – costo de inversión anual en el año de la decisión

El cálculo del costo de inversión en la etapa t considera que los desembolsos anuales:

- se inician en el año de entrada en operación;
- se interrumpen al final del estudio o al término de la vida útil;
- se realizan al final de cada año.

Por lo tanto el costo de inversión en la etapa t corresponde al valor presente de una serie finita de desembolsos cuyo número de parcelas es $t' = \min\{T - (t + n_0 - 1) + 1, L\}$. Entonces calculamos el valor presente neto de este flujo de caja.

$$c^{(4)} = c^{(3)} \times \frac{(1+tx^A)^{t'} - 1}{tx^A \times (1+tx^A)^{t'}}$$

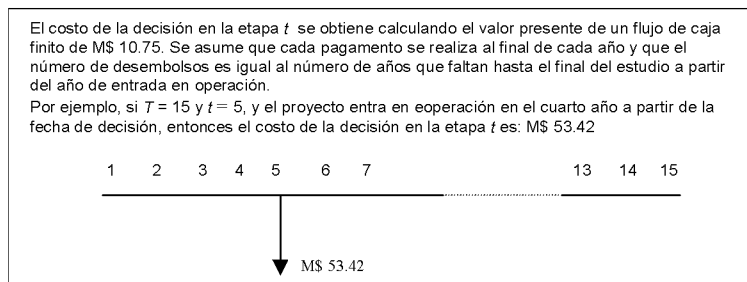


Figura 6.5 – costo de la decisión en la etapa t

De manera a poder comparar las diferentes alternativas de decisión a lo largo de las etapas del estudio todos los costos de las decisiones se refieren al primer año del estudio.

$$c^{(5)} = c^{(4)} \times \frac{1}{(1+tx^A)^{(t-1)}}$$

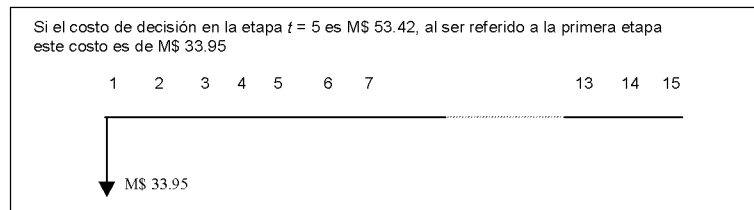


Figura 6.6 – costo de la decisión en la etapa t referido a la primera etapa

6.2.2 Restricciones de proyectos asociados

La función de las restricciones de proyectos asociados es representar que un grupo de proyectos tienen una sola decisión de inversión, esto es, o todo el grupo de proyectos (o ninguno proyecto) es considerado en el cronograma óptimo de expansión.

Para la definición de una restricción de proyectos asociados es necesario sola la relación de proyectos cuya decisión de inversión esta relacionada. La formulación matemática de estas restricciones en el modelo de inversión es:

$$y(j_1) = y(j_2), \forall j_1, j_2 \in J_4(l), l = 1, \dots, N_4$$

donde,

- N_4 número de conjuntos de proyectos asociados
- $y(t,j)$ suma de las variables de decisión asociadas al proyecto j hasta la etapa t , i.e. $y(t,j) = \sum_{\tau=t(j)}^t x(\tau,j), t \in T$
- $x(t,j)$ variable binaria asociada a la decisión de construir el proyecto j en la etapa t
- $J_4(l)$ conjunto de proyectos que participan en la l -ésima restricción de proyectos asociados

Es importante fijar que este tipo de restricción no relaciona las decisiones de inversión entre dos proyectos en cada una de las etapas, pero en todas las etapas del problema de inversión. Por lo tanto, dos proyectos asociados pueden ser considerados en el cronograma óptimo de inversión en diferentes etapas, desde que ambos sean incluidos. Case se requiera que la decisión de inversión de los proyectos sean relacionadas en cada una de las etapas, esto es, se los proyectos deben entrar en operación en la misma etapa, además de las restricciones de proyectos asociados es necesario también especificar restricciones de precedencia entre los proyectos.

6.2.3 Restricciones de proyectos mutuamente exclusivos

La función de las restricciones de proyectores mutuamente exclusivos es representar que la decisión de inversión de dos proyectos es mutuamente exclusiva, esto es,

solamente uno de los proyectos puede ser considerado en el cronograma optimo de expansión.

Los datos necesarios para definir una de estas restricciones comprenden solamente la definición del conjunto de proyectos que participan de la restricción. La formulación matemática es:

$$\sum_{j \in J_3(l)} y(j) \leq 1, l = 1, \dots, N_3$$

donde,

N_3	número de conjuntos de proyectos mutuamente exclusivos
$y(t,j)$	suma de las variables de decisión asociadas al proyecto j hasta la etapa t , i.e. $y(t,j) = \sum_{\tau=t(j)}^t x(\tau,j), t \in T$
$x(t,j)$	variable binaria asociada a la decisión de construir el proyecto j en la etapa t
$J_3(l)$	conjunto de proyectos que participan en la l -ésima restricción de proyectos mutuamente exclusivos

6.2.4 Restricciones de precedencia entre proyectos

La función de las restricciones de precedencia entre proyectos es representar restricciones cronológicas para la entrada en operación entre proyectos, por ejemplo, la construcción de nuevas unidades generadoras en un sistema exportador de energía debe estar asociada a la construcción de la línea de transmisión y la entrada en operación de la línea debe anteceder a la entrada en operación de las unidades generadoras.

Los datos necesarios para definir restricciones de precedencia entre proyectos comprenden solamente la definición del conjunto de proyectos que participan de la restricción. La formulación matemática es:

$$y(t,j_{i+1}) - y(t,j_i) \geq 0, \forall j_i \in J_6(l), \forall t \in T, l = 1, \dots, N_6$$

donde,

N_6	número de conjuntos de proyectos mutuamente exclusivos
$y(t,j)$	suma de las variables de decisión asociadas al proyecto j hasta la etapa t , i.e. $y(t,j) = \sum_{\tau=t(j)}^t x(\tau,j), t \in T$
$x(t,j)$	variable binaria asociada a la decisión de construir el proyecto j en la etapa t

$J_6(l)$ conjunto de proyectos que participan en la l -ésima restricción de precedencia. El orden en que aparecen los proyectos en este conjunto define la relación de precedencia

6.2.5 Entendiendo el archivo `outdisbu.csv`

El archivo de salida `outdisbu.csv` muestra los desembolsos para cada proyecto y para etapa de decisión. Por ejemplo, supongamos un estudio de planeamiento de la expansión de 15 años con tres proyectos candidatos. La tasa de interés considerada es de 12%. El primer proyecto candidato tiene las características del proyecto utilizado en el ejemplo del ítem anterior con la explicación sobre el cálculo de los costos de inversión. Supongamos que la decisión óptima es construir este proyecto en la etapa 5., es decir en Enero de 2006. Entonces se tendrá un flujo de caja de M\$ 10.75 desde el final de ese año hasta el final del estudio. Como fue explicado en el ítem anterior el valor presente de esta inversión es de M\$ 40.57. El segundo proyecto tiene un costo anual de M\$ 48.25 y la decisión óptima es construirlo en la primera etapa por lo tanto el valor presente es de M\$ 328.65. Para el tercer proyecto el costo de inversión anual es de M\$ 4.80 y la programación óptima para este proyecto es en el noveno año. De esta manera el valor presente resultante es M\$ 8.85. Finalmente se observa que el valor presente del costo de inversión del cronograma óptimo es M\$ 378.07. Este valor corresponde al costo de inversión de la última iteración de la descomposición de Benders que aparece en reporte de convergencia en el archivo `optgen.log`.

Etapas	Proyecto 1	Proyecto 2	Proyecto 3	Total
Ene-02	0.00	48.25	0.00	48.25
Ene-03	0.00	48.25	0.00	48.25
Ene-04	0.00	48.25	0.00	48.25
Ene-05	0.00	48.25	0.00	48.25
Ene-06	10.75	48.25	0.00	59.00
Ene-07	10.75	48.25	0.00	59.00
Ene-08	10.75	48.25	0.00	59.00
Ene-09	10.75	48.25	0.00	59.00
Ene-10	10.75	48.25	4.80	63.80
Ene-11	10.75	48.25	4.80	63.80
Ene-12	10.75	48.25	4.80	63.80
Ene-13	10.75	48.25	4.80	63.80
Ene-14	10.75	48.25	4.80	63.80
Ene-15	10.75	48.25	4.80	63.80
Ene-16	10.75	48.25	4.80	63.80
Valor presente	\$40.57	\$328.65	\$8.85	\$378.07

6.2.6 Proyectos de refuerzo

El OPTGEN permite modelar proyectos de refuerzo, esto es, proyectos que cuando entran en operación substituyen una unidad (térmicas, hidroeléctricas o de interconexión) existente.

Sin pérdida de generalidad, vamos a suponer que solo existe el proyecto j en el estudio y que este es un proyecto de refuerzo. Entonces el problema de inversión es:

$$\text{Min} \quad \sum_{t \in T} c(t,j) \times x(t,j) + \alpha, \text{ sujeto a:}$$

$$\sum_{t \in T} x(t,j) \leq 1$$

Considerando que el proyecto j cuando entra en operación substituye la central existente i , el problema de operación resulta en:

$$w(x^y) = \text{Min} \quad \sum_{t \in T} d(t,i) \times g(t,i) + d(t,j) \times g(t,j), \text{ sujeto a:}$$

$$g(t,i) + g(t,j) = D(t), \forall t \in T$$

$$g(t,i) \leq \bar{g}(i) \times (1 - y^y(t,j)), \forall t \in T \quad \pi^g(t,i)$$

$$g(t,j) \leq \bar{g}(j) \times y^y(t,j), \forall t \in T \quad \pi^g(t,j)$$

donde:

$$y^y(t,j) = \sum_{\tau=1(t)}^t x^y(\tau,j), t \in T$$

6.2.6.1 Cálculo del corte de Benders para proyectos de refuerzo

Por facilidad de notación, se describen las restricciones de capacidad que dependen de la variable de decisión en la forma padrón de la programación lineal:

	Variables Duales
$-g(t,i) \geq -\bar{g}(i) \times (1 - y^y(t,j))$	$\pi^g(t,i)$
$-g(t,j) \geq -\bar{g}(j) \times y^y(t,j)$	$\pi^g(t,j)$

donde:

$$\left. \frac{\partial w(x)}{\partial x(t,i)} \right|_{x=x^y} = \sum_{\tau=t}^T \pi^g(t,i) \bar{g}(i) + \sum_{\tau=t}^T \pi^g(t,j) (-\bar{g}(j))$$

$$= \bar{g}(i) \sum_{\tau=t}^T \pi^g(t,i) - \bar{g}(j) \sum_{\tau=t}^T \pi^g(t,j)$$

6.2.7 Cronograma de entrada de máquinas

Supongamos que el proyecto de una nueva central térmica j tiene un cronograma de entrada en operación, en p.u., para cada año, p_1, p_2, \dots, p_n . Sea $f_t, t = 1, \dots, T$, el valor acumulado, en p.u., del cronograma de entrada en operación del proyecto j , esto es:

$$f_t = \sum_{\tau=1}^t p_{\tau} \quad \forall t \in T$$

Solamente para ilustrar, suponga, sin pérdida de generalidad, que el período del estudio tiene tres años. En este caso, la capacidad de generación del proyecto j es:

$$g(1,j) \leq \bar{g}(j) \times x(1,j)$$

$$g(2,j) \leq \bar{g}(j) \times (x(1,j) + x(2,j))$$

$$g(3,j) \leq \bar{g}(j) \times (x(1,j) + x(2,j) + x(3,j))$$

resulta ahora en:

$$g(1,j) \leq \bar{g}(j) \times f_1 x(1,j)$$

$$g(2,j) \leq \bar{g}(j) \times (f_2 x(1,j) + f_1 x(2,j))$$

$$g(3,j) \leq \bar{g}(j) \times (f_3 x(1,j) + f_2 x(2,j) + f_1 x(3,j))$$

o de una forma genérica:

$$g(t,j) \leq \bar{g}(j) \times \sum_{\tau=1}^t f_{t-\tau+1} x(\tau,j)$$

El ejemplo anterior vale también para proyectos de nuevas centrales hidroeléctricas o nuevas líneas de transmisión. El efecto del cronograma de entrada en operación también debe ser considerado sobre las derivadas (cortes de Benders). Por lo tanto la derivada es:

$$\frac{\partial w(x)}{\partial x_1} = (\pi_1 f_1 + \pi_2 f_2 + \pi_3 f_3 + \dots + \pi_T f_T) \bar{g} = \sum_{\tau=1}^T \pi_{\tau} f_{\tau} \bar{g}$$

$$\frac{\partial w(x)}{\partial x_2} = (\pi_2 f_1 + \pi_3 f_2 + \pi_4 f_3 + \dots + \pi_T f_T) \bar{g} = \sum_{\tau=2}^T \pi_{\tau} f_{\tau-1} \bar{g}$$

En general:

$$\frac{\partial w(x)}{\partial x_t} = \sum_{\tau=t}^T \pi_{\tau} f_{\tau-t+1} \bar{g}$$

En realidad las expresiones que consideran el efecto del cronograma de entrada en operación son un poco más complicadas pues la discretización de los problemas de inversión y de operación no es la misma, esto es, típicamente, las decisiones de inversión son en base anual, en cuanto que las decisiones de operación son mensuales.

Entonces, considerando la discretización típica para los módulos de operación e inversión, y que el cronograma de entrada en operación es mensual, la capacidad de generación del proyecto j , a cada etapa mensual, es:

$$\begin{aligned} g(1,j) &\leq \bar{g}(j) \times f_1 x(1,j) \\ g(2,j) &\leq \bar{g}(j) \times f_2 x(1,j) \\ &\dots \\ g(12,j) &\leq \bar{g}(j) \times f_{12} x(1,j) \\ g(13,j) &\leq \bar{g}(j) \times (f_{12} x(1,j) + f_{13} x(2,j)) \\ &\text{etc.} \end{aligned}$$

La expresión general es:

$$g_t \leq \bar{g} \times \sum_{\tau=1}^{\frac{t-1}{12} + 1} f_{t-12(\tau-1)} x_{\tau}$$

6.2.8 Cálculo de los costos de referencia

El OPTGEN calcula para los proyectos un costo de referencia (\$/MWh) de la siguiente manera:

- Para los proyectos de centrales hidroeléctricas

$$\frac{CIA(M\$) \times 10^6}{P(MW) \times FCM(pu) \times 8760h}$$

- Para los proyectos de centrales térmicas

$$\frac{CIA(M\$) \times 10^6 + COP(\$/MWh) \times P(MW) \times FCM(pu) \times 8760h}{P(MW) \times FCG(pu) \times 8760h}$$

- Para los proyectos de intercambio

$$\frac{CIA(M\$) \times 10^6}{P(MW) \times FUT(pu) \times 8760h}$$

donde:

CIA	Costo de inversión anualizado	M\$
COP	Costo operativo	\$/MWh
P	Potencia	MW
FCM	Factor de capacidad promedio	pu

FCG	Factor de capacidad garantida	pu
FUT	Factor de utilización	pu

6.3 Módulo de operación

6.3.1 Cálculo del costo operativo unitario de las centrales térmicas

El costo unitario de las centrales térmicas se calcula de la siguiente manera:

$$TCst(t,i) = \frac{Fest(t,fuel(i))}{ECnt(fuel(i))} \times HR(i) \times 1000$$

donde

TCst(t,i)	costo unitario de la central i en la etapa t	\$/MWh
fuel(i)	indica el combustible de la central térmica i	
Fest(t,f)	costo unitario del combustible f en la etapa t	\$/unit
ECnt(f)	poder calorífico del combustible f	kcal/unit
HR(i)	consumo específico de la central térmica i	kcal/kWh

6.3.2 Restricciones de emisión en las centrales térmicas

Las restricciones de emisión tienen la función de imponer límites para la producción de energía en las centrales térmicas debido a restricciones ambientales de emisión de óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de carbono (CO₂) y dióxido de azufre (SO₂).

Para su representación en el modelo de expansión se requieren datos que relacionen la producción de energía eléctrica en las centrales térmicas con las emisiones de estos gases (coeficientes de emisión que deben ser especificados para cada una de las centrales térmicas). Además, se requiere también el conjunto de centrales térmicas que participan de cada una de las restricciones y los límites de emisión.

La formulación matemática para las restricciones de emisión de NO_x es:

$$\sum_{i \in E_1(l)} e(i,l) \times g(t,i) \leq E_1(t,l), \forall t \in T, l=1, \dots, NE_1$$

donde,

$E_1(l)$	conjunto de centrales térmicas que participan en la l -ésima restricción de emisión de NO _x
NE ₁	número de restricciones de emisión de NO _x

$e(i,1)$ factor de emisión de NO_x de la central térmica i

La formulación para las restricciones de emisión de SO_2 y CO_2 es similar a las restricciones de emisión de NO_x , pero considerando los conjuntos y coeficientes relacionados a los gases SO_2 y CO_2 .

6.3.3 Restricciones de disponibilidad de combustible para las centrales térmicas

La función de las restricciones de disponibilidad de combustible es imponer límites de generación en un conjunto de centrales térmicas que utilizan un mismo combustible cuya disponibilidad esta limitada.

El conjunto de datos necesario para representar una restricción de disponibilidad se compone del conjunto de centrales térmicas de mismo combustible que participan de cada una de las restricciones de disponibilidad, los datos de consumo específico de las centrales térmicas y los datos de poder calorífico del combustible. Además, se requieren también los datos de límites de disponibilidad del combustible para cada una de las restricciones.

La formulación matemática para las restricciones de disponibilidad es:

$$\sum_{i \in F(l)} \frac{\text{HR}(i) \times g(t,i)}{\text{ECnt}(\text{fuel}(i))} \leq F(t,l), \forall t \in T, l = 1, \dots, \text{NF}$$

donde,

$F(t,l)$ límite de disponibilidad del combustible en la l -ésima restricción de consumo de combustible en la etapa t

$\text{ECnt}(f)$ poder calorífico del combustible f

$\text{fuel}(i)$ indica el combustible de la central térmica i

$\text{HR}(i)$ consumo específico de la central térmica i


NF número de restricciones de consumo del combustible

$g(t,i)$ generación del generador i en la etapa t

7 BIBLIOGRAFIA

- [1] J.F.Benders, "Partitioning procedures for solving mixed variables programming problems", *Numerische Mathematik*, Vol.4, pp. 238-252, 1962.
- [2] B.Gorenstin, J.P.Costa, M.V.F.Pereira, N.M.Campodónico, "Power System Expansion Planning Under Uncertainty", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.8, No.1, 1993.
- [3] J.P.Costa, N.M.Campodónico, B.G.Gorenstin, M.V.F.Pereira, "A Model for Optimal Energy Expansion in Interconnected Hydrosystems", 10th PSCC, Austria, 1990.

Jorg. Rendoll
26 5/5/09



Inc. D. PEREIRA
PSA. O.R.
5/5/09

Plaza Banco General,
 Piso 25
 Calle 50 y Avenida Aquilino
 De La Guardia
 Apartado Postal 0816-01990
 Panamá, República de Panamá
 tel 507 206 2600
 fax 507 206 2612

AES-GME-26-09
 29 de abril de 2009

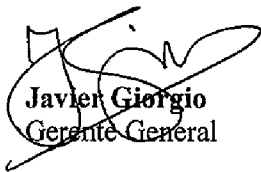
Ingeniero
Isaac A. Castillo R.
 Gerente General
 Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
 Ciudad de Panamá

Estimado Ingeniero Castillo:

En respuesta a su nota No. ETE-DEOI-PLAN-081-2009 del 15 de abril de 2009, le hacemos entrega formal de nuestros comentarios al Plan Indicativo de Generación correspondiente al Plan de Expansión del año 2009.

Sin otro en particular, de Usted.

Atentamente,


Javier Giorgio
 Gerente General

Adjunto: lo indicado

Dirección Elec. de Operación Integrada	
Recibido:	<i>[Signature]</i>
Fecha:	<i>5/5/2009</i>
Hora:	<i>9:06 a.m.</i>

[Signature] 5/5/09

CELO. 4/5/09 11:28 a.m.

Vianetti
4-5-09
11:40a

COMENTARIOS DE AES PANAMÁ, S.A.

Plan Indicativo de Generación correspondiente al Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2009-2023

1. Costo de la Energía No Servida (CENS)

Comentarios:

Aunque el Resumen Ejecutivo del Plan de Expansión indica que el CENS es de 1,850 \$/MWh, el CENS modelado en la base de datos del SDDP (suministrada por ETESA) es de 1,200 \$/MWh. Adicional la Resolución No. AN No. 2470-Elec de 3 de marzo de 2009 establece la modelación de 4 escalones de falla, sin embargo solo se está modelando el escalón de falla IV.

2. Retiro de Plantas

Comentarios:

Se establece el retiro de las Turbinas de Gas de EGESA para el 31 de Diciembre de 2009, sin embargo habría que verificar si EGESA ha cumplido con el procedimiento de retiro de plantas de generación eléctrica.

3. Cuadro 1.5 Proyectos Candidatos

Comentarios:

La potencia firme de Chan I no ha sido actualizada de acuerdo a información actualizada por AES Changuinola según nota CHANG-01-09 del 7 de enero de 2009. La potencia firme de CHAN I calculado por el CND es de 175.33 MW.

También aclarar si el costo de construcción indicado en \$/KW sería el costo total del proyecto incluyendo costos financieros.

4. Cuadro 1.8 Planes de Expansión con Demanda Media

Comentarios:

Este cuadro establece la entrada en operación comercial de Chan I para el año 2012 y Chan II para el año 2015, sin embargo la nota CHANG-01-09 del 7 de enero de 2009 se indico la entrada en operación comercial de ambas plantas.

Por otro lado el cuadro 1.8 indica la entrada en operación de Termo Colón con una capacidad instalada de 150 MW, sin embargo entendemos que actualmente existe una restricción de transmisión que limita la capacidad de generación de esta planta, por lo cual se debería considerar esta premisa hasta tanto no se refuerce la capacidad de transmisión.

El cuadro 1.8 muestra también como proyecto fijo para todos los estudios el proyecto eólico Toabre, sin embargo todavía no existe seguridad de entrada de operación de esta planta. Recomendamos analizar el Caso REGMHTCB9 sin considerar la entrada en operación de proyectos eólicos.

5. Evaluación de Entrada en Operación de Proyectos Eólicos

Comentarios:

Tal como lo indican las conclusiones finales, se está resaltando que la incorporación de los proyectos eólicos hace necesario evaluar las condiciones del sistema que permitan absorber las variaciones en la generación de los proyectos eólicos originadas por tal comportamiento. Consideramos que estas condiciones deben ser conocidas previamente antes de darle viabilidad de conexión a estas plantas, y en todo caso planeamiento de ETESA debe conocer cual sería la capacidad máxima de proyectos eólicos que el sistema puede permitir sin afectar la operación segura y económica del sistema.

6. Resultados Energía Generada por las Plantas:

Comentarios:

El cuadro N° A1.2 Informe Final de Generación del Caso REGMHTCB9 (anexo1), muestra un resumen de las generaciones promedios de las plantas de generación, pero notamos que el promedio de generación de la planta hidroeléctrica CHAN I refleja un aumento significativo de generación en 200 GWh (20%), la cual está fuera del promedio de generación calculado por AES, afectando así los resultados de las corridas.

7. Revisión de Caudales Base de Datos del SDDP

Comentarios:

Se debe actualizar los caudales de todas las estaciones hidrológicas que se están modelando en la base de datos del SDDP (suministrada por ETESA), ya que no se ha hecho una actualización de caudales desde el año 1997, tanto a plantas existentes como a nuevos proyectos de generación. Consideramos que es deber de Hidromet suministrar esta información actualizada todos los años con por lo mínimo con información actualizada del año anterior del estudio.

8. Comentarios Generales

Se nos ha indicado que no es posible suministrar la base de datos del SDDP Regional debido a que esta base de datos pertenece al CEAC, sin embargo en este mismo sentido AES no ha autorizado a ETESA a suministrar información de nuestras plantas al CEAC toda vez que ellos si manejan nuestra información. Las regulaciones del Mercado Eléctrico Local y Regional establece el concepto de reciprocidad, por lo cual consideramos que como todos los agentes aportamos a la creación de esta base, la misma se nos sea suministrada al momento de que la solicitemos.



Gaceta Oficial Digital, Lunes 02 de mayo de 2009

Dirección Ejec. de Operación Integrada

Recibido: Ing. Pizarra

Fecha: 6/5/09.-

Hora: 11:30 a.m.

Panamá, 30 de abril de 2009
DDI-ADM-017-09

Ing. Pizarra
26/5/09
Ing. D. Pizarra
PSA.
O.R.
6/5/09

Ingeniero
Isaac Castillo
Gerente General
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
E. S. D.

Ingeniero Castillo:

Tenemos a bien referirnos a su nota ETE-DEOI-PLAN-079-2009 de 15 de abril de 2009, en la cual nos solicita nuestros comentarios al Plan Indicativo de Generación correspondiente al Plan de Expansión del año 2009, que ETESA ha preparado en cumplimiento del artículo 75, literal c del Reglamento de Transmisión.

A continuación nuestros comentarios:

1. En varias partes del documento se menciona la *Definición de Políticas y Criterios* preparada por la Secretaría Nacional de Energía. En nuestra opinión, toda y cualquier documentación que haya sido utilizada por ETESA para la preparación del Plan de Expansión debe ser incorporada al documento como un anexo, salvo que haya alguna restricción de naturaleza legal como podrían ser los derechos de autor de alguna publicación. Esto dará mayor transparencia al trabajo que realiza ETESA y permitirá que la revisión que hacemos sea más integral.

2. En la página 5, en el Resumen Ejecutivo se indica lo siguiente:

"(4) El Costo de Racionamiento de Energía se establece para la presente revisión del Plan de Expansión en un valor único de 1,850 \$/MWh, que corresponde al Costo de la Energía No Servida (CENS)."

De acuerdo con el artículo 96 del Reglamento de Transmisión, el valor del CENS a utilizar debe ser de 592 B./MWh. Esto también debe ser corregido al inicio de la página 23 donde dice que:

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

ETESA
GERENCIA DE PLANEAMIENTO

Recibido por: [Signature]
Fecha: 6/5/09
Hora: 4:19 p.m.

Eds 4/5/09 8:28 Am

Vianetti
4-5-09
9:30 a.m.

DDI-ADM-017-09
30 de abril de 2009
Página 2

3. En el Cuadro No. 1.3 de la página 8 se indica una potencia firme de 96 MW para Pan Am Generating, Ltd. En los Cuadros A.1.1, A.2.1 y A.3.1 de los Anexos 1, 2 y 3, respectivamente, dicha potencia es indicada como 82 MW.

Queremos acotar que el documento que se nos remitió en el disco compacto solo contiene las primeras 25 páginas, de las más de 150 páginas que constituye el documento según su índice. Esto ya le fue comunicado a personal de su empresa, sin embargo, debido a que aún no hemos recibido las páginas restantes no nos ha sido posible emitir comentarios al respecto.

Atentamente,


Javier Pariente
Vicepresidente Ejecutivo y Gerente General

Anexo 20

Respuesta a los Comentarios al Plan Indicativo de Generación

Respuesta a los Comentarios de los Agentes al Plan indicativo de Generación 2009

AES Panamá

1. Costo de Energía No Servida (CENS)

La norma establece que el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional se elaborara por ETESA de acuerdo a los criterios y políticas establecidos por la Comisión de Política Energética (Ley 6 de 3 de febrero de 1997 art. 19 y Decreto Ejecutivo N° 22 de 19 de junio de 1998).

Los criterios establecidos para la elaboración del PESIN se encuentran en la Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2009 el cual indica en la Sección II punto D el costo de racionamiento de energía establecido para la revisión del Plan de Expansión 2009 corresponde a un valor único de 1,850.0 \$/MWh. En cuanto al valor de 1,200.0 \$/MWh de CEN que aparece en la base este es un error y no corresponde al costo considerado para la realización del plan.

2. Retiro de Plantas

La fecha de retiro de las Turbinas de gas de EGESA corresponde a la información suministrada por el agente en nota N° EGESA-GG-003-2009 del 7 de enero 2009.

3. Cuadro 1.5 Proyectos Candidatos

La potencia firme de Chan I será corregido según lo indicado en la nota N° CHANG-01-09 del 7 de enero de 2009.

4. Planes de Expansión con Demanda Media

Las fechas que aparecen en el PESIN son el resultado de la metodología establecida conjuntamente con la ASEP, la cual posterior a la entrega a ETESA de la información requerida para la actualización del plan por parte de cada uno de los agentes, son revisadas y discutidas con la ASEP. Las fechas utilizadas para la realización de las corridas considerando Chan I y Chan II fueron de diciembre del 2011 y enero del 2015 respectivamente.

La capacidad instalada de Termo Colon (GENA) es de 150 MW. La operación de esta sujeta a la elaboración del despacho económico que en su momento realizará el CND, no obstante, en el contrato de conexión con este agente quedó establecido que de darse generación obligada o desplazada, dichos costos serán cubiertos por GENA.

En cuanto al proyecto eólico Toabre, al momento cuenta con viabilidad de conexión al sistema y esta en la etapa final de perfeccionar el contrato de

conexión con ETESA. Para la elaboración del plan se considero que estos elementos, además de la licencia definitiva otorgada por la ASEP, como suficientes para considerarlo como un proyecto fijo en el plan.

5. Evaluación de Entrada en Operación de Proyectos Eólicos
Lo indicado en las conclusiones finales con respecto al impacto que pudiese tener determinados proyectos eólicos en el sistema no significa de ninguna manera que no son analizados de forma responsable por ETESA antes de otorgar la viabilidad de conexión al sistema. Es un comentario genérico sobre el impacto que pudiese tener esta tecnología en cualquier sistema de transmisión.
6. Resultados de la Energía generada por las Plantas
El aumento de un 20% en la generación promedio de Chan I será revisado.
7. Consideramos que la actualización de los caudales utilizados para realizar el PESIN son responsabilidad de los agentes y los mismos deberían ser parte de la información entregada por los agentes a ETESA.
8. El CEAC como ente regional tiene entre sus funciones realizar la planificación de generación indicativa en la región. La Base de Datos regional que pertenece al CEAC está compuesta por el aporte de la base de datos de cada uno de los países miembros, los cuales a su vez tienen la responsabilidad de realizar la planificación de expansión de generación indicativa. La utilización de esta base esta sujeta a su uso exclusivo por parte del CEAC para realizar estudios de generación que benefician a cada uno de los países miembros, así como a los agentes privados y otras instituciones o empresas del sector eléctrico de la región.

El concepto de reciprocidad no tiene alcance sobre una base regional. Se limita al intercambio de información entre agentes de cada país e incluso entre agentes y las empresas miembros del CEAC.

Elektra Noreste

1. El documento "*Definición de Políticas y Criterios*" de la Secretaría de Energía, esta incluido en el documento de "Estudios Básicos" del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, entregado a la ASEP y agentes en diciembre de 2008.
2. La norma establece que el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional se elaborará por ETESA de acuerdo a los criterios y políticas establecidos por la Comisión de Política Energética (Ley 6 de 3 de febrero de 1997 Art. 19 y Decreto Ejecutivo N° 22 de 19 de junio de 1998).

Los criterios establecidos para la elaboración del PESIN se encuentran en la Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2009 el cual indica en la

Sección II punto D el costo de racionamiento de energía establecido para la revisión del Plan de Expansión 2009 corresponde a un valor único de 1,850.0 \$/MWh.

3. La potencia firme de Pan Am Generating, Ltd. en el Cuadro 1.3 será corregido.

Anexo 21
Plan de Inversión

**EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA S. A.
PLAN DE INVERSION
PROYECTOS DE EXPANSION DEL SISTEMA DE TRANSMISION
(MILES DE Bt.)**

DESCRIPCION	hasta											2021	TOTAL			
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018			2019	2020	
TOTAL	2,786	16,263	16,639	77,841	63,316	25,026	80,513	86,443	23,800	4,623	89	2,248	14,726	1,764	421,145	
1 PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISION RE CORPO PLAZO	0	2,346	6,411	44,876	52,321	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	105,946
2 AMPLIACIONES MAYORES	0	18	3,602	11,059	1,348	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16,037
3 LINEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAG-PANA II, OP. 115 KV Y CHAG-CAC 115)	0	18	1,875	7,635	881	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13,389
4 ADICION DE SANTA RITA 115 KV	0	0	883	2,480	317	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,680
5 ADICION DE PANAMA II 115 KV	0	0	884	945	171	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,879
6 REFUERZO GUASQUITAS - CHANGUINOLA	0	10	1,281	6,319	872	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15,481
7 U.T. GUASO - CHANG. ADICION 2da CTO. 230 KV	0	10	224	5,051	486	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,761
8 ADICION DE CHANGUINOLA 230 KV	0	0	1,041	1,118	204	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,363
9 ADICION DE GUASQUITAS 230 KV	0	0	18	2,141	204	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,363
10 REFUERZO DE PANAMA ETAPA 1	0	0	54	2,437	3,799	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,990
11 U.T. SUBT. PANAMA DOBLE CTC. (SECCIONA ANTON - PAN II 230 KV)	0	0	35	841	1,386	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,242
12 ADICION DE PANAMA 230 KV	0	0	19	1,286	2,433	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,749
13 U.T. SUBT. PANAMA DOBLE CTC. (SECCIONA ANTON - PAN II 230 KV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,170
14 ADICION DE PANAMA 230 KV	0	2,170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,170
15 NAVE 3 DE FORTUNA	0	48	1,428	2,305	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,781
16 BANCO CAPACITORES 130 MVAR DE PANAMA II	0	0	0	7,109	1,738	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,847
17 BANCO CAPACITORES 90 MVAR DE LLANO SANCHEZ	0	0	13	2,728	5,579	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,320
18 REPOTENCIACION LINEAS GUASO-VELLS-PAN II 230 KV	0	0	6	3,306	5,917	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,331
19 ADICION T4 DE PANAMA	0	0	0	20	3,861	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,881
20 REFUERZO DE LAS GUIAS	0	0	0	20	3,861	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,881
21 COMPENSACION SERIE 30% GUASO-VELLS-PAN II	0	0	0	20	13,692	30,197	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43,820
22 PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISION DE LA PAZ PLAZO	0	0	0	41	315	29,281	72,499	66,332	24,832	4,639	24	2,249	16,729	1,723	252,181	
23 REFUERZO GUASQUITAS - LLANO SANCHEZ - PANAMA II ETAPA 1	0	0	0	41	229	21,461	66,070	66,197	0	0	0	0	0	0	0	145,548
24 U.T. GUASQUITAS - LLANO SANCHEZ DOBLE CTC. 1 CTC. INICIAL ZOPF	0	0	0	20	102	10,848	35,311	25,845	0	0	0	0	0	0	0	69,729
25 U.T. LLANO SANCHEZ - PANAMA II DOBLE CTC. 1 CTC. INICIAL ZOPF	0	0	0	20	102	10,848	35,311	25,845	0	0	0	0	0	0	0	69,729
26 ADICION DE GUASQUITAS 230 KV	0	0	0	0	4	29	453	901	0	0	0	0	0	0	0	1,387
27 ADICION DE LLANO SANCHEZ 230 KV	0	0	0	0	13	78	1,224	2,433	0	0	0	0	0	0	0	3,748
28 U.T. SUBT. PANAMA II 230 KV	0	0	0	0	8	49	771	1,533	0	0	0	0	0	0	0	2,361
29 REFUERZO GUASQUITAS - FORTUNA	0	0	0	0	22	478	1,978	4,096	0	0	0	0	0	0	0	5,290
30 U.T. GUASQUITAS - FORTUNA 230 KV	0	0	0	0	10	100	750	1,822	0	0	0	0	0	0	0	2,492
31 ADICION DE GUASQUITAS 230 KV	0	0	0	0	4	29	453	901	0	0	0	0	0	0	0	1,387
32 ADICION DE FORTUNA 230 KV	0	0	0	0	8	49	771	1,533	0	0	0	0	0	0	0	2,361
33 REFUERZO DE ANTON Y PANAMA ETAPA 2	0	0	0	0	0	0	82	1,922	8,276	1,162	0	0	0	0	0	11,028
34 U.T. ANTON 230 KV (SEC. ILLS - PAN II 230 KV)	0	0	0	0	0	0	20	174	0	0	0	0	0	0	0	194
35 U.T. PANAMA 230KV (SEC. ILLS - TERRA NEA (SEC. ILLS - PAN II 230 KV)	0	0	0	0	0	0	0	0	1,725	363	0	0	0	0	0	2,088
36 ADICION DE PANAMA 230 KV	0	0	0	0	0	0	7	605	1,726	363	0	0	0	0	0	2,691
37 ADICION DE PANAMA 230 KV	0	0	0	0	0	0	0	0	2,186	430	0	0	0	0	0	2,616
38 REFUERZO GUASQUITAS - LLANO SANCHEZ - PANAMA II ETAPA 2	0	0	0	0	52	1,626	2,716	16,292	15,846	2,466	0	0	0	0	0	33,993
39 U.T. GUASQUITAS - LLANO SANCHEZ DOBLE CTC. AD. 2da CTO	0	0	0	0	18	728	1,018	6,323	9,347	1,393	0	0	0	0	0	15,781
40 U.T. LLANO SANCHEZ - PANAMA II DOBLE CTC. AD. 2da CTO	0	0	0	0	18	728	1,018	6,323	9,347	1,393	0	0	0	0	0	15,781
41 ADICION DE GUASQUITAS 230 KV	0	0	0	0	5	47	189	1,015	878	226	0	0	0	0	0	1,336
42 ADICION DE LLANO SANCHEZ 230 KV	0	0	0	0	7	76	300	1,812	1,937	368	0	0	0	0	0	3,748
43 ADICION DE PANAMA 230 KV	0	0	0	0	5	47	189	1,015	878	226	0	0	0	0	0	1,336

**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 2008	Observación	Nueva Fecha Plan 2009	Costo (Miles de B.)
1	TOTAL				399,346
2					
3	PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO				109,648
4	AMPLIACIONES MAYORES				105,649
5	REFUERZO SANTA RITA - PANAMA II 115 KV				16,037
6	LÍNEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAG-PMA II, OP. 115 KV y CHAG-CAC 115)	01/07/2011	Cambio de fecha	14/11/2011	10,388
7	ADICIÓN S/E SANTA RITA 115 KV	01/07/2011	Cambio de fecha	14/11/2011	3,669
8	ADICIÓN S/E PANAMA II 115 KV	01/07/2011	Cambio de fecha	14/11/2011	1,979
9	REFUERZO GUASQUITAS - CHANGUINOLA				10,481
10	L/T GUASQ. - CHANG. ADICION 2do CTO. 230 KV	01/07/2011		01/07/2011	5,759
11	ADICIÓN S/E CHANGUINOLA 230 KV	01/07/2011		01/07/2011	2,361
12	ADICIÓN S/E GUASQUITAS 230 KV	01/07/2011		01/07/2011	2,361
13	REFUERZO S/E PANAMA ETAPA 1				5,990
14	L/T SUBT. PANAMA DOBLE CTO. (SECCIONA ANTON - PAN II 230 KV)	01/07/2012		01/07/2012	2,242
15	ADICIÓN S/E PANAMA 230 KV	01/07/2012		01/07/2012	3,748
16	NAVE 3 S/E FORTUNA				2,170
17	BANCO CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II	01/10/2009		01/10/2009	3,781
18	BANCO CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ	01/07/2011		01/07/2012	2,836
19	REPOTENCIACIÓN LINEAS GUASQ-VEL-LLS-PAN II 230 KV		Nuevo	01/07/2012	8,320
20	ADICIÓN T4 S/E PANAMA	01/07/2012		01/07/2012	8,331
21	REFUERZO S/E LAS GUÍAS	01/07/2011	Cambio de fecha	01/07/2012	3,881
22	COMPENSACION SERIE 50% GUASQ-VEL-LLS-PAN II		Nuevo	01/07/2012	43,820
23					
24	PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO				292,461
25	REFUERZO GUASQUITAS - LLANO SANCHEZ - PANAMA II ETAPA 1				146,948
26	L/T GUASQUITAS - LLANO SANCHEZ DOBLE CTO. 1 CTO. INICIAL 2CPF	01/01/2013	Cambio de Fecha	17/01/2014	69,726
27	L/T LLANO SANCHEZ - PANAMA II DOBLE CTO. 1 CTO. INICIAL 2CPF	01/01/2013	Cambio de Fecha	17/01/2014	69,726
28	ADICIÓN S/E GUASQUITAS 230 KV	01/01/2013	Cambio de Fecha	17/01/2014	1,387
29	ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	01/01/2013	Cambio de Fecha	17/01/2014	3,748
30	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	01/01/2013	Cambio de Fecha	17/01/2014	2,361
	REFUERZO S/E GUASQUITAS - FORTUNA				5,230
	L/T GUASQUITAS - FORTUNA 230 KV)	01/07/2012	Cambio de Fecha	01/07/2015	2,492
	ADICIÓN S/E GUASQUITAS 230 KV	01/07/2012	Cambio de Fecha	01/07/2015	1,387
	ADICIÓN S/E FORTUNA 230 KV	01/07/2012	Cambio de Fecha	01/07/2015	2,361
31	REFUERZO S/E ANTON Y PANAMA ETAPA 2				11,025
32	L/T ANTON 230 KV (SEC. LLS - PAN II 203 KV)	01/07/2016		01/07/2016	194
33	L/T PANAMA 230 KV SUBTERRANEA (SEC. LLS - PAN II 230 KV)	01/07/2016		01/07/2016	2,361
34	ADICIÓN S/E ANTON 230 KV	01/07/2016		01/07/2016	3,748
35	ADICIÓN S/E PANAMA 230 KV	01/07/2016		01/07/2016	4,722
36	REFUERZO GUASQUITAS - LLANO SANCHEZ - PANAMA II ETAPA 2				39,992
37	L/T GUASQUITAS - LLANO SANCHEZ DOBLE CTO. AD. 2do CTO	01/07/2016		01/07/2016	15,761
38	L/T LLANO SANCHEZ - PANAMA II DOBLE CTO. AD. 2do CTO	01/07/2016		01/07/2016	15,761
39	ADICIÓN S/E GUASQUITAS 230 KV	01/07/2016		01/07/2016	2,361
40	ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	01/07/2016		01/07/2016	3,748
41	ADICIÓN S/E PANAMA 230 KV	01/07/2016		01/07/2016	2,361
42	REFUERZO SANTA RITA - PANAMA II 230 KV				18,846
43	ADICIÓN S/E SANTA RITA 230 KV	01/01/2016	Cambio de Fecha	01/01/2021	14,124
44	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	01/01/2016	Cambio de Fecha	01/01/2021	4,722
45	TRANSFORMADORES				7,362
46	T3 S/E PANAMA II	01/01/2016		01/01/2016	7,362
47	CAPACITORES				1,778
48	ADICIÓN 60 MVAR S/E PANAMA	01/07/2016	Cambio de Fecha	01/07/2015	1,778
49					
50	PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES				1,518
51	MIGRACION VHF A UHF	01/10/2011		01/10/2011	1,518

**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA
PLAN DE INVERSIÓN
PLAN DE REPOSICIÓN Y PLANTA GENERAL
(MILES DE B/.)**

	DESCRIPCIÓN	Fecha de Inicio de Operación Aprobada 2008	Observación	Nueva Fecha Plan 2009	Costo (Miles de B/.)
1	TOTAL				81,799
2					
3	PLAN DE REPOSICIÓN				11,469
4	REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO				6,840
5	PROTECCIONES				1,479
6	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II	01/03/2011		01/03/2011	1,479
7	SUBESTACIONES				5,361
8	REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL	01/02/2010		01/02/2010	865
9	REEMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E PANAMA	30/12/2010		30/12/2010	895
10	REEMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E MATA DE NANCE	30/12/2011		30/12/2011	895
11	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T2 S/E MATA DE NANCE	01/07/2012		01/07/2012	3,306
12	REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO				4,629
13	SUBESTACIONES				4,629
14	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA	01/07/2016		01/07/2016	4,629
15					
16	PLAN DE PLANTA GENERAL				18,169
17	ADQUISICIÓN EQUIPO MONITOREO EN LÍNEA DE TRANSFORMADORES	25/03/2010		25/03/2010	479
18	AUTOMATIZACIÓN E INTEGRACIÓN SUBESTACIONES	30/12/2009		30/12/2009	207
19	TORRES DE EMERGENCIA		Nuevo	30/12/2011	794
20	EDIFICIO-ETESA	30/12/2011		30/12/2011	10,700
21	EQUIPO DE INFORMÁTICA	30/12/2013		30/12/2013	4,225
22	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR	30/12/2013		30/12/2013	2,764
23					
24	SISTEMA DE CONEXIÓN				16,867
25	NUEVA S/E LAS GUJAS 230 KV (EDMET)	30/12/2010		30/12/2010	3,881
26	NUEVA S/E ANTON 230 KV (ENRILEWS)	01/07/2011		01/07/2011	3,881
27	NUEVA S/E CANAZAS (PTP)		Nuevo	31/12/2009	3,881
28	NUEVA S/E CHAN 1 (AES)		Nuevo	01/12/2011	3,881
29	AMPLIACIÓN S/E GUASQUITAS (SUEZ-BONTEX)		Nuevo	01/07/2010	2,450
30	ADICIÓN T3 S/E LLANO SANCHEZ	01/07/2011	Cambio de Fecha	01/10/2011	6,844
31	ADICIÓN T3 S/E CHORRERA	01/07/2012		01/07/2012	6,517
32	REEMPLAZO INTERRUPTORES 34.5 KV S/E MATA DE NANCE	30/12/2011		30/12/2011	176
33	REEMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E LLANO SANCHEZ	30/12/2011		30/12/2011	417
34	REEMPLAZO INTERRUPTORES 34.5 KV S/E LLANO SANCHEZ	30/12/2011		30/12/2011	176
35	REEMPLAZO T1 S/E LLANO SANCHEZ	01/07/2015		01/07/2015	3,306
36	REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA	01/07/2016		01/07/2016	3,306
37	REEMPLAZO TT2 S/E CHORRERA (ATERRIZAJE)	01/07/2013		01/07/2013	150
38					
39	PLAN ESTRATÉGICO				12,284
40	AMPLIACIÓN S/E CALDEPA 115/34.5 KV	30/06/2009	Cambio de Fecha	01/07/2009	3,845
41	S/E CONCEPCIÓN 230/34.5 KV	01/07/2010	Cambio de Fecha	01/02/2011	8,449

Anexo 22

Proyectos Candidatos

ANEXO 23
RESULTADOS DE FLUJOS DE POTENCIA

ÍNDICE GENERAL

1. Año 2009

- 1.1 Demanda Máxima de Verano
- 1.2 Demanda Mínima de Verano
- 1.3 Demanda Máxima de Invierno
 - 1.3.1. Contingencia Llano Sánchez-Panamá II
 - 1.3.2. Contingencia Guasquitas-Veladero

2. Año 2010

- 2.1 Demanda Máxima de Verano
- 2.2 Demanda Mínima de Verano
- 2.3 Demanda Máxima de Invierno
 - 2.3.1. Contingencia Llano Sánchez-Panamá II
 - 2.3.2. Contingencia Guasquitas-Veladero

3. Año 2011

- 3.1 Demanda Máxima de Verano
- 3.2 Demanda Mínima de Verano
- 3.3 Demanda Máxima de Invierno
 - 3.3.1. Contingencia Llano Sánchez-Panamá II
 - 3.3.2. Contingencia Guasquitas-Veladero

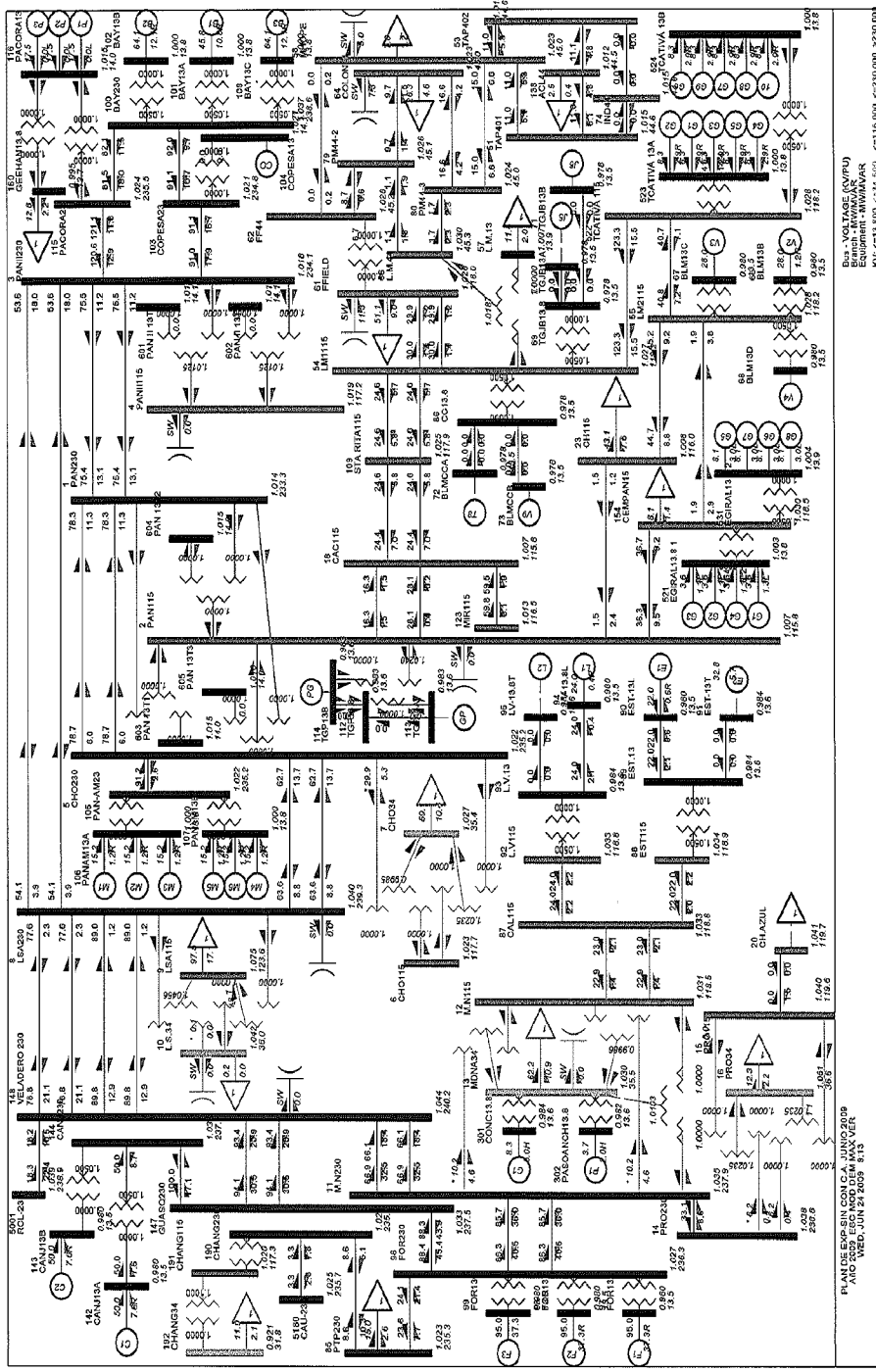
4. Año 2012

- 4.1. Demanda Máxima de Verano
- 4.2. Demanda Mínima de Verano
- 4.3. Demanda Máxima de Invierno
 - 4.3.1. Contingencia Llano Sánchez-Panamá II
 - 4.3.2. Contingencia Guasquitas-Veladero

5. Año 2015

- 5.1. Demanda Máxima de Verano
- 5.2. Demanda Mínima de Verano
- 5.3. Demanda Máxima de Invierno
 - 5.3.1. Contingencia Llano Sánchez-Panamá II
 - 5.3.2. Contingencia Guasquitas-Veladero

1. AÑO 2009
1.1. Demanda Máxima de Verano



Bus VOLTAGE (KV/10)
 Branch NUMBER
 EQUIPMENT MARK
 KV. 220/110/33/10/0.4 - 62310.000 - 2200.000

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, JUN 24 2009 8:48
 PLAN DE EXP-SIN CON C.A. MAYO 2009
 AÑO 2009 ESC MOD DEM MAX VER

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	1.0142	3		PANI230		230.00	6	1.0176
5		CHO230		230.00	6	1.0224	8		LSA230		230.00	6	1.0404
11		M.N230		230.00	6	1.0345	14		PRO230		230.00	6	1.0382
85		PTP230		230.00	6	1.0232	96		FOR230		230.00	6	1.0274
100		BAY230		230.00	6	1.0374	103		COPESA23		230.00	6	1.0210
105		PAN-AM23		230.00	6	1.0224	115		PACORA23		230.00	6	1.0239
144		CANJ230		230.00	6	1.0326	147		GUASQ230		230.00	6	1.0327
148		VELADERO		230.00	6	1.0443	190		CHANG230		230.00	6	1.0232
6000		FRONTIER		230.00	6	1.0386							235.35

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *													

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, JUN 24 2009 8:48
 PLAN DE EXP-SIN CON C.A. MAYO 2009
 AÑO 2009 ESC MOD DEM MAX VER

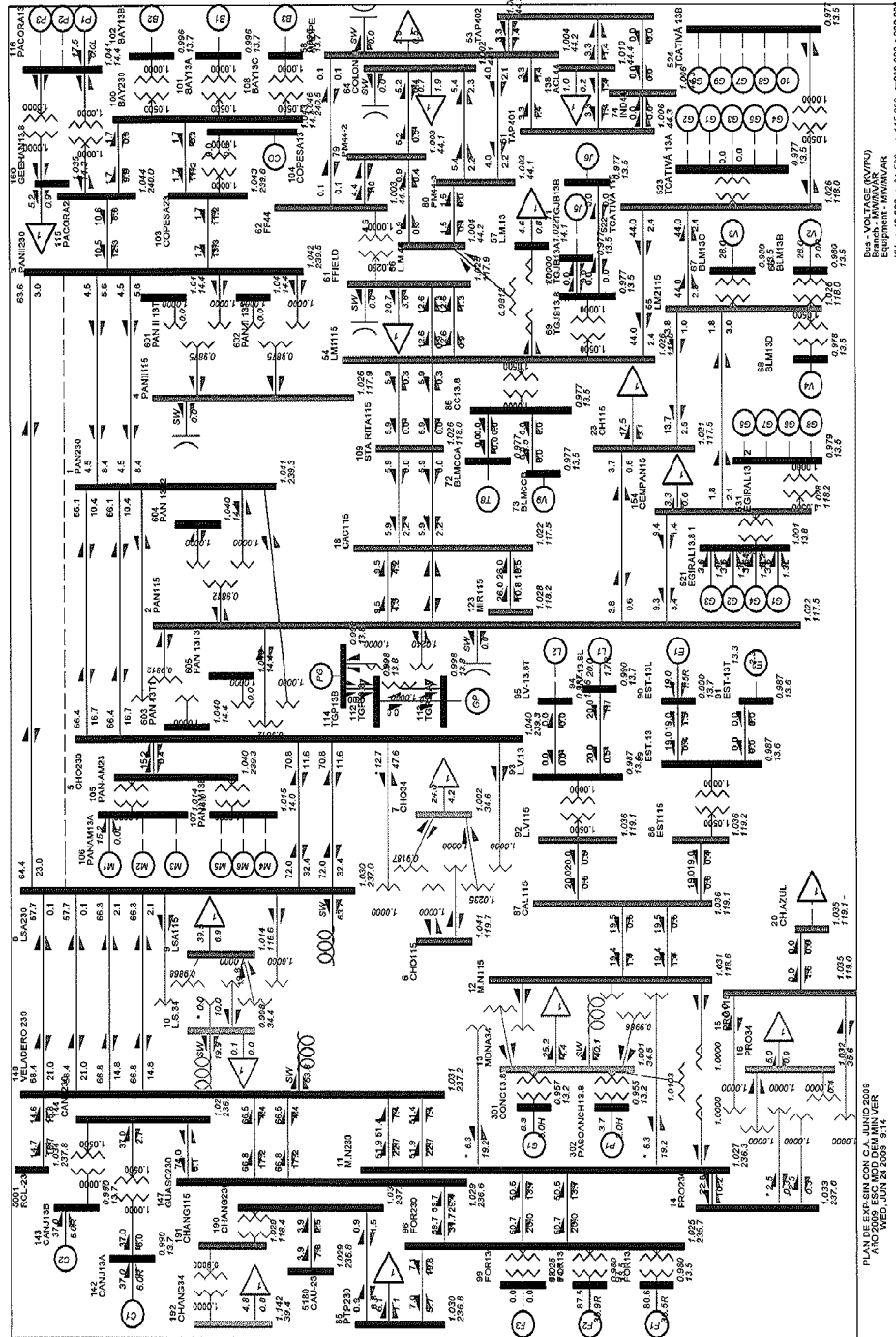
BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

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	1.0069	4		PANI115		115.00	6	1.0190
6		CHO115		115.00	6	1.0234	9		LSA115		115.00	6	1.0745
12		M.N115		115.00	6	1.0307	15		PRO115		115.00	6	1.0400
18		CAC115		115.00	6	1.0068	19		C.V115		115.00	6	1.0088
20		CH-AZUL		115.00	6	1.0408	21		C-BAN115		115.00	6	1.0002
23		CHI115		115.00	6	1.0085	26		LOC115		115.00	6	1.0008
33		STMI115		115.00	6	1.0053	48		TINAJ115		115.00	6	1.0050
50		M.O115		115.00	6	1.0051	52		TOC115		115.00	6	1.0168
54		LM1115		115.00	6	1.0274	55		LM2115		115.00	6	1.0283
61		FFIELD		115.00	6	1.0259	87		CAL115		115.00	6	1.0331
88		EST115		115.00	6	1.0336	92		L.V115		115.00	6	1.0333
109		STA_RIT115		115.00	6	1.0252	123		MIR115		115.00	7	1.0131
154		CEMPAN15		115.00	6	1.0303	191		CHANG115		115.00	6	1.0198
522		TCATIVA		115	115.00	6	1.0281						117.28

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 *													

1.2. Demanda Mínima de Verano



PLANTA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELECTRICOS - DEMANDA MINIMA DE VERANO
 PROYECTO 2008 ESCUELA DE INGENIERIA
 WED JUN 24 2009 9:14
 KUL-EN13.BIN-REV.01

ISA MANIZALES (MPS)
 Branch - MANIZALES
 Equipment - INVIANAR
 KUL-EN13.BIN-REV.01

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, JUN 24 2009 8:55
 PLAN DE EXP-SIN CON C.A. MAYO 2009
 AÑO 2009 ESC MOD DEM MIN VER

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	1.0405	239.33	3	PANLI230		230.00		6	1.0415
5		CHO230		230.00		6	1.0403	239.27	8	LSA230		230.00		6	1.0304
11		M.N230		230.00		6	1.0273	236.28	14	PRO230		230.00		6	1.0328
85		PTP230		230.00		6	1.0296	236.81	96	FOR230		230.00		6	1.0250
100		BAY230		230.00		6	1.0455	240.47	103	COPE230		230.00		6	1.0426
105		PAN-AM23		230.00		6	1.0403	239.27	115	PACORA23		230.00		6	1.0436
144		CANJ230		230.00		6	1.0286	236.59	147	GUASO230		230.00		6	1.0286
148		VELADERO		230.00		6	1.0313	237.19	190	CHANG230		230.00		6	1.0305
6000		FRONTIER		230.00		6	1.0334	237.67							

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

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

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, JUN 24 2009 8:55
 PLAN DE EXP-SIN CON C.A. MAYO 2009
 AÑO 2009 ESC MOD DEM MIN VER

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	1.0220	117.53	4	PAN1115		115.00		6	1.0256
6		CHO115		115.00		6	1.0410	119.72	9	LSA115		115.00		6	1.0136
12		M.N115		115.00		6	1.0313	118.59	15	PRO115		115.00		6	1.0346
18		CAC115		115.00		6	1.0221	117.54	19	C.V115		115.00		6	1.0222
20		CH.AZUL		115.00		6	1.0353	119.06	21	C.BAN115		115.00		6	1.0198
23		CHI115		115.00		6	1.0214	117.46	26	LOC115		115.00		6	1.0200
30		MAR115		115.00		6	1.0193	117.22	33	SIM115		115.00		6	1.0214
37		SAN115		115.00		6	1.0196	117.25	48	TINAJ115		115.00		6	1.0216
50		M.O115		115.00		6	1.0216	117.49	52	TOC115		115.00		6	1.0248
54		LM1115		115.00		6	1.0259	117.98	55	LM2115		115.00		6	1.0264
61		FFIELD		115.00		6	1.0248	117.85	87	CAL115		115.00		6	1.0356
88		EST115		115.00		6	1.0364	119.19	92	L.V115		115.00		6	1.0359
109		STA RITA115		115.00		6	1.0257	117.96	123	MIR115		115.00		7	1.0280
154		COMPAN15		115.00		6	1.0280	118.22	191	CHANG115		115.00		6	1.0293
522		TCATIVA		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)

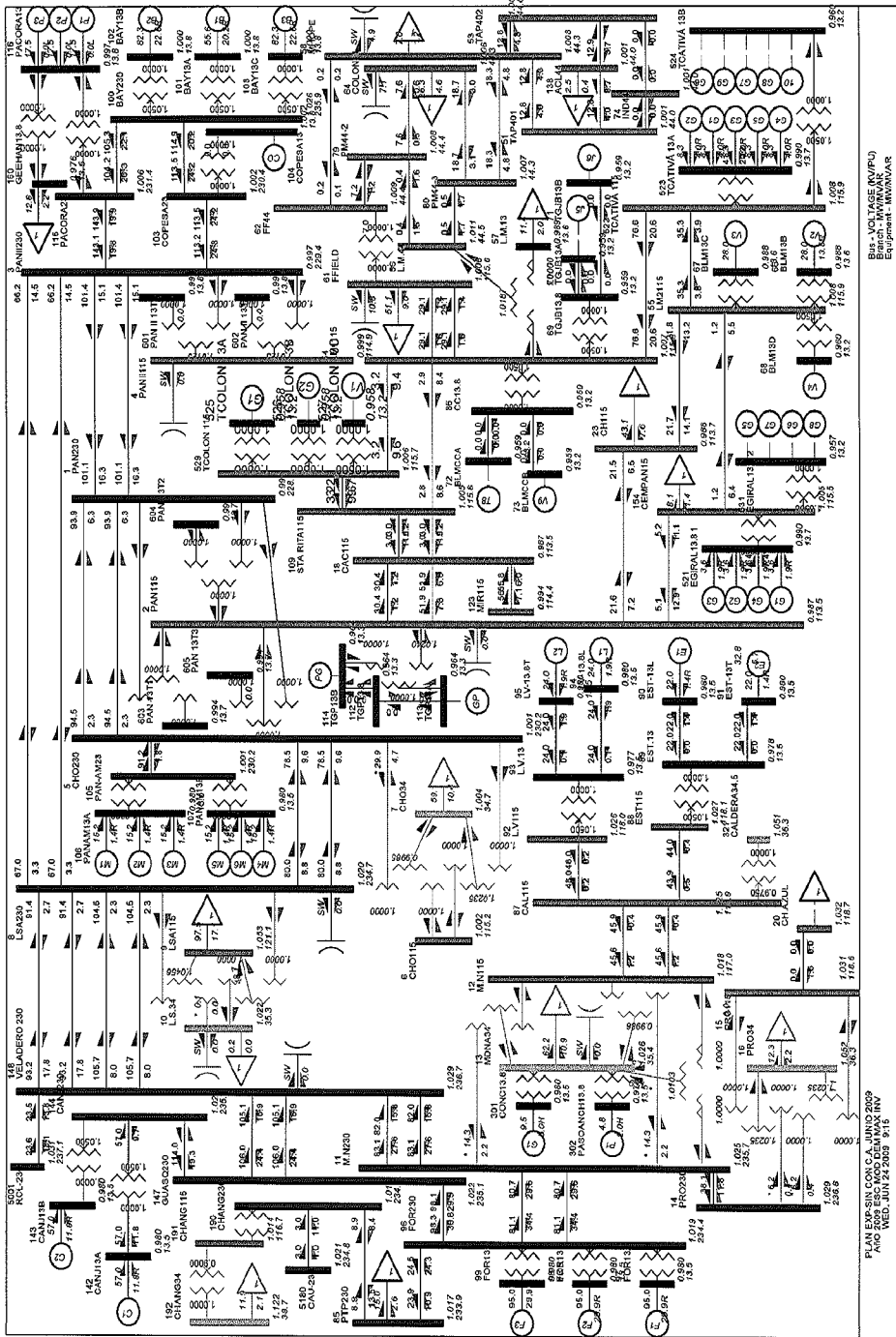
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, JUN 24 2009 8:55
 PLAN DE EXP-SIN CON C.A. MAYO 2009
 AÑO 2009 ESC MOD DEM MIN VER

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, JUN 24 2009 8:55
 PLAN DE EXP-SIN CON C.A. MAYO 2009 AREA TOTALS
 ARO 2009 ESC MOD DEM MIN VER IN MW/MVAR

X-- AREA	--X GENERATION	FROM LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRE
								NET INT
1	1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0
GUATEMAL	29.8	349.5	-266.2	0.0	412.9	17.9	341.4	
2	911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.8	0.0
SALVADOR	100.8	182.3	-58.1	0.0	219.9	38.3	158.1	
3	1006.9	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0	21.4	0.0
HONDURAS	55.6	290.6	-188.3	0.0	302.9	-5.3	261.6	
4	538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0
NICA	32.3	224.5	-98.9	0.0	143.3	-97.4	147.3	
5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.8	19.3	0.0
C.RICA	243.7	569.4	-236.2	0.0	470.7	24.0	357.1	
6	386.3	415.9	0.0	0.0	0.0	-33.5	9.2	25.0
PANAMA	-40.8	72.9	187.5	0.0	428.0	9.2	116.8	
7	48.2	15.3	0.0	0.0	0.0	32.6	0.2	50.0
ACANAL	20.5	2.7	0.0	0.0	0.0	13.3	4.5	
9	0.0	4.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-75.0
COLON	0.0	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	5593.7	5487.4	0.0	0.0	0.0	0.0	106.3	0.0
	441.8	1692.7	-660.2	0.0	1977.5	0.0	1386.8	

1.3. Demanda Maxima de Invierno



PLAN EXP. SIN. CON. CAL. INV. 2009
 ANO. WED. JUN 24 2009 9:15

BUS VOLTAGE (KV/FU)
 Equipment - MW/VAR
 KV - 15.000 - 230.000 - 330.000

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E WED, JUN 24 2009 9:00
 ACTUALIZACION PLAN. EXP--SIN CON C.A. MAYO 2009
 AÑO 2009 ESC MOD DEM MAX INV

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
5	CHO230			230.00	6	1.0007	230.16	8	LSA230			230.00	6	1.0205	234.70
11	M.N230			230.00	6	1.0246	235.66	14	PRO230			230.00	6	1.0294	236.76
85	PTP230			230.00	6	1.0168	233.87	96	FOR230			230.00	6	1.0192	234.41
100	BAY230			230.00	6	1.0256	235.90	103	COPESA23			230.00	6	1.0019	230.44
105	PAN--AM23			230.00	6	1.0007	230.16	115	PACORA23			230.00	6	1.0059	231.36
144	CANJ230			230.00	6	1.0220	235.07	147	GUASO230			230.00	6	1.0221	235.09
148	VELADERO			230.00	6	1.0291	236.69	190	CHANG230			230.00	6	1.0177	234.06
6000	FRONTIER			230.00	6	1.0301	236.91								

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230			230.00	6	0.9928	228.33	3	PANI230			230.00	6	0.9974	229.41

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E WED, JUN 24 2009 9:00
 ACTUALIZACION PLAN. EXP--SIN CON C.A. MAYO 2009
 AÑO 2009 ESC MOD DEM MAX INV

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)
6	CHO115			115.00	6	1.0017	115.19	9	LSA115			115.00	6	1.0533	121.13
12	M.N115			115.00	6	1.0177	117.04	15	PRO115			115.00	6	1.0312	118.59
20	CH_AZUL			115.00	6	1.0320	118.68	54	LM115			115.00	6	1.0071	115.81
55	LM2115			115.00	6	1.0078	115.89	61	FIELD			115.00	6	1.0056	115.65
87	CALI15			115.00	6	1.0251	117.89	88	EST115			115.00	6	1.0268	118.09
92	L.V115			115.00	6	1.0258	117.97	109	STA_RIT115			115.00	6	1.0051	115.58
154	CEMPAN15			115.00	6	1.0047	115.54	191	CHANG115			115.00	6	1.0144	116.65
522	TCATIVÁ			115.00	6	1.0076	115.87	529	TCOLON			115.00	6	1.0061	115.70

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PANI15			115.00	6	0.9871	113.51	4	PANI115			115.00	6	0.9989	114.87
18	CAC115			115.00	6	0.9869	113.49	19	C.V115			115.00	6	0.9885	113.68
21	C.BAN115			115.00	6	0.9801	112.72	23	CHI115			115.00	6	0.9884	113.67
26	LOC115			115.00	6	0.9808	112.79	30	MARI15			115.00	6	0.9793	112.62
33	SIMI15			115.00	6	0.9895	113.53	37	SANI15			115.00	6	0.9797	112.67
48	TINAJ115			115.00	6	0.9851	113.29	50	M.O115			115.00	6	0.9852	113.30
52	TOC115			115.00	6	0.9966	114.61	123	MIR115			115.00	7	0.9944	114.36

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E WED, JUN 24 2009 8:59
 ACTUALIZACION PLAN. EXP--SIN CON C.A. MAYO 2009

AÑO 2009 ESC MOD DEM MAX INV

AREA 6 [PANAMA		J MACHINE SUMMARY:												
BUS#	X-- NAME --X	BASKV ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
66	BLM13B	13.800 V2	28.0	13.5	25.0	0.0	0.0	0.9880	31.4	0.9013	47.0	1	6	
67	BLM13C	13.800 V3	28.0	13.5	25.0	0.0	0.9880	31.4	0.9013	47.0	1	6		
90	EST-13L	13.800 E1	22.0	1.4	12.0	-5.0	0.9800	22.5	0.9979	27.0	1	6		
91	EST-13T	13.800 E2	22.0	1.4	12.0	-5.0	0.9800	22.5	0.9979	27.0	1	6		
94	LV-13.8L	13.800 L1	24.0	1.9	12.0	-5.0	0.9800	24.6	0.9969	27.0	1	6		
95	LV-13.8T	13.800 L2	24.0	1.9	12.0	-5.0	0.9800	24.6	0.9969	27.0	1	6		
97	F0R13A	13.800 F1	95.0	-29.9	50.0	-50.0	0.9800	101.6	0.9538	111.0	1	6		
98	F0R13B	13.800 F2	95.0	-29.9	50.0	-50.0	0.9800	101.6	0.9538	111.0	1	6		
99	F0R13C	13.800 F3	95.0	-29.9	50.0	-50.0	0.9800	101.6	0.9538	111.0	1	6		
101	BAY13A	13.800 B1	55.6	20.2	50.0	-25.0	1.0000	59.1	0.9400	96.0	1	6		SSYST
102	BAY13B	13.800 B2	82.3	22.6	50.0	-25.0	1.0000	85.3	0.9643	96.0	1	6		
106	PANAM13A	13.800 M1	15.2	1.4	9.0	0.0	0.9800	15.6	0.9960	20.7	1	6		
106	PANAM13A	13.800 M2	15.2	1.4	9.0	0.0	0.9800	15.6	0.9960	20.7	1	6		
106	PANAM13A	13.800 M3	15.2	1.4	9.0	0.0	0.9800	15.6	0.9960	20.7	1	6		
107	PANAM13B	13.800 M4	15.2	1.4	9.0	0.0	0.9800	15.6	0.9960	20.7	1	6		
107	PANAM13B	13.800 M5	15.2	1.4	9.0	0.0	0.9800	15.6	0.9960	20.7	1	6		
107	PANAM13B	13.800 M6	15.2	1.4	9.0	0.0	0.9800	15.6	0.9960	20.7	1	6		
108	BAY13C	13.800 B3	82.3	22.6	50.0	-25.0	1.0000	85.3	0.9643	100.0	1	6		
116	PACORA13	13.800 P1	17.5	0.0	8.8	0.0	0.9967	17.5	1.0000	21.7	1	6		
116	PACORA13	13.800 P2	17.5	0.0	8.8	0.0	0.9967	17.5	1.0000	21.7	1	6		
116	PACORA13	13.800 P3	17.5	0.0	8.8	0.0	0.9967	17.5	1.0000	21.7	1	6		
142	CANU13A	13.800 C1	57.0	11.8	29.0	-29.0	0.9800	59.4	0.9791	69.0	1	6		
143	CANU13B	13.800 C2	57.0	11.8	29.0	-29.0	0.9800	59.4	0.9791	69.0	1	6		
301	CONC13.8	13.800 G1	9.5	5.0	5.0	-5.0	0.9799	11.0	0.8849	13.5	1	6		
302	PASOANGH13.8	13.800 G1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9781	5.3	0.9216	6.2	1	6		
521	EGIRAL13.8	13.800 G1	3.6	1.9	2.8	1.3	0.9900	4.1	0.8891	4.8	1	6		
521	EGIRAL13.8	13.800 G2	3.6	1.9	2.8	1.3	0.9900	4.1	0.8891	4.8	1	6		
521	EGIRAL13.8	13.800 G3	3.6	1.9	2.8	1.3	0.9900	4.1	0.8891	4.8	1	6		
521	EGIRAL13.8	13.800 G4	3.6	1.9	2.8	1.3	0.9900	4.1	0.8891	4.8	1	6		
523	TCATIVÁ 13A	13.800 G1	8.3	4.0	6.6	-6.6	0.9900	9.3	0.8985	10.9	1	6		
523	TCATIVÁ 13A	13.800 G2	8.3	4.0	6.6	-6.6	0.9900	9.3	0.8985	10.9	1	6		
523	TCATIVÁ 13A	13.800 G3	8.3	4.0	6.6	-6.6	0.9900	9.3	0.8985	10.9	1	6		
523	TCATIVÁ 13A	13.800 G4	8.3	4.0	6.6	-6.6	0.9900	9.3	0.8985	10.9	1	6		
523	TCATIVÁ 13A	13.800 G5	8.3	4.0	6.6	-6.6	0.9900	9.3	0.8985	10.9	1	6		
SUBSYSTEM TOTALS			980.8	75.6	587.6	-337.6			1247.9					

WED, JUN 24 2009 8:59

P11 INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E

ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. MAYO 2009

AÑO 2009 ESC MOD DEM MAX INV

AREA 7 [ACANAL		J MACHINE SUMMARY:												
BUS#	X-- NAME --X	BASKV ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
129	MIR13D	13.800 G4	55.0	2.6	15.0	0.0	1.0000	55.1	0.9973	44.1	2	7		
130	MIR13F	13.800 G5	17.1	0.0	8.0	0.0	1.0064	17.0	1.0000	27.7	2	7		
140	GAT6A	6.9000 G1	1.9	-0.1	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9992	4.1	2	7		
140	GAT6A	6.9000 G2	1.9	-0.1	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9992	4.1	2	7		
140	GAT6A	6.9000 G3	1.9	-0.1	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9992	4.1	2	7		
141	GAT6B	6.9000 G4	3.9	-0.8	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9786	5.6	2	7		
141	GAT6B	6.9000 G5	3.9	-0.8	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9786	5.6	2	7		

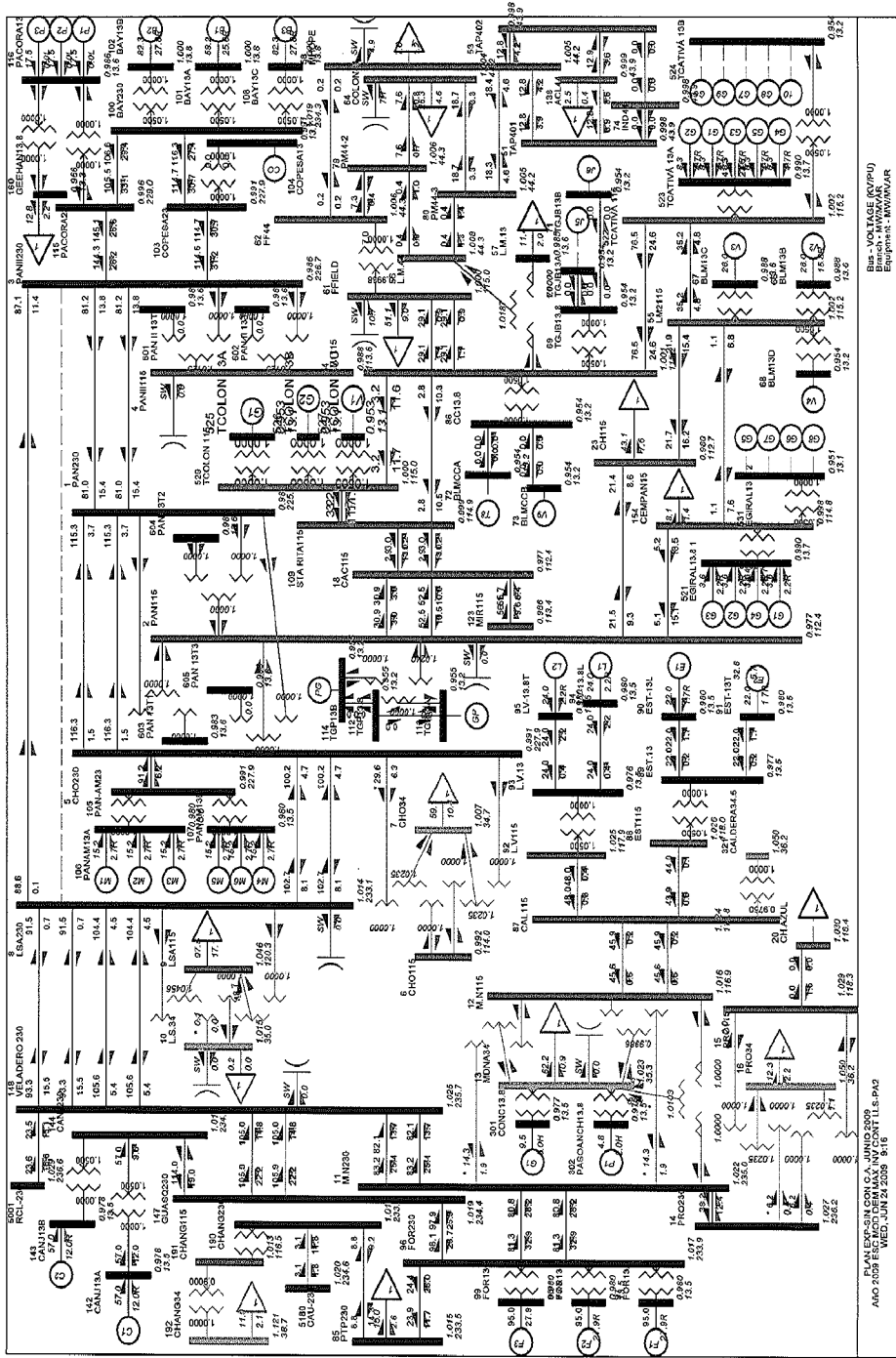
141 GAT6B	6.9000 G6	3.9	-0.8	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9286	6.2	2	7
170 MIR13G	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0208	17.9	0.9281	23.0	2	7
171 MIR13H	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0299	17.8	0.9281	23.0	2	7
171 MIR13H	13.800 M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0299	17.8	0.9281	23.0	2	7
SUBSYSTEM TOTALS		120.5	20.4	71.5	5.5				171.3		

PDI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. MAYO 2009
 ARO 2009 ESC MOD DEM MAX INV

WED, JUN 24 2009 9:00
 AREA TOTALS
 IN MW/MVAR

X-- AREA	--X GENERATION	TO BUS	TO LINE	FROM	TO	LOSSES	DESIRE
	LOAD	SHUNT	SHUNT	CHARGING	NET INT		NET INT
1	1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0
GUATEMAL	29.8	349.5	-266.2	0.0	412.9	17.9	341.4
2	911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	9.8	0.0
SALVADOR	100.8	182.3	-58.1	0.0	219.9	38.4	158.1
3	1006.9	985.5	0.0	0.0	0.0	21.4	0.0
HONDURAS	55.7	290.6	-188.3	0.0	302.9	-5.3	261.6
4	538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0
NICA	32.5	224.5	-98.9	0.0	143.2	-97.2	147.4
5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	19.3	0.0
C.RICA	254.8	569.4	-236.6	0.0	469.8	34.4	357.3
6	980.8	1025.4	0.0	0.0	0.0	26.1	25.0
PANAMA	75.6	179.6	-22.8	0.0	441.4	13.8	344.3
7	120.5	37.8	0.0	0.0	0.0	1.3	50.0
ACANAL	20.4	6.6	0.0	0.0	0.0	15.7	
9	0.0	11.4	0.0	0.0	0.0	0.0	-75.0
COLON	0.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTALS	6250.6	6126.3	0.0	0.0	0.0	124.3	0.0
	569.5	1804.6	-870.8	0.0	1990.1	0.0	1625.8

1.3.1. Contingencia Llano Sánchez-Panamá II



PLAN DE SINCRONIA JUNIO 2009
 Banco de MANTENIMIENTO
 WED JUN 24 2009 8:15
 AMD 2009 ENE 11:00
 BIS-VOLTAGE (KV/PU)
 138 KV

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, JUN 24 2009 9:03
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. MAYO 2009
 ARO 2009 ESC MOD DEM MAX INV CONT. LLS-PA2

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV AREA	V(PU)	V(KV)
8	LSA230	230.00	6	1.0135 233.11
14	FOR230	230.00	6	1.0270 236.21
96	FOR230	230.00	6	1.0170 233.90
144	CANJ230	230.00	6	1.0192 234.42
148	VELADERO	230230.00	6	1.0246 235.67
6000	FRONTER	230.00	6	1.0277 236.37

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230	230.00	6	0.9818 225.82
5	CHO230	230.00	6	0.9907 227.87
105	PAN-AM23	230.00	6	0.9908 227.88

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, JUN 24 2009 9:03
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. MAYO 2009
 ARO 2009 ESC MOD DEM MAX INV CONT. LLS-PA2

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV AREA	V(PU)	V(KV)
9	LSA115	115.00	6	1.0459 120.28
15	PRO115	115.00	6	1.0288 118.31
54	LM115	115.00	6	1.0014 115.17
87	CALI115	115.00	6	1.0241 117.77
92	L.V115	115.00	6	1.0248 117.85
522	TCATIVÁ	115 115.00	6	1.0019 115.22

BUS#	X-- NAME	--X BASKV AREA	V(PU)	V(KV)
11	M.N230	230.00	6	1.0219 235.03
85	PTP230	230.00	6	1.0151 233.48
100	BAY230	230.00	6	1.0187 234.29
147	GUASQ230	230.00	6	1.0193 234.44
190	CHANG230	230.00	6	1.0162 233.72

BUS#	X-- NAME	--X BASKV AREA	V(PU)	V(KV)
3	PANTI230	230.00	6	0.9858 226.74
103	COPESA23	230.00	6	0.9910 227.94
115	PACORA23	230.00	6	0.9956 228.99

BUS#	X-- NAME	--X BASKV AREA	V(PU)	V(KV)
12	M.N115	115.00	6	1.0161 116.86
20	CH. AZUL	115.00	6	1.0296 118.40
55	LM2115	115.00	6	1.0021 115.25
88	EST115	115.00	6	1.0259 117.98
191	CHANG115	115.00	6	1.0129 116.48
529	TCOLON 115	115.00	6	1.0002 115.03

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	
2	PANI15			115.00		6	0.9775	112.41	4	PANI115		115.00		6	0.9877	113.58
6	CHO115			115.00		6	0.9917	114.05	18	CAC115		115.00		6	0.9773	112.39
19	C.V115			115.00		6	0.9776	112.43	21	C.BAN115		115.00		6	0.9703	111.58
23	CHI115			115.00		6	0.9804	112.75	26	LOC115		115.00		6	0.9709	111.66
30	MARI15			115.00		6	0.9696	111.50	33	SIM115		115.00		6	0.9758	112.52
37	SANI15			115.00		6	0.9698	111.52	48	TINAJ115		115.00		6	0.9755	112.18
50	M.O115			115.00		6	0.9756	112.19	52	TOC115		115.00		6	0.9853	113.31
61	FFIELD			115.00		6	0.9998	114.98	109	STA.RITAL15		115.00		6	0.9990	114.88
123	MIR115			115.00		7	0.9858	113.36	154	CEMPAN15		115.00		6	0.9984	114.81

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, JUN 24 2009 9:03

ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. MAYO.2009

AÑO 2009 ESC MOD DEM MAX INV CONT. LLS-PA2

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

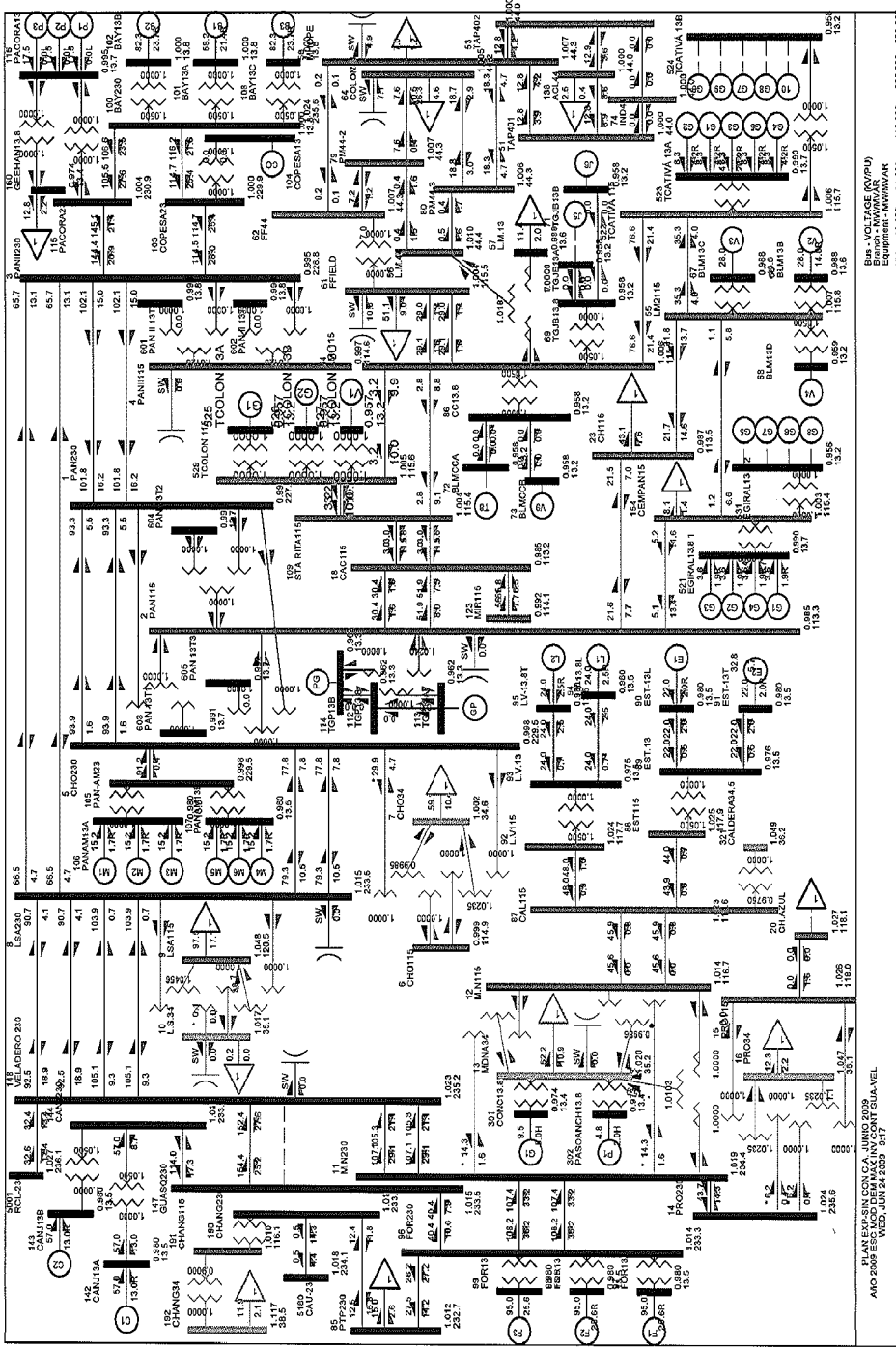
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	OMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
66	BLM13C			13.800	V2	28.0	15.8	25.0	0.0	0.9880	32.6	0.8704	47.0				1	6
67	BLM13B			13.800	V3	28.0	15.8	25.0	0.0	0.9880	32.6	0.8704	47.0				1	6
90	EST-13L			13.800	E1	22.0	1.7	12.0	-5.0	0.9800	22.5	0.9970	27.0				1	6
91	EST-13T			13.800	E2	22.0	1.7	12.0	-5.0	0.9800	22.5	0.9970	27.0				1	6
94	LV-13.8L			13.800	L1	24.0	2.2	12.0	-5.0	0.9800	24.6	0.9959	27.0				1	6
95	LV-13.8T			13.800	L2	24.0	2.2	12.0	-5.0	0.9800	24.6	0.9959	27.0				1	6
97	FOR13A			13.800	F1	95.0	-27.9	50.0	-50.0	0.9800	101.0	0.9594	111.0				1	6
98	FOR13B			13.800	F2	95.0	-27.9	50.0	-50.0	0.9800	101.0	0.9594	111.0				1	6
99	FOR13C			13.800	F3	95.0	-27.9	50.0	-50.0	0.9800	101.0	0.9594	111.0				1	6
101	BAY13A			13.800	B1	58.2	25.6	50.0	-25.0	1.0000	63.6	0.9156	96.0				1	6
102	BAY13B			13.800	B2	82.3	27.8	50.0	-25.0	1.0000	86.9	0.9473	96.0				1	6
106	PANAM13A			13.800	M1	15.2	2.7	9.0	0.0	0.9800	15.8	0.9841	20.7				1	6
106	PANAM13A			13.800	M2	15.2	2.7	9.0	0.0	0.9800	15.8	0.9841	20.7				1	6
106	PANAM13A			13.800	M3	15.2	2.7	9.0	0.0	0.9800	15.8	0.9841	20.7				1	6
107	PANAM13B			13.800	M4	15.2	2.7	9.0	0.0	0.9800	15.8	0.9841	20.7				1	6
107	PANAM13B			13.800	M5	15.2	2.7	9.0	0.0	0.9800	15.8	0.9841	20.7				1	6
107	PANAM13B			13.800	M6	15.2	2.7	9.0	0.0	0.9800	15.8	0.9841	20.7				1	6
116	PACORA13			13.800	P1	17.5	0.0	8.8	-25.0	1.0000	86.9	0.9473	100.0				1	6
116	PACORA13			13.800	P2	17.5	0.0	8.8	0.0	0.9862	17.7	1.0000	21.7				1	6
116	PACORA13			13.800	P3	17.5	0.0	8.8	0.0	0.9862	17.7	1.0000	21.7				1	6
142	CANU13A			13.800	C1	57.0	12.0	29.0	-29.0	0.9783	59.6	0.9784	69.0				1	6
143	CANU13B			13.800	C2	57.0	12.0	29.0	-29.0	0.9783	59.6	0.9784	69.0				1	6
301	CONC13.8			13.800	G1	9.5	5.0	5.0	-5.0	0.9773	11.0	0.8849	13.5				1	6
302	PASOANCH13.8			13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9755	5.3	0.9216	6.2				1	6
521	EGIRAL13.8			113.800	G1	3.6	2.2	2.8	1.3	0.9900	4.3	0.8568	4.8				1	6
521	EGIRAL13.8			113.800	G2	3.6	2.2	2.8	1.3	0.9900	4.3	0.8568	4.8				1	6
521	EGIRAL13.8			113.800	G3	3.6	2.2	2.8	1.3	0.9900	4.3	0.8568	4.8				1	6
521	EGIRAL13.8			113.800	G4	3.6	2.2	2.8	1.3	0.9900	4.3	0.8568	4.8				1	6
523	TCATIVÁ 13A			13.800	G1	8.3	4.7	6.6	-6.6	0.9900	9.6	0.8694	10.9				1	6
523	TCATIVÁ 13A			13.800	G2	8.3	4.7	6.6	-6.6	0.9900	9.6	0.8694	10.9				1	6
523	TCATIVÁ 13A			13.800	G3	8.3	4.7	6.6	-6.6	0.9900	9.6	0.8694	10.9				1	6
523	TCATIVÁ 13A			13.800	G3	8.3	4.7	6.6	-6.6	0.9900	9.6	0.8694	10.9				1	6

PDI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. MAYO 2009
 AFO 2009 ESC MOD DEM MAX INV CONT LLS-PA2

WED, JUN 24 2009 9:03
 AREA TOTALS
 IN MW/MVAR

X-- AREA	--X GENERATION	FROM LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRE
								NET INT
1	1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0
GUATEMAL	29.8	349.5	-266.2	0.0	412.9	17.9	341.4	
2	911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.8	0.0
SALVADOR	100.8	182.3	-58.1	0.0	219.9	38.4	158.1	
3	1006.9	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0	21.4	0.0
HONDURAS	55.7	290.6	-188.3	0.0	302.8	-5.3	261.6	
4	538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0
NICA	32.6	224.5	-98.9	0.0	143.2	-97.1	147.4	
5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.8	19.3	0.0
C.RICA	258.3	569.4	-236.4	0.0	469.4	37.3	357.5	
6	983.5	1025.4	0.0	0.0	0.0	-82.2	28.8	25.0
PANAMA	116.6	179.6	-22.6	0.0	410.8	8.3	360.1	
7	120.5	37.8	0.0	0.0	0.0	81.3	1.4	50.0
ACANAL	23.2	6.6	0.0	0.0	0.0	0.6	16.0	
9	0.0	11.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-75.0
COLON	0.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	6253.2	6126.3	0.0	0.0	0.0	0.0	127.0	0.0
	617.0	1804.6	-870.5	0.0	1959.1	0.0	1641.9	

1.3.2. Contingencia Guasquitas-Veladero



PLANEACION CONCA JUNIO 2009
AÑO 2009 ESC. MOD. DEMAX INY. CONT. GUASVEL.
VIED. JUN 24 2009 8:17
Bla. NOL. 34.86 (P/0)
Brenchot - NW/NW/AR
Equipment - NW/NW/AR
RV. 043.808 - 043.811 - 043.815 - 043.816 - 043.817 - 043.818 - 043.819 - 043.820 - 043.821 - 043.822 - 043.823 - 043.824 - 043.825 - 043.826 - 043.827 - 043.828 - 043.829 - 043.830 - 043.831 - 043.832 - 043.833 - 043.834 - 043.835 - 043.836 - 043.837 - 043.838 - 043.839 - 043.840 - 043.841 - 043.842 - 043.843 - 043.844 - 043.845 - 043.846 - 043.847 - 043.848 - 043.849 - 043.850 - 043.851 - 043.852 - 043.853 - 043.854 - 043.855 - 043.856 - 043.857 - 043.858 - 043.859 - 043.860 - 043.861 - 043.862 - 043.863 - 043.864 - 043.865 - 043.866 - 043.867 - 043.868 - 043.869 - 043.870 - 043.871 - 043.872 - 043.873 - 043.874 - 043.875 - 043.876 - 043.877 - 043.878 - 043.879 - 043.880 - 043.881 - 043.882 - 043.883 - 043.884 - 043.885 - 043.886 - 043.887 - 043.888 - 043.889 - 043.890 - 043.891 - 043.892 - 043.893 - 043.894 - 043.895 - 043.896 - 043.897 - 043.898 - 043.899 - 043.900 - 043.901 - 043.902 - 043.903 - 043.904 - 043.905 - 043.906 - 043.907 - 043.908 - 043.909 - 043.910 - 043.911 - 043.912 - 043.913 - 043.914 - 043.915 - 043.916 - 043.917 - 043.918 - 043.919 - 043.920 - 043.921 - 043.922 - 043.923 - 043.924 - 043.925 - 043.926 - 043.927 - 043.928 - 043.929 - 043.930 - 043.931 - 043.932 - 043.933 - 043.934 - 043.935 - 043.936 - 043.937 - 043.938 - 043.939 - 043.940 - 043.941 - 043.942 - 043.943 - 043.944 - 043.945 - 043.946 - 043.947 - 043.948 - 043.949 - 043.950 - 043.951 - 043.952 - 043.953 - 043.954 - 043.955 - 043.956 - 043.957 - 043.958 - 043.959 - 043.960 - 043.961 - 043.962 - 043.963 - 043.964 - 043.965 - 043.966 - 043.967 - 043.968 - 043.969 - 043.970 - 043.971 - 043.972 - 043.973 - 043.974 - 043.975 - 043.976 - 043.977 - 043.978 - 043.979 - 043.980 - 043.981 - 043.982 - 043.983 - 043.984 - 043.985 - 043.986 - 043.987 - 043.988 - 043.989 - 043.990 - 043.991 - 043.992 - 043.993 - 043.994 - 043.995 - 043.996 - 043.997 - 043.998 - 043.999 - 044.000

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E WED, JUN 24 2009 9:07
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. MAYO 2009
 AÑO 2009 ESC MOD DEM MAX INV

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	LSA	230		230.00	6	1.0154	233.55	11	M.N	230		230.00	6	1.0190	234.37
14	PRO	230		230.00	6	1.0245	235.63	85	PTP	230		230.00	6	1.0119	232.74
96	FOR	230		230.00	6	1.0144	233.30	100	BAY	230		230.00	6	1.0242	235.57
115	PACORA	230		230.00	6	1.0037	230.86	144	CANU	230		230.00	6	1.0150	233.46
147	GUASO	230		230.00	6	1.0151	233.48	148	VELADERO	230		230.00	6	1.0226	235.19
190	CHANG	230		230.00	6	1.0128	232.95	6000	FRONTER	230		230.00	6	1.0253	235.82

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN	230		230.00	6	0.9903	227.77	3	PANI	230		230.00	6	0.9950	228.84
5	CHO	230		230.00	6	0.9980	229.53	103	COPE	230		230.00	6	0.9996	229.91
105	PAN-AM	230		230.00	6	0.9980	229.54								

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E WED, JUN 24 2009 9:07
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. MAYO 2009
 AÑO 2009 ESC MOD DEM MAX INV

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
9	LSA	115		115.00	6	1.0479	120.51	12	M.N	115		115.00	6	1.0144	116.66
15	PRO	115		115.00	6	1.0263	118.02	20	CH.AZUL	115		115.00	6	1.0271	118.11
54	LM	115		115.00	6	1.0058	115.67	55	LM	115		115.00	6	1.0065	115.75
61	FFIELD	115		115.00	6	1.0044	115.51	87	CAL	115		115.00	6	1.0230	117.64
88	EST	115		115.00	6	1.0249	117.86	92	L.V	115		115.00	6	1.0237	117.73
109	STA.RITA	115		115.00	6	1.0037	115.93	154	CEMPANI	115		115.00	6	1.0033	115.38
191	CHANG	115		115.00	6	1.0096	116.10	522	TCATIVA	115		115.00	6	1.0063	115.73
529	TCOLON	115		115.00	6	1.0048	115.55								

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN	115		115.00	6	0.9849	113.26	4	PANI	115		115.00	6	0.9965	114.60
6	CHO	115		115.00	6	0.9990	114.88	18	CAC	115		115.00	6	0.9848	113.25
19	C.V	115		115.00	6	0.9862	113.41	21	C.BAN	115		115.00	6	0.9780	112.47
23	CH	115		115.00	6	0.9866	113.46	26	LOC	115		115.00	6	0.9786	112.54

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E WED, JUN 24 2009 9:06
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. MAYO 2009
 AÑO 2009 ESC MOD DEM MAX INV

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X	T	R	A	N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
129	MIR13D	13.800	G4	35.0	3.0	15.0	0.0	1.0000	35.1	0.9962	44.1	2	7									
130	MIR13F	13.800	G5	17.1	0.0	8.0	0.0	1.0052	17.0	1.0000	27.7	2	7									
140	GAT6A	6.9000	G1	1.9	0.0	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9998	4.1	2	7									
140	GAT6A	6.9000	G2	1.9	0.0	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9998	4.1	2	7									
140	GAT6A	6.9000	G3	1.9	0.0	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9998	4.1	2	7									
141	GAT6B	6.9000	G4	3.9	-0.8	3.0	-3.0	1.0000	3.9	0.9806	5.6	2	7									
141	GAT6B	6.9000	G5	3.9	-0.8	3.0	-3.0	1.0000	3.9	0.9806	6.2	2	7									
141	GAT6B	6.9000	G6	3.9	-0.8	3.0	-3.0	1.0000	3.9	0.9806	6.2	2	7									
170	MIR13G	13.800	M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0197	18.0	0.9281	23.0	2	7									
171	MIR13H	13.800	M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0288	17.8	0.9281	23.0	2	7									
171	MIR13H	13.800	M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0288	17.8	0.9281	23.0	2	7									
SUBSYSTEM TOTALS													120.5	21.1	71.5	5.5	171.3					

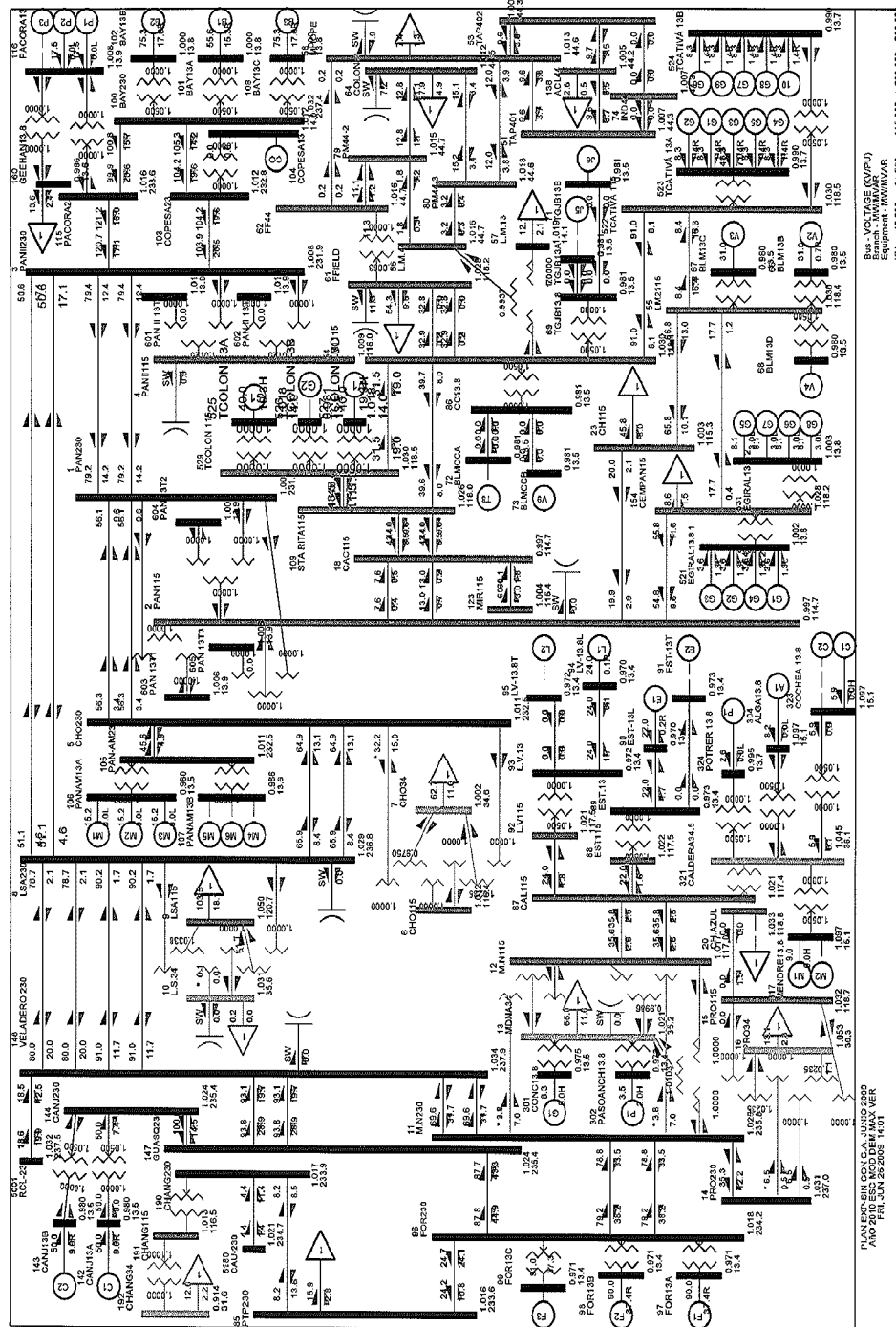
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E WED, JUN 24 2009 9:07
 ACTUALIZACION PLAN. EXP-SIN CON C.A. MAYO 2009
 AÑO 2009 ESC MOD DEM MAX INV

X--	AREA	--X	GENERATION	LOAD	FROM	TO	TO BUS	TO LINE	SHUNT	SHUNT CHARGING	FROM	TO	TO LINE	SHUNT	SHUNT CHARGING	NET INT	LOSSES	NET INT	DESIRE
1	GUATEMAL		1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	412.9	17.9	0.0	0.0	35.2	0.0	341.4	0.0	0.0	0.0
2	SALVADOR		911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	219.9	38.4	158.1	9.8	0.0	0.0	158.1	9.8	0.0	0.0
3	HONDURAS		1006.9	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	302.8	-5.3	261.6	21.4	0.0	0.0	261.6	21.4	0.0	0.0
SUBSYSTEM TOTALS													120.5	21.1	71.5	5.5	171.3		

4	538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0
NICA	32.7	224.5	-98.9	0.0	143.2	-97.1	147.4	147.4	147.4	0.0
5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.8	19.3	19.3	19.3	0.0
C.RICA	263.0	569.4	-236.3	0.0	468.9	41.0	357.8	357.8	357.8	0.0
6	983.4	1025.4	0.0	0.0	0.0	-82.2	28.7	28.7	28.7	25.0
PANAMA	100.9	179.6	-22.7	0.0	421.7	6.3	357.3	357.3	357.3	25.0
7	120.5	37.8	0.0	0.0	0.0	81.4	1.3	1.3	1.3	50.0
ACANAL	21.1	6.6	0.0	0.0	0.0	-1.3	15.8	15.8	15.8	50.0
9	0.0	11.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-75.0
COLON	0.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-75.0
TOTALS	6253.2	6126.3	0.0	0.0	0.0	0.0	126.9	126.9	126.9	0.0
	604.0	1804.6	-870.5	0.0	1969.4	0.0	1639.4	1639.4	1639.4	0.0

2. AÑO 2010

2.1 Demanda Máxima de Verano



PLAN EXP-SIN POLCA JUNIO 2009

AÑO 1977

PROYECTO 2230.00

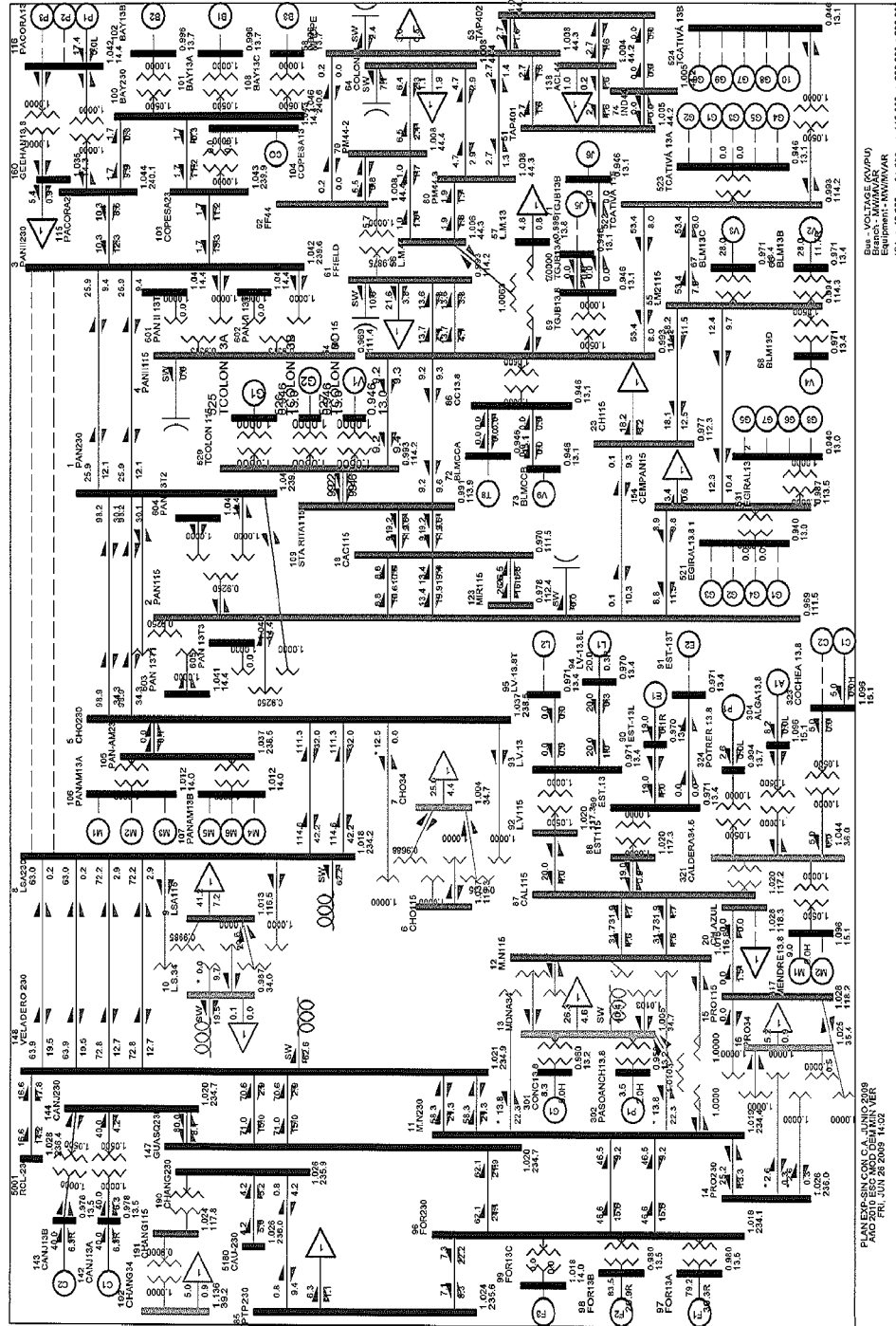
67	BLM13C	13.800 V3	31.0	0.7	25.0	0.0	0.0	0.9800	31.6	0.9997	47.0	1	6
68	BLM13D	13.800 V4	31.0	0.6	25.0	0.0	0.0	0.9800	31.6	0.9998	47.0	1	6
90	EST-13L	13.800 E1	22.0	-0.2	12.0	-5.0	0.0	0.9700	22.7	1.0000	27.0	1	6
94	LV-13.8L	13.800 L1	24.0	0.1	12.0	-5.0	0.0	0.9700	24.7	1.0000	27.0	1	6
97	FOR13A	13.800 F1	90.0	-37.4	50.0	-50.0	0.0	0.9710	100.4	0.9235	111.0	1	6
98	FOR13B	13.800 F2	90.0	-37.4	50.0	-50.0	0.0	0.9710	100.4	0.9235	111.0	1	6
99	FOR13C	13.800 F3	91.0	-37.3	50.0	-50.0	0.0	0.9710	101.3	0.9254	111.0	1	6
101	BAY13A	13.800 B1	55.6	15.3	50.0	-25.0	1.0000	77.2	0.9641	96.0	96.0	1	6
102	BAY13B	13.800 B2	75.3	17.0	50.0	-25.0	1.0000	77.2	0.9754	96.0	96.0	1	6
106	PANAM13A	13.800 M1	15.2	0.0	9.0	0.0	0.9803	15.5	1.0000	20.7	20.7	1	6
106	PANAM13A	13.800 M2	15.2	0.0	9.0	0.0	0.9803	15.5	1.0000	20.7	20.7	1	6
106	PANAM13A	13.800 M3	15.2	0.0	9.0	0.0	0.9803	15.5	1.0000	20.7	20.7	1	6
108	BAY13C	13.800 B3	75.3	17.0	50.0	-25.0	1.0000	77.2	0.9754	100.0	100.0	1	6
116	PACORA13	13.800 P1	17.5	0.0	8.8	0.0	1.0078	17.3	1.0000	21.7	21.7	1	6
116	PACORA13	13.800 P2	17.5	0.0	8.8	0.0	1.0078	17.3	1.0000	21.7	21.7	1	6
142	CANJ13A	13.800 C1	50.0	9.0	29.0	-29.0	0.0	0.9800	51.8	0.9841	69.0	1	6
143	CANJ13B	13.800 C2	50.0	9.0	29.0	-29.0	0.0	0.9800	51.8	0.9841	69.0	1	6
301	CONC13.8	13.800 G1	8.3	5.0	5.0	-5.0	0.0	0.9752	9.9	0.8566	13.5	1	6
302	PASOANCH13.8	13.800 P1	3.5	2.0	2.0	-2.0	0.0	0.9734	4.1	0.8682	6.2	1	6
304	ALGA13.8	13.800 A1	8.2	0.0	2.0	0.0	1.0972	7.5	1.0000	13.5	13.5	1	6
317	MENDRE13.8	13.800 M1	9.0	0.0	0.0	0.0	1.0972	8.2	1.0000	35.3	35.3	1	6
323	COCHEA	13.800 C1	5.9	0.0	0.0	0.0	1.0973	5.4	1.0000	35.3	35.3	1	6
324	POTRER	13.800 P1	2.6	0.0	2.0	0.0	0.9953	2.6	1.0000	6.2	6.2	1	6
521	EGIRAL13.8	113.800 G1	3.6	1.3	2.8	1.3	1.0015	3.8	0.9407	4.8	4.8	1	6
521	EGIRAL13.8	113.800 G2	3.6	1.3	2.8	1.3	1.0015	3.8	0.9407	4.8	4.8	1	6
521	EGIRAL13.8	113.800 G3	3.6	1.3	2.8	1.3	1.0015	3.8	0.9407	4.8	4.8	1	6
521	EGIRAL13.8	113.800 G4	3.6	1.3	2.8	1.3	1.0015	3.8	0.9407	4.8	4.8	1	6
523	TCATIVA	13A 13.800 G1	8.3	1.4	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9860	10.9	10.9	1	6
523	TCATIVA	13A 13.800 G2	8.3	1.4	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9860	10.9	10.9	1	6
523	TCATIVA	13A 13.800 G3	8.3	1.4	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9860	10.9	10.9	1	6
523	TCATIVA	13A 13.800 G4	8.3	1.4	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9860	10.9	10.9	1	6
523	TCATIVA	13A 13.800 G5	8.3	1.4	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9860	10.9	10.9	1	6
524	TCATIVA	13B 13.800 L0	8.3	1.4	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9860	10.9	10.9	1	6
524	TCATIVA	13B 13.800 G6	8.3	1.4	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9860	10.9	10.9	1	6
524	TCATIVA	13B 13.800 G7	8.3	1.4	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9860	10.9	10.9	1	6
524	TCATIVA	13B 13.800 G8	8.3	1.4	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9860	10.9	10.9	1	6
524	TCATIVA	13B 13.800 G9	8.3	1.4	6.6	-6.6	0.9900	8.5	0.9860	10.9	10.9	1	6
525	TCOLON	13A 13.800 G1	40.0	19.3	19.3	19.3	1.0178	43.6	0.9009	44.4	44.4	1	6
527	TCOLON	13C 13.800 V1	40.0	19.3	19.3	19.3	1.0178	43.6	0.9009	44.4	44.4	1	6
531	EGIRAL13.8	213.800 G5	8.1	3.0	6.4	3.0	1.0025	8.6	0.9374	10.9	10.9	1	6
531	EGIRAL13.8	213.800 G6	8.1	3.0	6.4	3.0	1.0025	8.6	0.9374	10.9	10.9	1	6
531	EGIRAL13.8	213.800 G7	8.1	3.0	6.4	3.0	1.0025	8.6	0.9374	10.9	10.9	1	6
531	EGIRAL13.8	213.800 G8	8.1	3.0	6.4	3.0	1.0025	8.6	0.9374	10.9	10.9	1	6
SUBSYSTEM TOTALS			1043.5	34.0	653.6	-309.8			8.6	0.9374	1434.8	1	6

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E WED, JUN 24 2009 11:07
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2010 ESC MOD DEM MAX VER

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	19.3	0.0
C. RICA	254.0	569.4	-236.3	0.0	469.9	33.4	357.4		
6	1043.5	1088.6	0.0	0.0	0.0	-80.1	22.9	25.0	
PANAMA	34.0	190.7	-23.4	0.0	447.1	18.4	293.3		
7	120.5	40.1	0.0	0.0	0.0	79.3	1.1	50.0	
ACANAL	17.1	7.0	0.0	0.0	0.0	-5.5	15.6		
9	0.0	12.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-75.0	
COLON	0.0	2.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
TOTALS	6313.3	6192.4	-0.0	0.0	1995.9	0.0	120.9	0.0	
	523.8	1816.2	-871.1	0.0		0.0	1574.7		

2.2. Demanda Mínima de Verano



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E WED, JUN 24 2009 11:36
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2010 ESC MOD DEM MIN VER

AREA 6 [PANAMA	J MACHINE SUMMARY:	QMAX	QMIN	ETERM CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP ZONE AREA	AREA SWING
BUS# X-- NAME --X BASKV ID MW	MVAR								
66 BLMI3B 13.800 V2	28.0 11.7	25.0	0.0 0.9710	31.2	0.9229	47.0		1	6
67 BLMI3C 13.800 V3	28.0 11.7	25.0	0.0 0.9710	31.2	0.9229	47.0		1	6
68 BLMI3D 13.800 V4	28.0 12.2	25.0	0.0 0.9710	31.5	0.9169	47.0		1	6
90 EST-13L 13.800 E1	19.0 0.1	12.0	-5.0 0.9700	19.6	1.0000	27.0		1	6
94 LV-13.8L 13.800 L1	20.0 0.3	12.0	-5.0 0.9700	20.6	0.9999	27.0		1	6
97 FOR13A 13.800 F1	79.2 -30.3	50.0	-50.0 0.9800	86.6	0.9340	111.0		1	6
98 FOR13B 13.800 F2	83.5 -29.9	50.0	-50.0 0.9800	90.5	0.9413	111.0		1	6
116 PACORA13 13.800 P1	17.4 0.0	8.8	0.0 1.0417	16.7	1.0000	21.7		1	6
142 CANJ13A 13.800 C1	40.0 6.3	29.0	-29.0 0.9783	41.4	0.9879	69.0		1	6
143 CANJ13B 13.800 C2	40.0 6.3	29.0	-29.0 0.9783	41.4	0.9879	69.0		1	6
301 CONCL13.8 13.800 G1	8.3 5.0	5.0	-5.0 0.9598	10.1	0.8566	13.5		1	6
302 PASOANCH13.8 13.800 F1	3.5 2.0	2.0	-2.0 0.9580	4.2	0.8682	6.2		1	6
304 ALGAL13.8 13.800 A1	8.2 0.0	2.0	0.0 1.0957	7.5	1.0000	13.5		1	6
317 MENDRE13.8 13.800 M1	9.0 0.0	0.0	0.0 1.0956	8.2	1.0000	35.3		1	6
323 COCHEA 13.8 13.800 C1	5.0 0.0	0.0	0.0 1.0957	4.6	1.0000	35.3		1	6
324 POTRER 13.8 13.800 P1	2.6 0.0	2.0	0.0 0.9939	2.6	1.0000	6.2		1	6
SUBSYSTEM TOTALS	419.7 -4.7	276.8	-175.0			686.9			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E WED, JUN 24 2009 11:36
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2010 ESC MOD DEM MIN VER

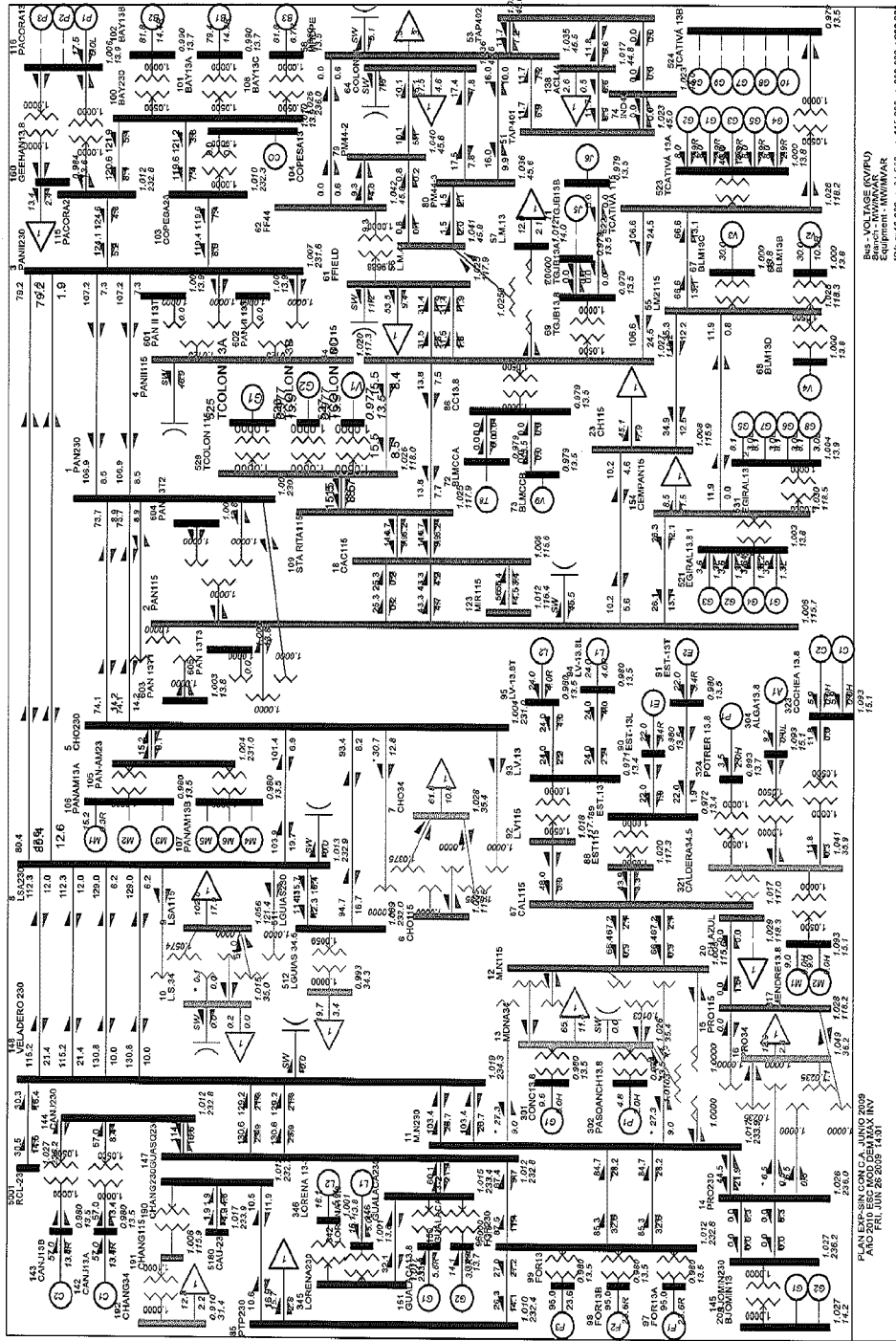
AREA 7 [ACANAL	J MACHINE SUMMARY:	QMAX	QMIN	ETERM CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP ZONE AREA	AREA SWING
BUS# X-- NAME --X BASKV ID MW	MVAR								
170 MIR13G 13.800 M1	16.1 6.8	11.2	6.8 1.0147	17.2	0.9204	23.0		2	7
171 MIR13H 13.800 M1	16.1 6.8	11.2	6.8 1.0240	17.0	0.9205	23.0		2	7
171 MIR13H 13.800 M2	16.1 6.8	11.2	6.8 1.0240	17.0	0.9205	23.0		2	7
SUBSYSTEM TOTALS	48.2 20.5	33.5	20.5			69.1			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E WED, JUN 24 2009 11:36
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2010 ESC MOD DEM MIN VER

AREA TOTALS
 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT
1	1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0
GUATEMAL	29.8	349.5	-266.2	0.0	412.9	17.9	341.4	0.0
2	911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.8	0.0
SALVADOR	100.8	182.3	-58.1	0.0	219.9	38.4	158.1	0.0
3	1006.9	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0	21.4	0.0
HONDURAS	55.7	290.6	-188.3	0.0	302.8	-5.3	261.6	0.0
4	538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0
NICA	32.6	224.5	-98.9	0.0	143.2	-97.2	147.4	0.0
5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.9	19.3	0.0
C.RICA	252.7	569.4	-236.7	0.0	469.7	32.4	357.2	0.0
6	419.7	433.0	0.0	0.0	0.0	-32.9	14.7	25.0
PANAMA	-4.7	75.9	164.5	0.0	391.9	1.3	144.7	0.0
7	48.2	16.0	0.0	0.0	0.0	32.0	0.2	50.0
ACANAL	20.5	2.8	0.0	0.0	0.0	12.6	5.1	0.0
9	0.0	4.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-75.0
COLON	0.0	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTALS	5617.1	5505.4	0.0	0.0	0.0	0.0	111.7	0.0
	487.1	1695.8	-683.6	0.0	1940.5	0.0	1415.4	0.0

2.3. Demanda Máxima de Invierno



Bus - VOLTAGE (KV/RU)
 Equipment - MW/MVAR
 KV-5514.R00-4.3.3.500-6514.D00-SP2A.D00-2200.D00

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R/E) WED, JUN 24 2009 11:43
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2010 ESC MOD DEM MAX INV

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	1.0034	230.77	3	PANI230			230.00	6	1.0071	231.64
5	CHO230			230.00	6	1.0043	230.99	8	LSA230			230.00	6	1.0127	232.92
11	M.N230			230.00	6	1.0168	233.86	14	PRO230			230.00	6	1.0261	236.01
85	PTP230			230.00	6	1.0104	232.40	96	FOR230			230.00	6	1.0121	232.79
100	BAY230			230.00	6	1.0260	235.97	103	COPESA23			230.00	6	1.0102	232.34
105	PAN-AM23			230.00	6	1.0043	231.00	115	PACORA23			230.00	6	1.0123	232.84
144	CANJ230			230.00	6	1.0123	232.83	145	EJOMIN230			230.00	6	1.0269	236.18
146	GUALACA230			230.00	6	1.0149	233.43	147	GUASQ230			230.00	6	1.0124	232.84
148	VELADERO			230230.00	6	1.0188	234.33	190	CHANG230			230.00	6	1.0118	232.71
345	LORENA230			230.00	6	1.0167	233.85	511	LGUIAS230			230.00	6	1.0085	231.96
6000	FRONTER			230.00	6	1.0267	236.13								

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R/E) WED, JUN 24 2009 11:43
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2010 ESC MOD DEM MAX INV

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	PANI15			115.00	6	1.0057	115.65	4	PANI115			115.00	6	1.0204	117.35
6	CHO115			115.00	6	1.0054	115.62	9	LSA115			115.00	6	1.0560	121.44
12	M.N115			115.00	6	1.0049	115.56	15	PRO115			115.00	6	1.0279	118.21
18	CAC115			115.00	6	1.0055	115.64	19	C.V115			115.00	6	1.0091	116.05
20	CH.AZUL			115.00	6	1.0287	118.30	23	CHI115			115.00	6	1.0077	115.88
33	STMI15			115.00	6	1.0040	115.47	48	TINAJ115			115.00	6	1.0037	115.42
50	M.O115			115.00	6	1.0038	115.44	52	TOC115			115.00	6	1.0181	117.08
54	LM115			115.00	6	1.0275	118.16	55	LM2115			115.00	6	1.0285	118.28
61	FFIELD			115.00	6	1.0249	117.86	87	CAL115			115.00	6	1.0175	117.01
88	EST115			115.00	6	1.0200	117.30	92	L.V115			115.00	6	1.0185	117.12
109	STA.RIT115			115.00	6	1.0252	117.90	123	MIR115			115.00	7	1.0120	116.39
154	CEMPAN15			115.00	6	1.0302	118.47	191	CHANG115			115.00	6	1.0081	115.93
522	TCATIVA			115	6	1.0281	118.23	529	TCOLON			115	6	1.0264	118.03

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

531 EGIRAL13.8	213.800	G6	8.1	3.0	6.4	3.0	1.0044	8.6	0.9374	10.9	1	6
531 EGIRAL13.8	213.800	G7	8.1	3.0	6.4	3.0	1.0044	8.6	0.9374	10.9	1	6
531 EGIRAL13.8	213.800	G8	8.1	3.0	6.4	3.0	1.0044	8.6	0.9374	10.9	1	6
SUBSYSTEM TOTALS			1060.4	58.9	615.4	-352.4		8.6	0.9374	1422.2		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E WED, JUN 24 2009 11:42
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2010 ESC MOD DEM MAX INV

AREA 7 [ACANAL 1 MACHINE SUMMARY:

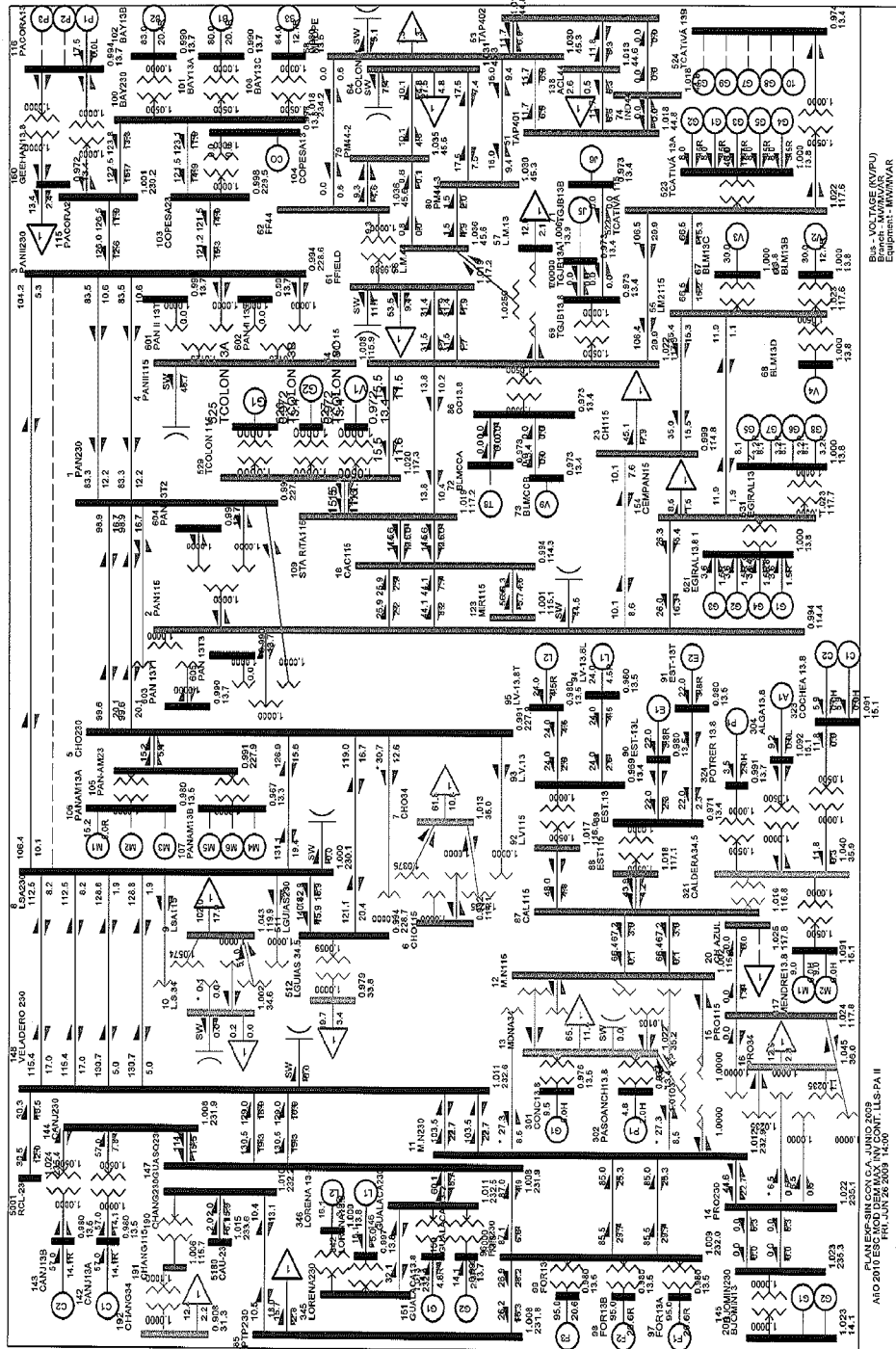
BUS#	X--NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X	T	R	A	N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
129	MIR13D		13.800	G4	35.0	0.0	15.0	0.0	1.0072	34.7	1.0000	44.1								2	7
130	MIR13F		13.800	G5	17.1	0.0	8.0	0.0	1.0202	16.8	1.0000	27.7								2	7
140	GAT6A		6.9000	G1	1.9	-1.1	2.0	-2.0	1.0000	2.2	0.8783	4.1								2	7
140	GAT6A		6.9000	G2	1.9	-1.1	2.0	-2.0	1.0000	2.2	0.8783	4.1								2	7
140	GAT6A		6.9000	G3	1.9	-1.1	2.0	-2.0	1.0000	2.2	0.8783	4.1								2	7
141	GAT6B		6.9000	G4	3.9	-1.8	3.0	-3.0	1.0000	4.3	0.9060	5.6								2	7
141	GAT6B		6.9000	G5	3.9	-1.8	3.0	-3.0	1.0000	4.3	0.9060	5.6								2	7
141	GAT6B		6.9000	G6	3.9	-1.8	3.0	-3.0	1.0000	4.3	0.9060	5.6								2	7
170	MIR13G		13.800	M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0345	17.7	0.9281	23.0								2	7
171	MIR13H		13.800	M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0435	17.6	0.9281	23.0								2	7
171	MIR13H		13.800	M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0435	17.6	0.9281	23.0								2	7
SUBSYSTEM TOTALS			120.5	11.9	71.5	5.5				171.3										2	7

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E WED, JUN 24 2009 11:43
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2010 ESC MOD DEM MAX INV

X--	AREA	--X	GENERATION	LOAD	FROM	TO	TO BUS	TO LINE	SHUNT	CHARGING	FROM	TO	NET INT	LOSSES	DESIRED
						SHUNT	SHUNT	TO	TO	FROM	TO	NET INT	LOSSES	NET INT	
1	GUATEMAL		1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	35.2	341.4	0.0
			29.8	349.5	-266.2	0.0	412.9	17.9							
2	SALVADOR		911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.8	156.1	0.0
			100.8	182.3	-58.1	0.0	219.9	38.4							
3	HONDURAS		1006.9	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	21.4	261.6	0.0
			55.7	290.6	-188.3	0.0	302.8	-5.3							
4	NICA		538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	147.4	0.0
			32.7	224.5	-98.9	0.0	143.2	-97.1							

5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	19.3	0.0
C. RICA	261.7	569.4	-237.2	0.0	469.1	41.5	357.1		
6	1060.4	1092.6	0.0	0.0	0.0	-80.6	36.4	25.0	
PANAMA	58.9	191.4	-116.3	0.0	451.0	15.1	417.6		
7	120.5	39.6	0.0	0.0	0.0	79.7	1.2	50.0	
ACANAL	11.9	6.9	0.0	0.0	0.0	-10.4	15.4		
9	0.0	12.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-75.0	
COLON	0.0	2.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
TOTALS	6330.2	6195.6	0.0	0.0	1998.9	0.0	134.5	0.0	
	551.4	1816.7	-964.9	0.0		0.0	1698.6		

2.3.1. Contingencia Llano Sánchez-Panamá II



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R/E) WED, JUN 24 2009 13:39
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT. LLS-PA II

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	LSA	230		230.00	6	1.0004	230.09	11	M.	N230		230.00	6	1.0124	232.86
14	PRO	230		230.00	6	1.0222	235.10	85	PTP	230		230.00	6	1.0078	231.80
96	FOR	230		230.00	6	1.0088	232.01	100	BAY	230		230.00	6	1.0181	234.16
115	PAC	230		230.00	6	1.0007	230.17	144	CANU	230		230.00	6	1.0082	231.89
145	BJO	230		230.00	6	1.0229	235.28	146	GUAL	230		230.00	6	1.0109	232.51
147	GUAS	230		230.00	6	1.0082	231.90	148	VELA	230		230.00	6	1.0113	232.60
190	CHANG	230		230.00	6	1.0095	232.19	345	LORENA	230		230.00	6	1.0128	232.94
6000	FRONTIER	230		230.00	6	1.0228	235.24								

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN	230		230.00	6	0.9905	227.81	3	PANI	230		230.00	6	0.9941	228.65
5	CHO	230		230.00	6	0.9908	227.88	103	COPE	230		230.00	6	0.9979	229.52
105	PAN-AM	230		230.00	6	0.9908	227.89	511	LGUIA	230		230.00	6	0.9943	228.68

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R/E) WED, JUN 24 2009 13:39
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT. LLS-PA II

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	PANI	115		115.00	6	1.0075	115.86	9	LSA	115		115.00	6	1.0428	119.92
12	M.	115		115.00	6	1.0023	115.26	15	PRO	115		115.00	6	1.0240	117.76
20	CH.	115		115.00	6	1.0248	117.85	52	TOC	115		115.00	6	1.0051	115.59
54	LM	115		115.00	6	1.0217	117.49	55	LM	115		115.00	6	1.0227	117.61
61	FFI	115		115.00	6	1.0191	117.19	87	CAL	115		115.00	6	1.0157	116.81
88	EST	115		115.00	6	1.0184	117.12	92	L.	115		115.00	6	1.0168	116.93
109	STA	115		115.00	6	1.0188	117.16	123	MIR	115		115.00	7	1.0013	115.15
154	CEM	115		115.00	6	1.0234	117.69	191	CHANG	115		115.00	6	1.0058	115.67
522	TCATI	115		115.00	6	1.0223	117.57	529	TCOLON	115		115.00	6	1.0202	117.33

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN	115		115.00	6	0.9944	114.36	6	CHO	115		115.00	6	0.9918	114.06
18	CAC	115		115.00	6	0.9943	114.34	19	C.	115		115.00	6	0.9965	114.60
21	C.	115		115.00	6	0.9873	113.54	23	GH	115		115.00	6	0.9986	114.84
26	LOC	115		115.00	6	0.9879	113.61	30	MAR	115		115.00	6	0.9864	113.44

531	EGIRAL13.8	213.800	G6	8.1	3.2	6.4	3.0	1.0000	8.7	0.9284	10.9	1	6
531	EGIRAL13.8	213.800	G7	8.1	3.2	6.4	3.0	1.0000	8.7	0.9284	10.9	1	6
531	EGIRAL13.8	213.800	G8	8.1	3.2	6.4	3.0	1.0000	8.7	0.9284	10.9	1	6
SUBSYSTEM TOTALS													
				1064.4	110.4	615.4	-352.4				1422.2		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E WED, JUN 24 2009 13:39
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT. LLS-PA II

AREA 7 (ACANAL 1 MACHINE SUMMARY:

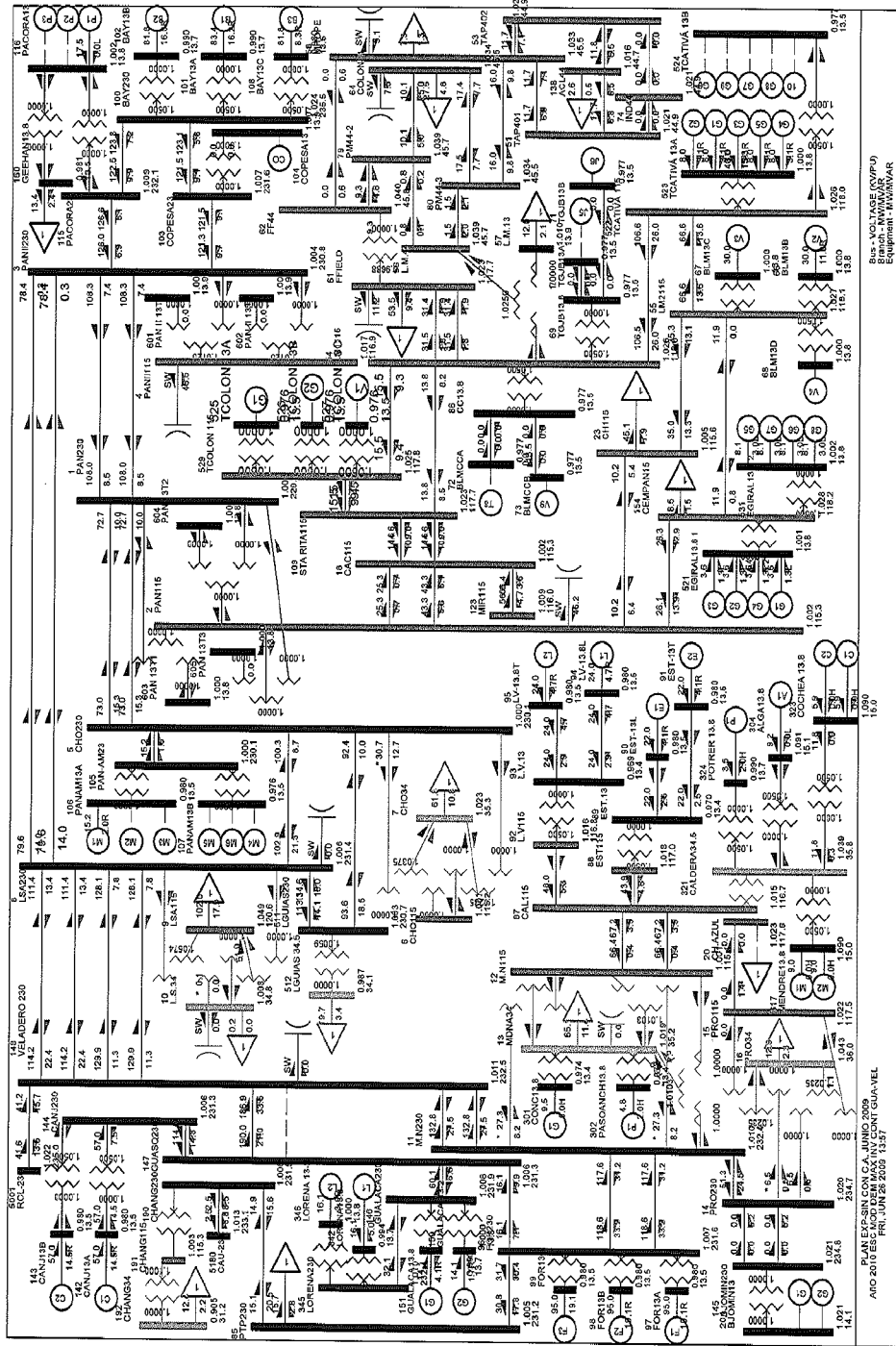
BUS#	X--	NAME	--X	BASEKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	EF	MVABASE	X	T	R	A	N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING		
129	MIR13D	13.800	G4	35.0	0.6	15.0	0.0	1.0000	35.0	0.9998	44.1	2	7											
130	MIR13F	13.800	G5	17.1	0.0	8.0	0.0	1.0112	16.9	1.0000	27.7	2	7											
140	GAT6A	6.9000	G1	1.9	-0.8	2.0	-2.0	1.0000	2.1	0.9214	4.1	2	7											
140	GAT6A	6.9000	G2	1.9	-0.8	2.0	-2.0	1.0000	2.1	0.9214	4.1	2	7											
140	GAT6A	6.9000	G3	1.9	-0.8	2.0	-2.0	1.0000	2.1	0.9214	4.1	2	7											
141	GAT6B	6.9000	G4	3.9	-1.6	3.0	-3.0	1.0000	4.2	0.9269	5.6	2	7											
141	GAT6B	6.9000	G5	3.9	-1.6	3.0	-3.0	1.0000	4.2	0.9269	5.6	2	7											
141	GAT6B	6.9000	G6	3.9	-1.6	3.0	-3.0	1.0000	4.2	0.9269	5.6	2	7											
170	MIR13G	13.800	M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0256	17.9	0.9281	23.0	2	7											
171	MIR13H	13.800	M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0347	17.7	0.9281	23.0	2	7											
171	MIR13H	13.800	M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0347	17.7	0.9281	23.0	2	7											
SUBSYSTEM TOTALS												120.5	13.9	71.5	5.5							171.3		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E WED, JUN 24 2009 13:39
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT. LLS-PA II

X--	AREA	--X	GENERATION	LOAD	FROM	TO	TO BUS	TO LINE	SHUNT	CHARGING	FROM	TO	NET INT	LOSSES	DESIRED				
															AREA TOTALS	IN MW/MVAR	NET INT	LOSSES	NET INT
1	GUATEMAL		1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	35.2	341.4	0.0				
2	SALVADOR		911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.8	156.1	0.0				
3	HONDURAS		1006.9	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	21.4	261.6	0.0				
4	NICA		538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	147.4	0.0				
															143.2	-97.0	0.0	147.4	

5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	19.3	0.0
C. RICA	267.2	569.4	-237.1	0.0	468.5	46.1	357.3			
6	1064.4	1092.6	0.0	0.0	0.0	-80.5	40.4			25.0
PANAMA	110.4	191.4	-113.8	0.0	418.0	8.5	440.2			
7	120.5	39.6	0.0	0.0	0.0	79.7	1.3			50.0
ACANAL	13.9	6.9	0.0	0.0	0.0	-8.6	15.6			
9	0.0	12.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			-75.0
COLON	0.0	2.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
TOTALS	6334.1	6195.6	0.0	0.0	0.0	0.0	138.5	0.0	138.5	0.0
	610.6	1816.7	-962.4	0.0	1965.3	0.0	1721.6			

2.3.2. Contingencia Guasaitas-Veladero



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E WED, JUN 24 2009 13:43
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT GUA-VEL

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	
3	PANI	I230		230.00	6	1.0036	230.82	5	CHOS	230		230.00	6	1.0003	230.06	
8	LSA	230		230.00	6	1.0062	231.42	11	M.N2	30		230.00	6	1.0103	232.37	
14	FOR	230		230.00	6	1.0203	234.66	85	PTP	230		230.00	6	1.0050	231.15	
96	FOR	230		230.00	6	1.0071	231.64	100	BAY	230		230.00	6	1.0238	235.48	
103	COPE	SA23		230.00	6	1.0068	231.57	105	PAN-AM	23		230.00	6	1.0003	230.06	
115	PACOR	A23		230.00	6	1.0092	232.11	144	CANJ	230		230.00	6	1.0056	231.28	
145	BJOMI	N230		230.00	6	1.0210	234.83	146	GUALA	CR230		230.00	6	1.0083	231.92	
147	GUAS	Q230		230.00	6	1.0056	231.29	148	VELA	DERO	230		230.00	6	1.0108	232.48
190	CHANG	230		230.00	6	1.0063	231.46	345	LORENA	230		230.00	6	1.0103	232.36	
511	LGUIA	S230		230.00	6	1.0030	230.69	6000	FRONTER			230.00	6	1.0209	234.81	

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	PAN	230		230.00	6	0.9997	229.94								

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E WED, JUN 24 2009 13:43
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT GUA-VEL

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PANI	I15		115.00	6	1.0025	115.28	4	PANI	I115		115.00	6	1.0169	116.94
6	CHO	I15		115.00	6	1.0013	115.15	9	LSA	I15		115.00	6	1.0490	120.63
12	M.N1	I5		115.00	6	1.0010	115.12	15	PRO	I15		115.00	6	1.0221	117.94
18	CAC	I15		115.00	6	1.0023	115.27	19	C.V1	I5		115.00	6	1.0056	115.64
20	CH.AZUL			115.00	6	1.0228	117.62	23	CHI	I15		115.00	6	1.0050	115.58
33	STM	I15		115.00	6	1.0008	115.09	48	TINA	J115		115.00	6	1.0004	115.05
50	M.O1	I5		115.00	6	1.0006	115.06	52	TOC	I15		115.00	6	1.0145	116.67
54	LM	I15		115.00	6	1.0257	117.96	55	LM2	I15		115.00	6	1.0268	118.08
61	EFIE	L15		115.00	6	1.0231	117.66	87	CAL	I15		115.00	6	1.0149	116.71
88	EST	I15		115.00	6	1.0176	117.03	92	L.V1	I5		115.00	6	1.0160	116.84
109	STA	RITA	I15	115.00	6	1.0233	117.68	123	MIR	I15		115.00	7	1.0089	116.03
154	CEMPA	N15		115.00	6	1.0280	118.22	191	CHANG	I15		115.00	6	1.0026	115.30
522	TCATI	VÁ	I15	115.00	6	1.0264	118.03	529	TCOLON	I15		115.00	6	1.0245	117.82

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
21	C.BAN	I15		115.00	6	0.9956	114.50	26	LOC	I15		115.00	6	0.9962	114.56
30	MAR	I15		115.00	6	0.9946	114.38	37	SAN	I15		115.00	6	0.9954	114.47

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E WED, JUN 24 2009 13:42
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT GUA-VEL

AREA 7 [ACANAL 1] MACHINE SUMMARY:
 BUS# X-- NAME --X BASKV ID MW MVAR QMAX QMIN ETERM CURRENT PF MVBASE X T R A N GENTAP ZONE AREA SWING

129	MIR13D	13.800	G4	35.0	0.0	15.0	0.0	1.0045	54.8	1.0000	44.1															
130	MIR13F	13.800	G5	17.1	0.0	8.0	0.0	1.0173	16.8	1.0000	27.7															
140	GAT6A	6.9000	G1	1.9	-1.0	2.0	-2.0	1.0000	2.2	0.8920	4.1															
140	GAT6A	6.9000	G2	1.9	-1.0	2.0	-2.0	1.0000	2.2	0.8920	4.1															
140	GAT6A	6.9000	G3	1.9	-1.0	2.0	-2.0	1.0000	2.2	0.8920	4.1															
140	GAT6A	6.9000	G4	3.9	-1.7	3.0	-3.0	1.0000	4.2	0.9126	5.5															
141	GAT6B	6.9000	G5	3.9	-1.7	3.0	-3.0	1.0000	4.2	0.9126	6.2															
141	GAT6B	6.9000	G6	3.9	-1.7	3.0	-3.0	1.0000	4.2	0.9126	6.2															
170	MIR13G	13.800	M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0317	17.8	0.9281	23.0															
171	MIR13H	13.800	M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0407	17.6	0.9281	23.0															
171	MIR13H	13.800	M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0407	17.6	0.9281	23.0															
SUBSYSTEM TOTALS											120.5	12.3	71.5	5.5								171.3				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E WED, JUN 24 2009 13:43
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2010 ESC MOD DEM MAX INV CONT GUA-VEL

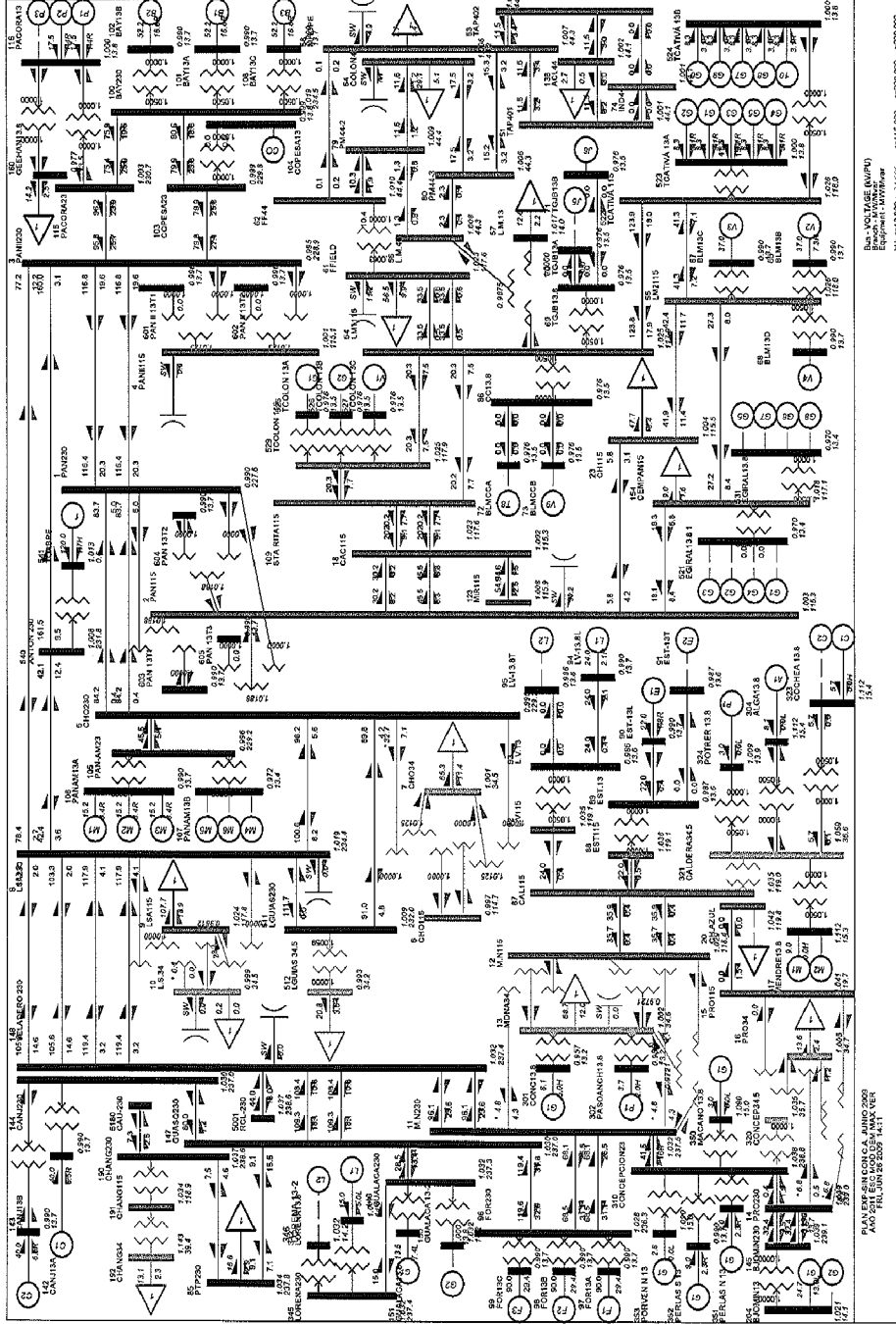
AREA TOTALS
 IN MW/MVAR

X-- AREA	--X GENERATION	FROM TO BUS SHUNT	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	CHARGING	FROM NET INT	TO NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT
1	GUATEMAL	1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0
		29.8	349.5	-266.2	0.0	412.9	17.9	341.4	
2	SALVADOR	911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.8	0.0
		100.8	182.3	-58.1	0.0	219.9	38.4	158.1	
3	HONDURAS	1006.9	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0	21.4	0.0
		55.8	290.6	-188.3	0.0	302.8	-5.2	261.6	
4	NICA	538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0
		32.9	224.5	-98.9	0.0	143.2	-96.9	147.4	
5	C.RICA	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.8	19.3	0.0
		271.6	569.4	-236.8	0.0	468.1	49.1	357.9	

6	1064.4	1092.6	0.0	0.0	0.0	-60.5	40.3	25.0
PANAMA	92.7	191.4	-115.6	0.0	430.5	6.8	438.5	
7	120.5	39.6	0.0	0.0	0.0	79.7	1.2	50.0
ACANAL	12.3	6.9	0.0	0.0	0.0	-10.1	15.4	
9	0.0	12.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-75.0
COLON	0.0	2.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	6334.1	6195.6	0.0	0.0	0.0	0.0	138.5	0.0
	595.9	1816.7	-963.8	0.0	1977.4	0.0	1720.3	

3. AÑO 2011

3.1. Demanda Máxima de Verano



See-VOLTAGE (MVP)

Elaborado por: [Illegible]

M. GUILLERMO [Illegible]

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R/E) WED, JUN 24 2009 14:01
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2011 ESC MOD DEM MAX VER

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	LSA	230				6	1.0189	234.35	11	M.N230		230.00	6	1.0325	237.47
14	FOR	230				6	1.0392	239.02	85	PTP230		230.00	6	1.0343	237.89
96	FOR	230				6	1.0275	236.33	100	BAY230		230.00	6	1.0194	234.47
115	PACORA	230				6	1.0029	230.66	144	CANU230		230.00	6	1.0305	237.01
145	BJOWIN	230				6	1.0394	239.07	146	GUALACA230		230.00	6	1.0315	237.26
147	GUASO	230				6	1.0304	237.00	148	VELADERO		230230.00	6	1.0324	237.45
190	CHANG	230				6	1.0374	238.59	310	CONCEPCION230		230.00	6	1.0381	238.76
345	LORENA	230				6	1.0324	237.45	511	LGULIAS230		230.00	6	1.0088	232.03
540	ANTON	230				6	1.0078	231.79	6000	FRONTER		230.00	6	1.0390	238.97

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN	230				6	0.9896	227.61	3	PAN1230		230.00	6	0.9952	228.90
5	CHO	230				6	0.9963	229.15	103	COPESA23		230.00	6	0.9993	229.83
105	PAN-AM	230				6	0.9964	229.16							

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R/E) WED, JUN 24 2009 14:01
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2011 ESC MOD DEM MAX VER

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	PAN	115				6	1.0026	115.30	4	PAN1115		115.00	6	1.0007	115.08
9	LSA	115				6	1.0242	117.79	12	M.N115		115.00	6	1.0292	118.35
15	PRO	115				6	1.0411	119.72	18	CAC115		115.00	6	1.0024	115.27
20	CH-AZUL	115				6	1.0418	119.81	23	CHI115		115.00	6	1.0043	115.49
33	STM	115				6	1.0009	115.10	48	TINA1115		115.00	6	1.0005	115.05
50	M.O	115				6	1.0006	115.07	54	LM1115		115.00	6	1.0252	117.90
55	LM2	115				6	1.0261	118.00	61	FFIELD		115.00	6	1.0229	117.63
87	CAL	115				6	1.0351	119.03	88	EST115		115.00	6	1.0360	119.14
92	L.V	115				6	1.0354	119.08	109	STA RITA115		115.00	6	1.0227	117.61
123	MIR	115				7	1.0081	115.93	154	CEMPAN15		115.00	6	1.0183	117.10
191	CHANG	115				6	1.0338	118.88	522	TCATIVÁ		115.00	6	1.0259	117.98
529	TCOLON	115				6	1.0249	117.87							

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

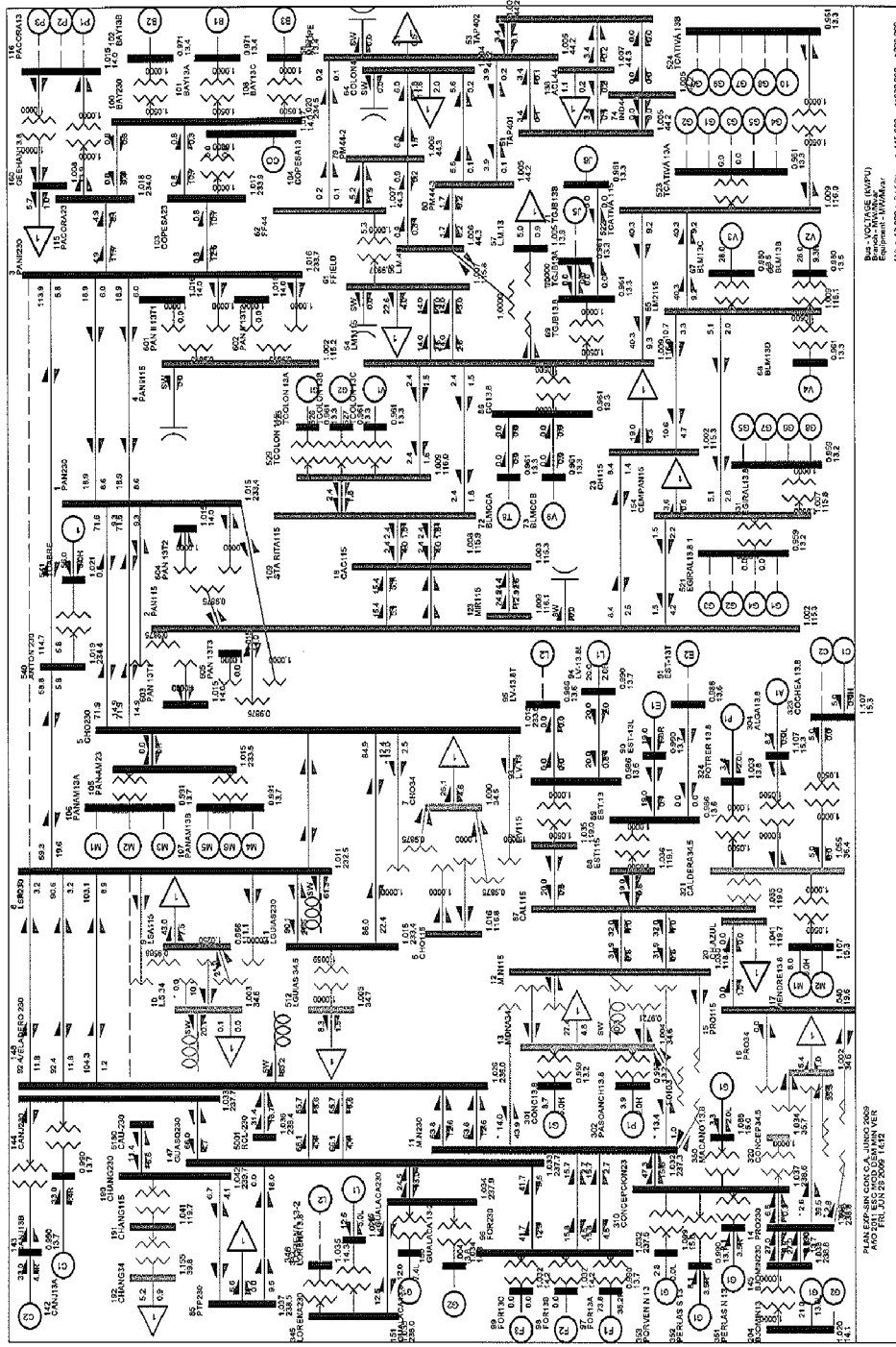
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6	CHO	115				6	0.9974	114.70	19	C.V115		115.00	6	0.9935	114.25
21	C.BAN	115				6	0.9931	114.21	26	LOC115		115.00	6	0.9942	114.33
30	MAR	115				6	0.9933	114.23	37	SAN115		115.00	6	0.9919	114.07
52	TOC	115				6	0.9982	114.79							

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, JUN 24 2009 13:45
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2011 ESC MOD DEM MAX VER

AREA 6 [PANAMA			J MACHINE SUMMARY:			X T R A N									
BUS#	X-- NAME	--X BASKV ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM CURRENT	PF	MVABASE	ZONE	AREA	SWING			
66	BLM13B	13.800 V2	37.0	7.3	25.0	0.0	0.0 0.9900	38.1	0.9812	1	6				
67	BLM13C	13.800 V3	37.0	7.3	25.0	0.0	0.0 0.9900	38.1	0.9812	1	6				
68	BLM13D	13.800 V4	37.0	7.5	25.0	0.0	0.0 0.9900	38.1	0.9801	1	6				
90	EST-13L	13.800 E1	22.0	1.8	12.0	-5.0	0.0 0.9900	22.3	0.9966	1	6				
94	LV-13.8L	13.800 L1	24.0	2.1	12.0	-5.0	0.0 0.9900	24.3	0.9960	1	6				
97	FOR13A	13.800 F1	90.0	-29.4	50.0	-50.0	0.0 0.9900	95.6	0.9506	1	6				
98	FOR13B	13.800 F2	90.0	-29.4	50.0	-50.0	0.0 0.9900	95.6	0.9506	1	6				
99	FOR13C	13.800 F3	90.0	-29.4	50.0	-50.0	0.0 0.9900	95.6	0.9506	1	6				
101	BAY13A	13.800 B1	52.2	16.6	50.0	-25.0	0.0 0.9900	55.3	0.9529	1	6				
102	BAY13B	13.800 B2	52.2	16.6	50.0	-25.0	0.0 0.9900	55.3	0.9529	1	6				
106	PANAM13A	13.800 M1	15.2	3.4	9.0	0.0	0.0 0.9900	15.7	0.9758	1	6				
106	PANAM13A	13.800 M2	15.2	3.4	9.0	0.0	0.0 0.9900	15.7	0.9758	1	6				
106	PANAM13A	13.800 M3	15.2	3.4	9.0	0.0	0.0 0.9900	15.7	0.9758	1	6				
108	BAY13C	13.800 B3	52.2	16.6	50.0	-25.0	0.0 0.9900	55.3	0.9529	1	6				
116	PACORA13	13.800 P1	17.5	1.4	8.8	0.0	1.0000	17.5	0.9867	1	6				
116	PACORA13	13.800 P2	17.5	1.4	8.8	0.0	1.0000	17.5	0.9867	1	6				
142	CANJ13A	13.800 C1	40.0	6.5	29.0	-29.0	0.0 0.9900	40.9	0.9870	1	6				
143	CANJ13B	13.800 C2	40.0	6.5	29.0	-29.0	0.0 0.9900	40.9	0.9870	1	6				
151	GUALACA13.8	13.800 G1	13.5	-7.4	7.4	-7.4	1.0004	15.4	0.8761	1	6				
204	BJOMINI3	13.800 J1	24.7	-13.0	13.0	-13.0	1.0211	27.3	0.8849	1	6				
205	BAITUNI3	13.800 J2	40.0	1.1	26.6	-26.6	0.9800	40.4	0.9896	1	6				
301	CONCL13.8	13.800 G1	8.1	5.0	5.0	-5.0	0.9570	9.9	0.8509	1	6				
302	PASOANCH13.8	13.800 F1	3.7	2.0	2.0	-2.0	0.9552	4.4	0.8797	1	6				
304	ALGA13.8	13.800 A1	8.1	0.0	2.0	0.0	1.1124	7.3	1.0000	1	6				
317	MENDRE13.8	13.800 M1	9.0	0.0	0.0	0.0	1.1122	8.1	1.0000	1	6				
323	COCHEA 13.8	13.800 C1	5.7	0.0	0.0	0.0	1.1123	5.1	1.0000	1	6				
324	POTRE 13.8	13.800 P1	3.0	0.0	2.0	0.0	1.0090	3.0	1.0000	1	6				
340	PEDGALITO13.800	13.800 P1	17.5	2.4	12.0	-5.0	0.9900	17.8	0.9908	1	6				
342	LORENA13.8	13.800 L1	15.0	-5.0	10.5	-5.0	1.0167	15.6	0.9487	1	6				
350	MACANO 13.8	13.800 G1	3.0	0.0	2.0	0.0	1.0900	2.8	1.0000	1	6				
351	PERLAS N 13	13.800 G1	9.0	2.3	5.0	-5.0	0.9900	9.4	0.9700	1	6				
352	PERLAS S 13	13.800 G1	9.0	2.3	5.0	-5.0	0.9900	9.4	0.9700	1	6				
523	TCATIVÁ 13A	13.800 G1	2.8	0.0	2.0	0.0	1.0900	2.6	1.0000	1	6				
523	TCATIVÁ 13A	13.800 G2	8.3	3.1	6.6	-6.6	1.0000	8.8	0.9349	1	6				
523	TCATIVÁ 13A	13.800 G3	8.3	3.1	6.6	-6.6	1.0000	8.8	0.9349	1	6				
523	TCATIVÁ 13A	13.800 G4	8.3	3.1	6.6	-6.6	1.0000	8.8	0.9349	1	6				
523	TCATIVÁ 13A	13.800 G5	8.3	3.1	6.6	-6.6	1.0000	8.8	0.9349	1	6				
524	TCATIVÁ 13B	13.800 G6	8.3	3.1	6.6	-6.6	1.0000	8.8	0.9349	1	6				
524	TCATIVÁ 13B	13.800 G7	8.3	3.1	6.6	-6.6	1.0000	8.8	0.9349	1	6				
524	TCATIVÁ 13B	13.800 G8	8.3	3.1	6.6	-6.6	1.0000	8.8	0.9349	1	6				

5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	19.3	0.0
C.RICA	234.8	569.4	-236.6	0.0	471.5	16.6	356.8			
6	1118.8	1154.0	0.0	0.0	0.0	-78.4	30.6			25.0
PANAMA	36.4	202.2	-53.3	0.0	484.8	35.0	335.3			
7	120.5	41.8	0.0	0.0	0.0	77.6	1.2			50.0
ACANAL	17.4	7.3	0.0	0.0	0.0	-4.9	15.0			
9	0.0	12.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			-75.0
COLON	0.0	2.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
TOTALS	6388.6	6259.9	-901.4	0.0	2035.2	0.0	128.6	0.0	1615.5	0.0
	506.8	1828.0		0.0						

3.2. Demanda Mínima de Verano



800 VOLTAGE (MVPU)
EQUIPMENT - 11KV/20KV
NO-SCALE

PLAN EXP-SIN CON CA JUNIO 2005
AÑO DEL PLAN 2005 Y 2006

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R/E) WED, JUN 24 2009 14:06
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2011 ESC MOD DEM MIN VER

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	1.0147	233.58	3	PANI230	230.00	6	1.0161	233.70
5	CHO230	230.00	6	1.0154	233.53	8	LSA230	230.00	6	1.0110	232.54
11	M.N230	230.00	6	1.0317	237.30	14	PRO230	230.00	6	1.0383	238.80
85	PTP230	230.00	6	1.0388	238.92	96	FOR230	230.00	6	1.0324	237.46
100	BAY230	230.00	6	1.0197	234.54	103	COPE230	230.00	6	1.0172	233.95
105	PAN-AM23	230.00	6	1.0154	233.53	115	PACORA23	230.00	6	1.0176	234.05
144	CANJ230	230.00	6	1.0334	237.69	145	EJOMIN230	230.00	6	1.0384	238.84
146	GUALACA230	230.00	6	1.0343	237.89	147	GUASQ230	230.00	6	1.0334	237.68
148	VELADERO	230230.00	6	1.0263	236.05	190	CHANG230	230.00	6	1.0421	239.69
310	CONCEPCION230.00	6	1.0373	238.58	345	LORENA230	230.00	6	1.0350	238.04	
511	LGIUAS230	230.00	6	1.0148	233.40	540	ANTON 230	230.00	6	1.0192	234.41
6000	FRONTER	230.00	6	1.0380	238.75						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *									

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R/E) WED, JUN 24 2009 14:06
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2011 ESC MOD DEM MIN VER

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	1.0025	115.29	4	PANI115	115.00	6	1.0018	115.21
6	CHO115	115.00	6	1.0157	116.81	12	M.N115	115.00	6	1.0299	118.44
15	PRO115	115.00	6	1.0402	119.62	18	CAC115	115.00	6	1.0025	115.29
20	CH-AZUL	115.00	6	1.0410	119.71	23	CHI115	115.00	6	1.0025	115.29
33	STMI115	115.00	6	1.0018	115.21	48	TINAJ115	115.00	6	1.0019	115.22
50	M.O115	115.00	6	1.0020	115.23	52	TOC115	115.00	6	1.0008	115.10
54	LM1115	115.00	6	1.0087	116.00	55	LM2115	115.00	6	1.0092	116.05
61	FFIELD	115.00	6	1.0069	115.79	87	CALI115	115.00	6	1.0347	118.99
88	EST115	115.00	6	1.0356	119.10	92	L.V115	115.00	7	1.0351	119.03
109	STA RITA115	115.00	6	1.0082	115.94	123	MIR115	115.00	7	1.0092	116.06
154	CEMPAN15	115.00	6	1.0072	115.83	191	CHANG115	115.00	6	1.0409	119.70
522	TCATIVÁ	115 115.00	6	1.0089	116.02	529	TCOLON 115	115.00	6	1.0086	115.99

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV AREA	V(PU)	V(KV)		
9	LSA115	115.00	6	0.9658	111.07	19	C.V115	115.00	6	0.9992	114.91
21	C.BAN115	115.00	6	0.9993	114.92	26	LOC115	115.00	6	0.9997	114.96
30	MAR115	115.00	6	0.9992	114.90	37	SAN115	115.00	6	0.9988	114.87

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, JUN 24 2009 14:06
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2011 ESC MOD DEM MIN VER

AREA 6 [PANAMA	J MACHINE SUMMARY:	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP ZONE AREA	SWING
BUS# X-- NAME --X BASKV ID											
66 BLM13B	13.800 V2	28.0	9.3	25.0	0.0	0.9800	30.1	0.9495	47.0	1	6
67 BLM13C	13.800 V3	28.0	9.3	25.0	0.0	0.9800	30.1	0.9495	47.0	1	6
90 EST-13L	13.800 E1	19.0	1.8	12.0	-5.0	0.9900	19.3	0.9958	27.0	1	6
94 LV-13.8L	13.800 L1	20.0	2.0	12.0	-5.0	0.9900	20.3	0.9951	27.0	1	6
142 CANJ13A	13.800 C1	73.8	-35.2	50.0	-50.0	0.9900	82.6	0.9024	111.0	1	6
143 CANJ13B	13.800 C2	33.0	4.4	29.0	-29.0	0.9900	33.6	0.9913	69.0	1	6
151 GUALACA1.8	13.800 G1	12.0	-7.4	7.4	-7.4	1.0036	14.1	0.8502	14.8	1	6
204 BJOMINI3	13.800 G1	21.0	-13.0	13.0	-13.0	1.0202	24.2	0.8503	28.9	1	6
205 BAITUNI3.8	13.800 G1	33.0	1.5	26.6	-26.6	0.9900	33.4	0.9990	50.6	1	6
301 CONC13.8	13.800 G1	8.7	5.0	5.0	-5.0	0.9589	10.5	0.8670	13.5	1	6
302 PASOANCH13.8	13.800 P1	3.9	2.0	2.0	-2.0	0.9570	4.6	0.8884	6.2	1	6
304 ALGA13.8	13.800 A1	8.7	0.0	2.0	0.0	1.1074	7.9	1.0000	13.5	1	6
317 MENDRE13.8	13.800 M1	8.0	0.0	0.0	0.0	1.1073	7.2	1.0000	35.3	1	6
323 COCHEA 13.8	13.800 C1	5.0	0.0	0.0	0.0	1.1073	4.5	1.0000	35.3	1	6
324 POTREK 13.8	13.800 P1	3.4	-2.0	2.0	-2.0	1.0032	3.9	0.8619	6.2	1	6
340 PEDGALLITO13.8	13.800 P1	18.7	2.7	12.0	-5.0	0.9900	19.1	0.9900	27.0	1	6
342 LORENA13.8	13.800 L1	12.5	-5.0	10.5	-5.0	1.0196	13.2	0.9285	19.9	1	6
350 MACANO 13.8	13.800 G1	3.3	-2.0	2.0	-2.0	1.0879	3.5	0.8521	6.2	1	6
351 PERLAS N 13	13.800 G1	8.1	3.5	5.0	-5.0	0.9900	8.9	0.9183	13.5	1	6
352 PERLAS S 13	13.800 G1	8.1	3.5	5.0	-5.0	0.9900	8.9	0.9183	13.5	1	6
353 PORVEN N 13	13.800 G1	2.8	0.0	2.0	0.0	1.0892	2.6	1.0000	6.2	1	6
541 FOABRE 0.6000	1	56.0	0.0	0.0	0.0	1.0214	54.8	1.0000	166.7	1	6
SUBSYSTEM TOTALS		448.0	-15.5	276.5	-196.0				854.6		

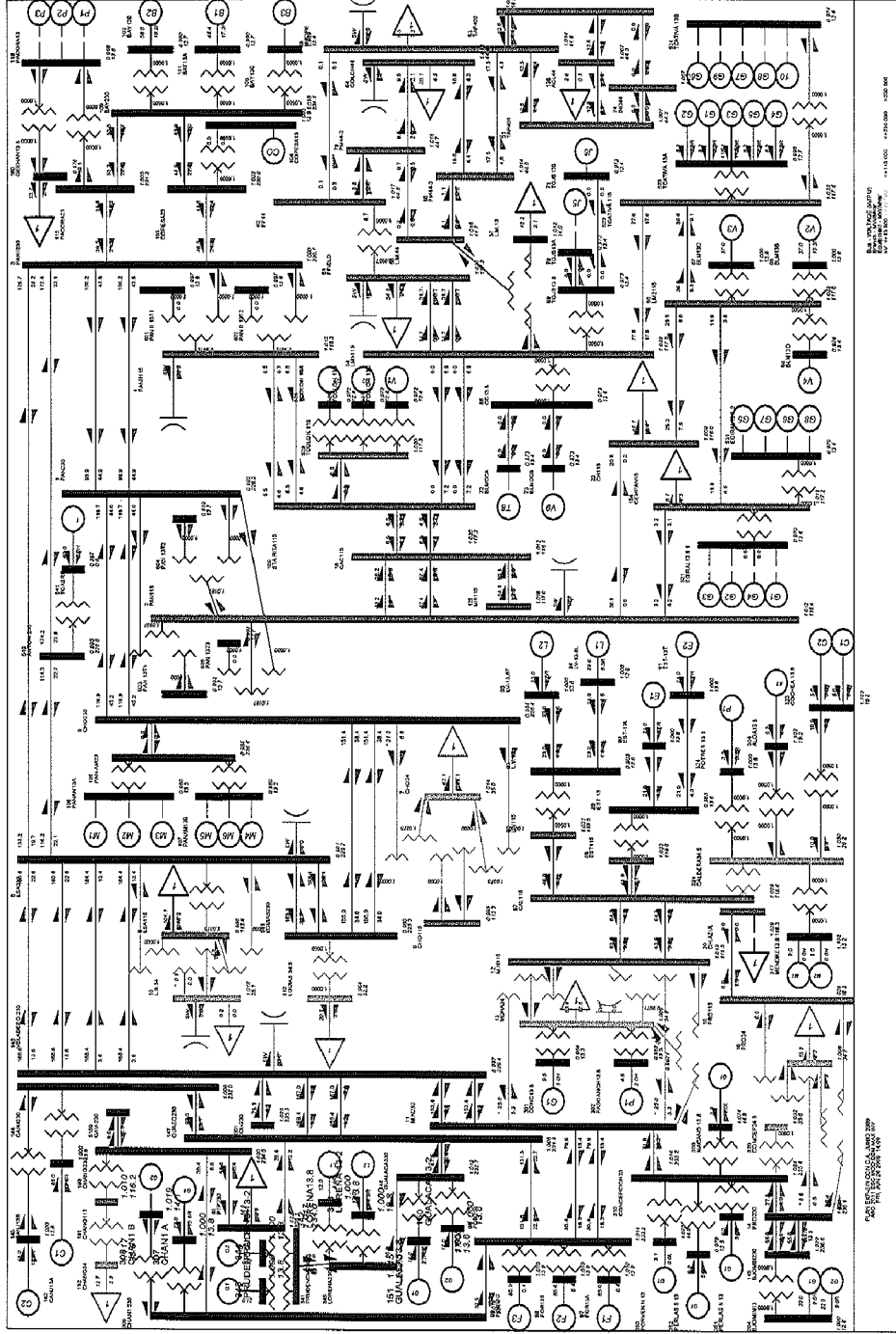
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, JUN 24 2009 14:06
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2011 ESC MOD DEM MIN VER

AREA 7 [ACANAL	J MACHINE SUMMARY:	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP ZONE AREA	SWING
BUS# X-- NAME --X BASKV ID											
170 MIR13G	13.800 M1	16.1	6.8	11.2	6.8	1.0406	16.8	0.9204	23.0	2	7
171 MIR13H	13.800 M1	16.1	6.8	11.2	6.8	1.0497	16.6	0.9205	23.0	2	7
171 MIR13H	13.800 M2	16.1	6.8	11.2	6.8	1.0497	16.6	0.9204	23.0	2	7
SUBSYSTEM TOTALS		48.2	20.5	33.5	20.5				69.1		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E WED, JUN 24 2009 14:07
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009 AREA TOTALS
 ARO 2011 ESC MOD DEM MIN VER IN MW/MVAR

X-- AREA	--X GENERATION	FROM LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRE NET INT
1	1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0
GUATEMAL	29.7	349.5	-266.2	0.0	412.9	17.9	341.4	
2	911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.8	0.0
SALVADOR	100.8	182.3	-58.1	0.0	219.9	38.3	158.1	
3	1006.9	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0	21.4	0.0
HONDURAS	55.6	290.6	-188.3	0.0	302.9	-5.4	261.6	
4	538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0
NICA	32.2	224.5	-98.9	0.0	143.3	-97.5	147.3	
5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.9	19.3	0.0
C.RICA	233.1	569.4	-236.4	0.0	471.5	14.8	356.9	
6	448.0	460.9	0.0	0.0	0.0	-32.2	14.1	25.0
PANAMA	-15.5	80.7	184.9	0.0	439.5	19.0	138.6	
7	48.2	16.7	0.0	0.0	0.0	31.3	0.2	50.0
ACANAL	20.5	2.9	0.0	0.0	0.0	12.9	4.6	
9	0.0	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-75.0
COLON	0.0	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	5645.4	5534.2	0.0	0.0	0.0	0.0	111.2	0.0
	456.4	1700.9	-663.0	0.0	1989.9	0.0	1408.5	

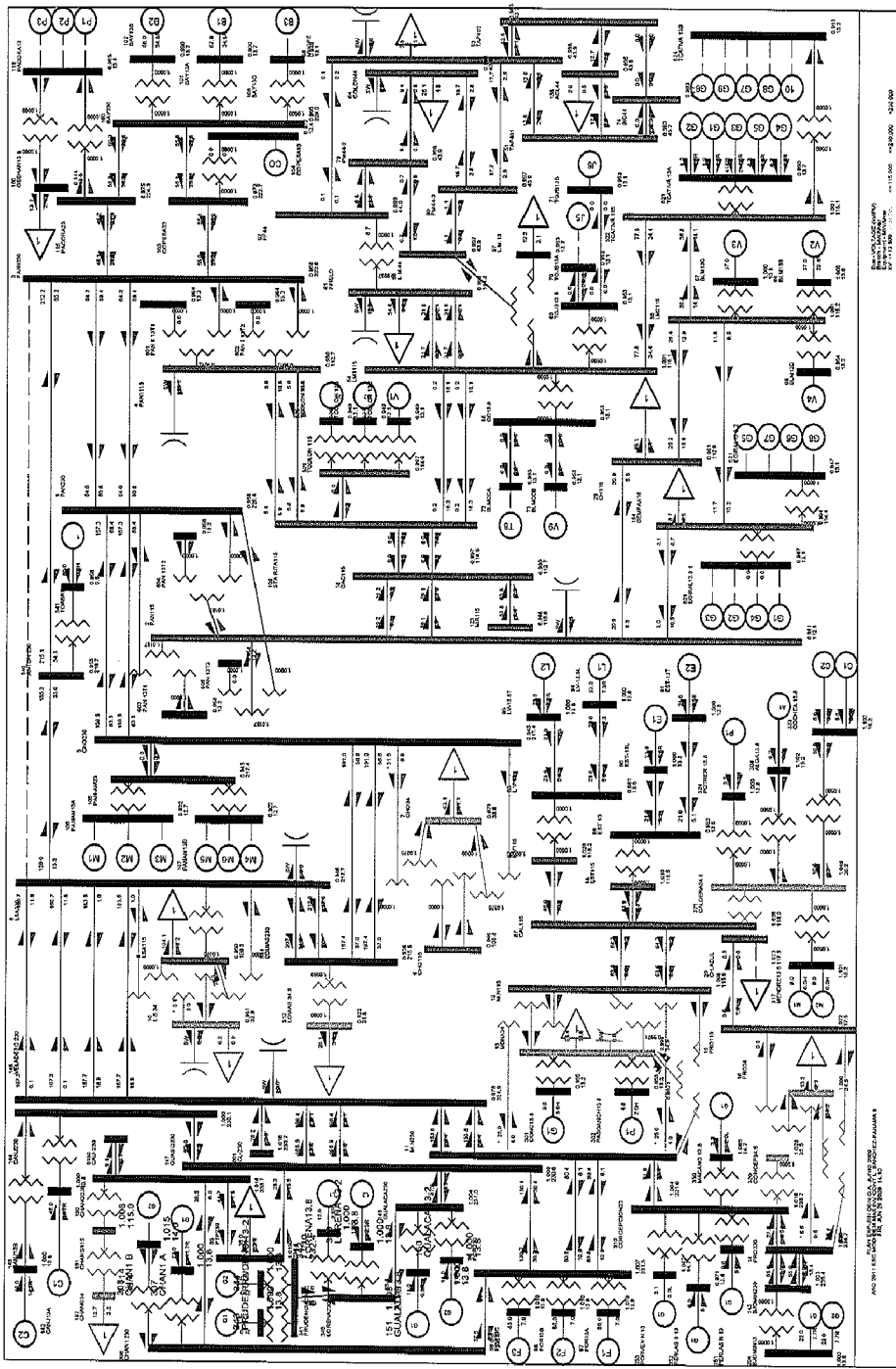
3.3. Demanda Máxima de Invierno



PLANTA DE TRANSFORMACION 20KV
 PLANTA DE TRANSFORMACION 15KV
 PLANTA DE TRANSFORMACION 10KV

5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.4	19.7	0.0
C.RICA	260.8	569.4	-237.4	0.0	476.3	45.9	359.3	0.0
6	1113.7	1114.8	0.0	0.0	0.0	-79.3	66.0	25.0
PANAMA	98.1	195.3	-238.3	0.0	463.1	6.5	595.5	0.0
7	120.5	40.4	0.0	0.0	0.0	78.9	1.3	50.0
ACANAL	15.6	7.1	0.0	0.0	0.0	-6.3	14.9	0.0
9	0.0	12.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-75.0
COLON	0.0	2.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTALS	6383.5	6218.9	-1087.1	0.0	2018.2	0.0	164.6	0.0
	593.5	1820.8	-1087.1	0.0	2018.2	0.0	1876.1	0.0

3.3.1. Contingencia Llano Sánchez-Panamá II



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E WED, JUN 24 2009 14:13
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONT L. SANCHEZ-PANAMA II

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	1.0043	230.99	14	PRO230		230.00	6	1.0203	234.66	
85	PTP	230		230.00	6	1.0066	231.51	96	FOR230		230.00	6	1.0067	231.54	
144	CANJ	230		230.00	6	1.0002	230.06	145	BJOMIN230		230.00	6	1.0234	235.38	
146	GUALACA	230		230.00	6	1.0041	230.95	147	GUASQ230		230.00	6	1.0000	230.00	
190	CHANG	230		230.00	6	1.0159	233.66	306	CHANI 230		230.00	6	1.0153	233.53	
310	CONCEPCION	230		230.00	6	1.0159	233.66	341	PRUDENCIA230		230.00	6	1.0104	232.39	
345	LORENA	230		230.00	6	1.0082	231.88	6000	FRONTIER		230.00	6	1.0194	234.46	

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN	230		230.00	6	0.9582	220.39	3	PANII230		230.00	6	0.9678	222.60	
5	CHO	230		230.00	6	0.9453	217.41	8	LSA230		230.00	6	0.9464	217.67	
100	BAY	230		230.00	6	0.9955	228.96	103	COPESA23		230.00	6	0.9725	223.66	
105	PAN-AM	230		230.00	6	0.9453	217.41	115	PACORA23		230.00	6	0.9754	224.33	
148	VELADERO	230		230.00	6	0.9776	224.85	511	LGUIAS230		230.00	6	0.9383	215.80	
540	ANTON	230		230.00	6	0.9553	219.71								

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E WED, JUN 24 2009 14:13
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONT L. SANCHEZ-PANAMA II

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)
12	M	N115		115.00	6	1.0081	115.93	15	PRO115		115.00	6	1.0221	117.54	
20	CH	AZUL		115.00	6	1.0228	117.62	54	LM1115		115.00	6	1.0005	115.06	
55	LM	2115		115.00	6	1.0013	115.15	87	CALI15		115.00	6	1.0264	118.03	
88	EST	115		115.00	6	1.0300	118.46	92	L.V115		115.00	6	1.0278	118.20	
191	CHANG	115		115.00	6	1.0075	115.87	522	TCATIVA 115		115.00	6	1.0011	115.12	

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN	115		115.00	6	0.9806	112.77	4	PANII115		115.00	6	0.9803	112.73	
6	CHO	115		115.00	6	0.9464	108.84	9	LSA115		115.00	6	0.9504	109.30	
18	CAC	115		115.00	6	0.9803	112.74	19	C.V115		115.00	6	0.9727	111.86	
21	C	BAN115		115.00	6	0.9714	111.71	23	CHI15		115.00	6	0.9814	112.86	

26	LOC115	115.00	6	0.9724	111.83	30	MAR115	115.00	6	0.9715	111.72	
33	SIM115	115.00	6	0.9789	112.57	37	SAN115	115.00	6	0.9703	111.58	
48	TINAJ115	115.00	6	0.9784	112.52	50	M.O115	115.00	6	0.9785	112.53	
52	TOC115	115.00	6	0.9778	112.45	61	FFIELD	115.00	6	0.9983	114.81	
109	STA RITA115	115.00	6	0.9969	114.64	123	MIR115	115.00	7	0.9881	113.64	
154	CEMPAN15	115.00	6	0.9945	114.36	529	TCOLON	115	115.00	6	0.9969	114.64

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E WED, JUN 24 2009 14:13
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONT L. SANCHEZ-PANAMA II

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP ZONE AREA	SWING
66	BLM13B	13.800 V2	37.0	22.4	25.0	0.0	1.0000	43.3	0.8551	47.0	1	6
67	BLM13C	13.800 V3	37.0	22.4	25.0	0.0	1.0000	43.3	0.8551	47.0	1	6
90	EST-13L	13.800 E1	21.0	6.5	12.0	-5.0	1.0000	22.0	0.9548	27.0	1	6
91	EST-13T	13.800 E2	21.0	6.5	12.0	-5.0	1.0000	22.0	0.9548	27.0	1	6
94	LV-13.8L	13.800 L1	23.0	7.3	12.0	-5.0	1.0000	24.1	0.9526	27.0	1	6
95	LV-13.8T	13.800 L2	23.0	7.3	12.0	-5.0	1.0000	24.1	0.9526	27.0	1	6
97	FOR13A	13.800 F1	85.0	7.0	50.0	-50.0	1.0100	84.4	0.9967	111.0	1	6
98	FOR13B	13.800 F2	85.0	7.0	50.0	-50.0	1.0100	84.4	0.9967	111.0	1	6
99	FOR13C	13.800 F3	85.0	7.0	50.0	-50.0	1.0100	84.4	0.9967	111.0	1	6
101	BAY13A	13.800 B1	57.9	34.8	50.0	-25.0	0.9900	68.2	0.8574	96.0	1	6
102	BAY13B	13.800 B2	58.0	34.8	50.0	-25.0	0.9900	68.3	0.8577	96.0	1	6
142	CANJ13A	13.800 C1	46.0	14.7	29.0	-29.0	1.0000	48.3	0.9526	69.0	1	6
143	CANJ13B	13.800 C2	46.0	14.7	29.0	-29.0	1.0000	48.3	0.9526	69.0	1	6
150	GUALACA	13-213.800 G2	11.0	-0.8	7.4	-7.4	1.0000	11.0	0.9974	14.8	1	6
151	GUALACA13.8	13.800 G1	11.0	-0.8	7.4	-7.4	1.0000	11.0	0.9974	14.8	1	6
193	GEBONYIC	13.800 G1	9.0	-0.4	4.0	-4.0	1.0000	9.0	0.9988	35.3	1	6
193	GEBONYIC	13.800 G2	9.0	-0.4	4.0	-4.0	1.0000	9.0	0.9988	35.3	1	6
193	GEBONYIC	13.800 G3	9.0	-0.4	4.0	-4.0	1.0000	9.0	0.9988	35.3	1	6
204	BJOMINI3	13.800 G1	22.0	-7.7	13.0	-13.0	1.0000	23.3	0.9436	28.9	1	6
204	BJOMINI3	13.800 G2	22.0	-7.7	13.0	-13.0	1.0000	23.3	0.9436	28.9	1	6
205	BAITUNI3.8	13.800 G1	33.0	11.3	26.6	-26.6	1.0000	34.9	0.9457	50.6	1	6
205	BAITUNI3.8	13.800 G2	33.0	11.3	26.6	-26.6	1.0000	34.9	0.9457	50.6	1	6
301	CONC13.8	13.800 G1	9.5	5.0	5.0	-5.0	0.9549	11.2	0.8849	13.5	1	6
302	PASOANCH13.8	13.800 F1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9531	5.4	0.9216	6.2	1	6
304	ALGA13.8	13.800 A1	9.2	0.0	2.0	0.0	1.0117	8.4	1.0000	13.5	1	6
307	CHANI A	13.800 G1	77.0	-11.7	50.0	-50.0	1.0000	77.9	0.9886	118.6	1	6
317	MENDRE13.8	13.800 M1	9.0	0.0	0.0	0.0	1.0111	8.2	1.0000	35.3	1	6
317	MENDRE13.8	13.800 M2	9.0	0.0	0.0	0.0	1.0111	8.2	1.0000	35.3	1	6
323	COCHEA	13.8 13.800 C1	5.0	0.0	0.0	0.0	1.0115	4.5	1.0000	35.3	1	6
323	COCHEA	13.8 13.800 C2	5.0	0.0	0.0	0.0	1.0115	4.5	1.0000	35.3	1	6
324	POTREK	13.8 13.800 F1	3.5	1.2	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9481	6.2	1	6
340	PEDGALITOI3813.800	13.800 F1	20.0	10.3	12.0	-5.0	1.0000	22.5	0.8887	27.0	1	6
342	LORENA13.8	13.800 L1	12.0	-2.5	10.5	-9.8	1.0000	12.3	0.9789	19.9	1	6
343	PRUDENCIA13813.800	13.800 G1	21.0	-5.3	9.8	-9.8	1.0000	21.7	0.9695	33.0	1	6
344	PRUDENCI13-213.800	G2	21.0	-5.3	9.8	-9.8	1.0000	21.7	0.9695	33.0	1	6
346	LORENA	13-2 13.800 L2	12.0	-2.5	10.5	-5.0	1.0000	12.3	0.9789	19.9	1	6
350	MACANO	13.8 13.800 G1	3.3	-2.0	2.0	-2.0	1.0655	3.6	0.8522	6.2	1	6

351	PERLAS N 13	13.800	G1	9.0	5.0	5.0	5.0	5.0	-5.0	0.9706	10.6	0.8742	13.5	1	6
352	PERLAS S 13	13.800	G1	9.0	5.0	5.0	5.0	5.0	-5.0	0.9706	10.6	0.8742	13.5	1	6
353	PORVEN N 13	13.800	G1	3.1	0.0	2.0	2.0	2.0	0.0	1.0667	2.9	1.0000	6.2	1	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G1	8.2	4.8	6.6	6.6	6.6	-6.6	0.9900	9.6	0.8634	10.9	1	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G2	8.2	4.8	6.6	6.6	6.6	-6.6	0.9900	9.6	0.8634	10.9	1	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G3	8.2	4.8	6.6	6.6	6.6	-6.6	0.9900	9.6	0.8634	10.9	1	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G4	8.2	4.8	6.6	6.6	6.6	-6.6	0.9900	9.6	0.8634	10.9	1	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G5	8.2	4.8	6.6	6.6	6.6	-6.6	0.9900	9.6	0.8634	10.9	1	6
541	TOABRE	0.6000	I	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9578	62.6	1.0000	166.7	1	6
SUBSYSTEM TOTALS				1127.2	219.9	672.5	-522.4						1852.6		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R/E) WED, JUN 24 2009 14:13

PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009

AÑO 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONT L. SANCHEZ-PANAMA II

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	EF	MVABASE	X	T	R	A	N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING	
129	MIRI3D	13.800	G4	35.0	4.5	15.0	8.0	8.0	0.0	1.0000	35.3	0.9920	44.1	2	7								
130	MIRI3F	13.800	G5	17.1	0.0	8.0	2.0	2.0	-2.0	1.0016	17.1	1.0000	27.7	2	7								
140	GAT6A	6.9000	G1	1.9	0.3	2.0	2.0	2.0	-2.0	1.0000	2.0	0.9900	4.1	2	7								
140	GAT6A	6.9000	G2	1.9	0.3	2.0	2.0	2.0	-2.0	1.0000	2.0	0.9900	4.1	2	7								
140	GAT6A	6.9000	G3	1.9	0.3	2.0	2.0	2.0	-2.0	1.0000	2.0	0.9900	4.1	2	7								
141	GAT6B	6.9000	G4	3.9	-0.5	3.0	3.0	3.0	-3.0	1.0000	3.9	0.9931	5.6	2	7								
141	GAT6B	6.9000	G5	3.9	-0.5	3.0	3.0	3.0	-3.0	1.0000	3.9	0.9931	6.2	2	7								
141	GAT6B	6.9000	G6	3.9	-0.5	3.0	3.0	3.0	-3.0	1.0000	3.9	0.9931	6.2	2	7								
170	MIRI3G	13.800	M1	17.0	6.8	11.2	11.2	11.2	6.8	1.0162	18.0	0.9281	23.0	2	7								
171	MIRI3H	13.800	M1	17.0	6.8	11.2	11.2	11.2	6.8	1.0253	17.9	0.9281	23.0	2	7								
171	MIRI3H	13.800	M2	17.0	6.8	11.2	11.2	11.2	6.8	1.0253	17.9	0.9281	23.0	2	7								
SUBSYSTEM TOTALS				120.5	24.4	71.5	5.5						171.3										

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R/E) WED, JUN 24 2009 14:13

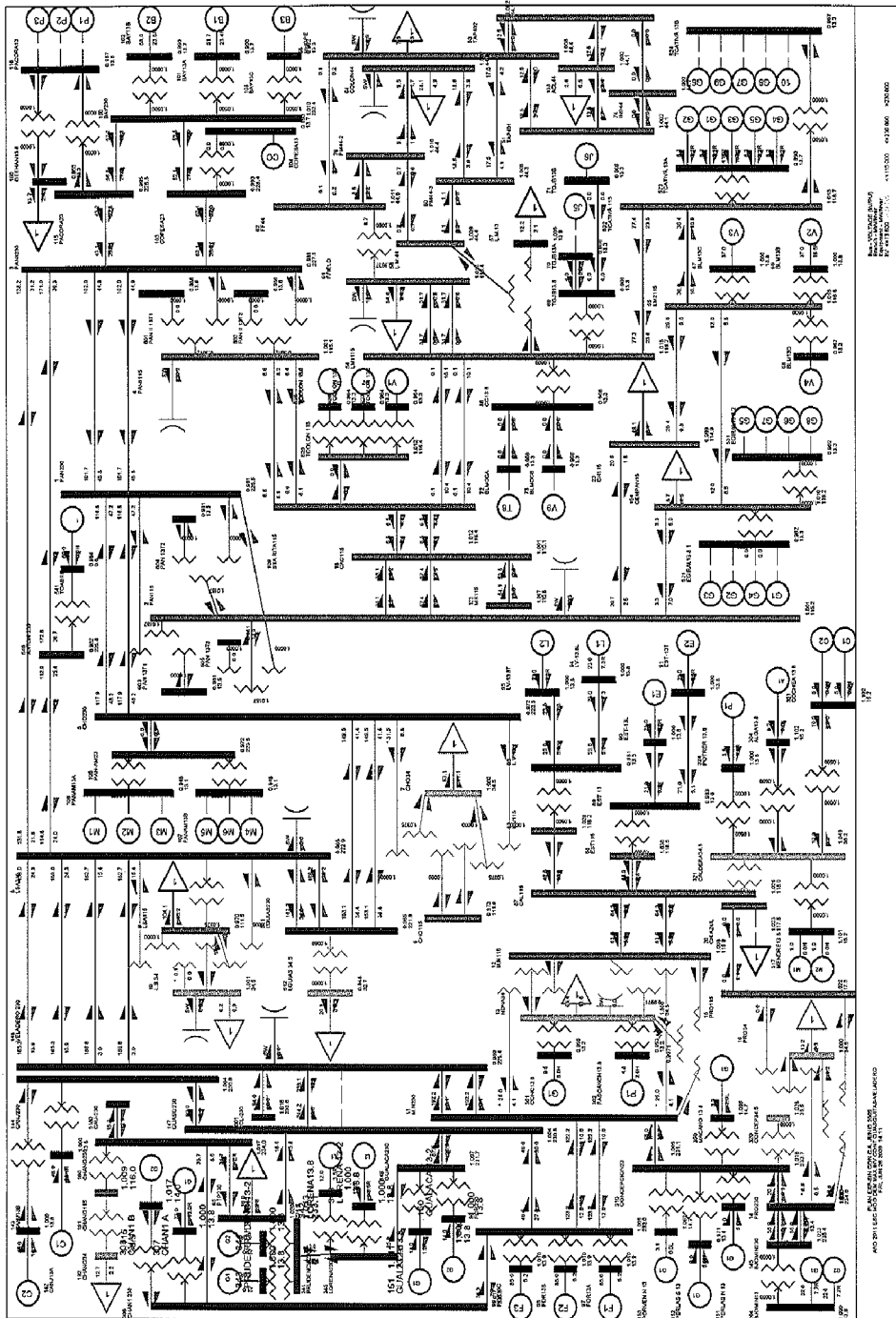
PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009

AÑO 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONT L. SANCHEZ-PANAMA II

X--	AREA	--X	GENERATION	LOAD	FROM	TO	BUS	TO	LINE	FROM	TO	DESIRE
AREA TOTALS												
IN MW/MVAR												
					SHUNT	SHUNT		SHUNT	CHARGING	NET INT	LOSSES	NET INT
1	GUATEMAL		1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	0.0	412.9	17.9	35.2	0.0
2	SALVADOR		911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	0.0	219.9	38.4	158.1	0.0
3	HONDURAS		1006.9	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0	302.8	-5.2	21.4	0.0
4	NICA		538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	143.2	-96.8	147.4	0.0
5	C.RICA		1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.0	475.1	54.3	19.7	0.0
			271.5	569.4	-236.9	0.0	0.0	0.0	475.1	54.3	359.9	0.0

6	1127.2	1114.8	0.0	0.0	0.0	-79.2	79.5	25.0
PANAMA	219.9	195.3	-224.2	0.0	419.0	-10.2	675.9	
7	120.5	40.4	0.0	0.0	0.0	78.8	1.3	50.0
ACANAL	24.4	7.1	0.0	0.0	0.0	1.7	15.6	
9	0.0	12.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-75.0
COLON	0.0	2.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	6397.0	6218.9	0.0	0.0	0.0	0.0	178.1	0.0
	735.1	1820.8	-1072.6	0.0	1972.9	0.0	1959.8	

3.3.2. Contingencia Guasquitas-Veladero



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R/E) WED, JUN 24 2009 14:17
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONT GUASQUITAS-VELADERO

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	1.0046	231.05	14	PRO230		230.00		6	1.0201	234.62
85	PTP	230		230.00		6	1.0095	232.19	96	FOR230		230.00		6	1.0086	231.98
100	BAY	230		230.00		6	1.0103	232.36	144	CANJ230		230.00		6	1.0037	230.86
145	BJOMIN	230		230.00		6	1.0233	235.35	146	GUALACA230		230.00		6	1.0074	231.71
147	GUASQ	230		230.00		6	1.0035	230.82	190	CHANG230		230.00		6	1.0174	233.99
306	CHANI	230		230.00		6	1.0166	233.83	310	CONCEPCION230		230.00		6	1.0160	233.68
341	PRUDENCIA	230		230.00		6	1.0133	233.06	345	LORENA230		230.00		6	1.0112	232.58
6000	FRONTIER			230.00		6	1.0191	234.40								

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)	
1	PAN	230		230.00		6	0.9807	225.56	3	PANII230		230.00		6	0.9892	227.52
5	CHO	230		230.00		6	0.9718	223.51	8	LSA230		230.00		6	0.9651	221.97
103	COPESA	23		230.00		6	0.9929	228.36	105	PAN-AM23		230.00		6	0.9718	223.51
115	PACORA	23		230.00		6	0.9949	228.84	148	VELADERO		230.00		6	0.9798	225.36
511	LGUIAS	230		230.00		6	0.9646	221.87	540	ANTON		230.00		6	0.9818	225.82

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R/E) WED, JUN 24 2009 14:17
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONT GUASQUITAS-VELADERO

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	PAN	115		115.00		6	1.0015	115.17	4	PANI115		115.00		6	1.0009	115.10
12	M	N115		115.00		6	1.0082	115.95	15	PRO115		115.00		6	1.0219	117.52
18	CAC	115		115.00		6	1.0011	115.13	20	CH.AZUL		115.00		6	1.0227	117.61
54	LM	115		115.00		6	1.0145	116.67	55	LM2115		115.00		6	1.0152	116.75
61	EFIELD			115.00		6	1.0123	116.41	87	CALI115		115.00		6	1.0265	118.04
88	EST	115		115.00		6	1.0301	118.46	92	L.VI115		115.00		6	1.0279	118.21
109	STA	RITA115		115.00		6	1.0123	116.41	123	MIR115		115.00		7	1.0071	115.82
154	CEMPAN	115		115.00		6	1.0104	116.20	191	CHANG115		115.00		6	1.0085	115.98
522	TCATIVÁ	115		115.00		6	1.0150	116.73	529	TCOLON		115.00		6	1.0123	116.41

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	
6	CHO	115		115.00		6	0.9729	111.88	9	LSA115		115.00		6	0.9695	111.50
19	C.VI	115		115.00		6	0.9935	114.26	21	C.BAN115		115.00		6	0.9924	114.13
23	CH	115		115.00		6	0.9995	114.94	26	LOC115		115.00		6	0.9935	114.25
30	MAR	115		115.00		6	0.9925	114.14	33	STM115		115.00		6	0.9998	114.97

27 SAN115	115.00	6 0.9913	114.00	48	TINA1115	115.00	6 0.9994	114.93								
50 M.O115	115.00	6 0.9995	114.94	52	TOC115	115.00	6 0.9984	114.82								
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E WED, JUN 24 2009 14:16 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009 AÑO 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONT GUASQUITAS-VELADERO																
AREA 6 (PANAMA) MACHINE SUMMARY:																
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
66	BLMI3B	13.800	V2	37.0	16.5	25.0	0.0	1.0000	40.5	0.9137	47.0					6
67	BLMI3C	13.800	V3	37.0	16.5	25.0	0.0	1.0000	40.5	0.9137	47.0					6
90	EST-13L	13.800	E1	21.0	6.5	12.0	-5.0	1.0000	22.0	0.9551	27.0					6
91	EST-13T	13.800	E2	21.0	6.5	12.0	-5.0	1.0000	22.0	0.9551	27.0					6
94	LV-13.8L	13.800	L1	23.0	7.3	12.0	-5.0	1.0000	24.1	0.9529	27.0					6
95	LV-13.8T	13.800	L2	23.0	7.3	12.0	-5.0	1.0000	24.1	0.9529	27.0					6
97	FOR13A	13.800	F1	85.0	5.2	50.0	-50.0	1.0100	84.3	0.9982	111.0					6
98	FOR13B	13.800	F2	85.0	5.2	50.0	-50.0	1.0100	84.3	0.9982	111.0					6
99	FOR13C	13.800	F3	85.0	5.2	50.0	-50.0	1.0100	84.3	0.9982	111.0					6
101	BAY13A	13.800	B1	51.7	23.4	50.0	-25.0	0.9900	57.3	0.9112	96.0					6SYST
102	BAY13B	13.800	B2	58.0	23.8	50.0	-25.0	0.9900	63.3	0.9250	96.0					6
142	CANJ13A	13.800	C1	46.0	14.1	29.0	-29.0	1.0000	48.1	0.9560	69.0					6
143	CANJ13B	13.800	C2	46.0	14.1	29.0	-29.0	1.0000	48.1	0.9560	69.0					6
150	GUALACA	13-213.800	G2	11.0	-1.6	7.4	-7.4	1.0000	11.1	0.9893	14.8					6
151	GUALACA1	13.800	G1	11.0	-1.6	7.4	-7.4	1.0000	11.1	0.9893	14.8					6
193	GEBONYIC	13.800	G1	9.0	-0.5	4.0	-4.0	1.0000	9.0	0.9982	35.3					6
193	GEBONYIC	13.800	G2	9.0	-0.5	4.0	-4.0	1.0000	9.0	0.9982	35.3					6
193	GEBONYIC	13.800	G3	9.0	-0.5	4.0	-4.0	1.0000	9.0	0.9982	35.3					6
204	BJOMINI3	13.800	G1	22.0	-7.7	13.0	-13.0	1.0000	23.3	0.9442	28.9					6
204	BJOMINI3	13.800	G2	22.0	-7.7	13.0	-13.0	1.0000	23.3	0.9442	28.9					6
205	BAITUNI3.8	13.800	G1	33.0	11.4	26.6	-26.6	1.0000	34.9	0.9453	50.6					6
205	BAITUNI3.8	13.800	G2	33.0	11.4	26.6	-26.6	1.0000	34.9	0.9453	50.6					6
301	CONC13.8	13.800	G1	9.5	5.0	5.0	-5.0	0.9552	11.2	0.8849	13.5					6
302	PASOANCH13.8	13.800	P1	4.8	2.0	2.0	-2.0	0.9533	5.4	0.9216	6.2					6
304	ALGAI3.8	13.800	A1	9.2	0.0	2.0	-2.0	1.0117	8.4	1.0000	13.5					6
307	CHANI A	13.800	G1	77.0	-13.0	50.0	-50.0	1.0000	78.1	0.9860	118.6					6
317	MENDRE13.8	13.800	M1	9.0	0.0	0.0	0.0	1.1011	8.2	1.0000	35.3					6
317	MENDRE13.8	13.800	M2	9.0	0.0	0.0	0.0	1.1011	8.2	1.0000	35.3					6
323	COCHEA	13.800	C1	5.0	0.0	0.0	0.0	1.1015	4.5	1.0000	35.3					6
323	COCHEA	13.800	C2	5.0	0.0	0.0	0.0	1.1015	4.5	1.0000	35.3					6
324	POTRE	13.800	P1	3.5	1.1	2.0	-2.0	1.0000	3.7	0.9507	6.2					6
340	FDGALITOI38	13.800	F1	20.0	10.3	12.0	-5.0	1.0000	22.5	0.8890	27.0					6
342	LORENA13.8	13.800	L1	12.0	-3.5	10.5	-5.0	1.0000	12.5	0.9593	19.9					6
343	PRUDENCIA138	13.800	G1	21.0	-6.9	9.8	-9.8	1.0000	22.1	0.9497	33.0					6
344	PRUDENCIA13-213.800	G2	21.0	-6.9	9.8	-9.8	1.0000	22.1	0.9497	33.0						6
346	LORENA 13-2	13.800	L2	12.0	-3.5	10.5	-5.0	1.0000	12.5	0.9593	19.9					6
350	MACANO 13.8	13.800	G1	3.3	-2.0	2.0	-2.0	1.0656	3.6	0.8322	6.2					6
351	PERLAS N	13.800	G1	9.0	5.0	5.0	-5.0	0.9707	10.6	0.8742	13.5					6
352	PERLAS S	13.800	G1	9.0	5.0	5.0	-5.0	0.9707	10.6	0.8742	13.5					6
353	PORVEN N	13.800	G1	3.1	0.0	2.0	-2.0	1.0668	2.9	1.0000	6.2					6
523	TCATIVA 13A	13.800	G1	8.2	3.2	6.6	-6.6	0.9900	8.9	0.9333	10.9					6

523	TCATIVÁ 13A	13.800	G2	8.2	3.2	6.6	-6.6	0.9900	8.9	0.9333	10.9	1	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G3	8.2	3.2	6.6	-6.6	0.9900	8.9	0.9333	10.9	1	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G4	8.2	3.2	6.6	-6.6	0.9900	8.9	0.9333	10.9	1	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800	G5	8.2	3.2	6.6	-6.6	0.9900	8.9	0.9333	10.9	1	6
541	TOABRE	0.6000	1	60.0	0.0	0.0	0.0	0.9843	61.0	1.0000	166.7	1	6
SUBSYSTEM TOTALS												1852.6	

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E WED, JUN 24 2009 14:16
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONT GUASQUITAS-VELADERO

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X	T	R	A	N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
129	MIR13D	13.800	G4	35.0	0.0	15.0	0.0	1.0009	35.0	1.0000	44.1	2	7									
130	MIR13F	13.800	G5	17.1	0.0	8.0	0.0	1.0137	16.9	1.0000	27.7	2	7									
140	GAT6A	6.9000	G1	1.9	-0.2	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9964	4.1	2	7									
140	GAT6A	6.9000	G2	1.9	-0.2	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9964	4.1	2	7									
140	GAT6A	6.9000	G3	1.9	-0.2	2.0	-2.0	1.0000	1.9	0.9964	4.1	2	7									
141	GAT6B	6.9000	G4	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9738	5.6	2	7									
141	GAT6B	6.9000	G5	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9738	5.6	2	7									
141	GAT6B	6.9000	G6	3.9	-0.9	3.0	-3.0	1.0000	4.0	0.9738	5.6	2	7									
170	MIR13G	13.800	M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0281	17.8	0.9281	23.0	2	7									
171	MIR13H	13.800	M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0371	17.7	0.9281	23.0	2	7									
171	MIR13H	13.800	M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0371	17.7	0.9281	23.0	2	7									
SUBSYSTEM TOTALS												171.5	5.5									

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E WED, JUN 24 2009 14:17
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2011 ESC MOD DEM MAX INV CONT GUASQUITAS-VELADERO

X--	AREA	--X	GENERATION	LOAD	FROM	TO	SHUNT	TO BUS	TO LINE	SHUNT	CHARGING	FROM	TO	NET INT	LOSSES	DESIRE
AREA TOTALS																
IN MW/MVAR																
1	GUATEMAL		1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	412.9	17.9	0.0	35.2	0.0	
2	SALVADOR		911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	219.9	38.4	0.0	158.1	0.0	
3	HONDURAS		1006.9	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	302.8	-5.2	0.0	21.4	0.0	
4	NICA		538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	143.2	-96.8	0.0	11.1	0.0	
5			1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.0	0.2	0.0	20.0	0.0	

C.RICA	271.6	569.4	-236.9	0.0	475.0	52.9	361.3
6	1121.0	1114.8	0.0	0.0	0.0	-79.0	73.0
PANAMA	162.4	195.3	-233.4	0.0	437.4	-2.2	638.0
7	120.5	40.4	0.0	0.0	0.0	78.9	1.3
ACANAL	17.3	7.1	0.0	0.0	0.0	-4.9	15.1
9	0.0	12.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
COLON	0.0	2.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTALS	6390.7	6218.9	-1081.8	0.0	1991.2	0.0	171.8
	670.6	1820.8		0.0		0.0	1922.8

4. AÑO 2012

4.1. Demanda Máxima de Verano

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, JUN 26 2009 15:21

PLAN: EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009
AÑO 2012 ESC MOD DEM MAX VERANO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	
8	LSA	230		230.00		6	1.0069	231.58	11	M.N	230		230.00	6	1.0266	236.11
14	PRO	230		230.00		6	1.0361	238.30	85	PTP	230		230.00	6	1.0254	235.84
96	FOR	230		230.00		6	1.0234	235.38	100	BAY	230		230.00	6	1.0021	230.49
144	CANJ	230		230.00		6	1.0236	235.44	145	EJOMIN	230		230.00	6	1.0372	238.56
146	GUALACA	230		230.00		6	1.0251	235.78	147	GUASQ	230		230.00	6	1.0236	235.42
148	VELADERO	230		230.00		6	1.0225	235.18	149	BBLANCO	230		230.00	6	1.0209	234.81
190	CHANG	230		230.00		6	1.0258	235.94	306	CHANI	230		230.00	6	1.0248	235.71
310	CONCEPCION	230		230.00		6	1.0339	237.79	311	PANDO	230		230.00	6	1.0338	237.76
341	PRUDENCIA	230		230.00		6	1.0277	236.36	345	LORENA	230		230.00	6	1.0268	236.16
511	LGUIAS	230		230.00		6	1.0008	230.19	6000	FRONTER	230		230.00	6	1.0358	238.23

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230			230.00		6	0.9834	3	PANI1230			230.00		6	0.9854
5	CHO230			230.00		6	0.9914	103	COPESA23			230.00		6	0.9884
105	PAN--AM23			230.00		6	0.9915	115	PACORA23			230.00		6	0.9897
540	ANTON 230			230.00		6	0.9996								227.64

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, JUN 26 2009 15:22
 PLAN. EXP--SIN - C.A. JUNIO 2009

AÑO 2012 ESC MOD DEM MAX VERANO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115			115.00		6	1.0011	4	PANI1115			115.00		6	1.0006
9	LSA115			115.00		6	1.0091	12	M.N115			115.00		6	1.0290
15	PRO115			115.00		6	1.0380	18	CAC115			115.00		6	1.0007
20	CH.AZUL			115.00		6	1.0388	23	CHI115			115.00		6	1.0016
54	LM1115			115.00		6	1.0251	55	LM2115			115.00		6	1.0258
61	FFIELD			115.00		6	1.0214	87	CAL115			115.00		6	1.0362
88	EST115			115.00		6	1.0376	92	L.V115			115.00		6	1.0367
109	STA RITAL15			115.00		6	1.0257	123	MIR115			115.00		7	1.0063
154	CEMPAN15			115.00		6	1.0188	191	CHANG115			115.00		6	1.0153
522	TCATIVA 115			115.00		6	1.0255	529	TCOLON 115			115.00		6	1.0386

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6	CHO115			115.00		6	0.9929	19	C.V115			115.00		6	0.9915
21	C.BAN115			115.00		6	0.9899	26	LOC115			115.00		6	0.9912
30	MAR115			115.00		6	0.9902	33	SIM115			115.00		6	0.9990
37	SAN115			115.00		6	0.9885	48	TINAJ115			115.00		6	0.9984
50	M.O115			115.00		6	0.9985	52	TOC115			115.00		6	0.9975

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R/E) FRI, JUN 26 2009 15:22
 PLAN. EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2012 ESC MOD DEM MAX VERANO

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
66	BLM13B		13.800	V2	38.0	12.0	25.0	0.0	1.0000	39.9	0.9534	47.0			1	6
67	BLM13C		13.800	V3	38.0	12.0	25.0	0.0	1.0000	39.9	0.9534	47.0			1	6
68	BLM13D		13.800	V4	38.0	12.5	25.0	0.0	1.0000	40.0	0.9501	47.0			1	6
90	EST-13L		13.800	E1	17.0	4.3	12.0	-5.0	1.0000	17.5	0.9699	27.0			1	6
94	LV-13.8L		13.800	L1	21.0	4.8	12.0	-5.0	1.0000	21.5	0.9752	27.0			1	6
97	FOR13A		13.800	F1	85.0	-17.4	50.0	-50.0	1.0000	86.8	0.9797	111.0			1	6
98	FOR13B		13.800	F2	85.0	-17.4	50.0	-50.0	1.0000	86.8	0.9797	111.0			1	6
99	FOR13C		13.800	F3	85.0	-17.4	50.0	-50.0	1.0000	86.8	0.9797	111.0			1	6
101	BAY13A		13.800	B1	74.4	39.4	50.0	-25.0	1.0000	84.1	0.8838	96.0			1	6
106	PANAM13A		13.800	M1	15.0	5.5	9.0	0.0	1.0000	16.0	0.9382	20.7			1	6
106	PANAM13A		13.800	M2	15.0	5.5	9.0	0.0	1.0000	16.0	0.9382	20.7			1	6
106	PANAM13A		13.800	M3	15.0	5.5	9.0	0.0	1.0000	16.0	0.9382	20.7			1	6
107	PANAM13B		13.800	M4	15.0	5.5	9.0	0.0	1.0000	16.0	0.9382	20.7			1	6
107	PANAM13B		13.800	M5	15.0	5.5	9.0	0.0	1.0000	16.0	0.9382	20.7			1	6
107	PANAM13B		13.800	M6	15.0	5.5	9.0	0.0	1.0000	16.0	0.9382	20.7			1	6
142	CANJ13A		13.800	C1	35.0	8.0	29.0	-29.0	1.0000	35.9	0.9749	69.0			1	6
150	GUALACA	13-213.800	G2	10.0	0.0	-6.1	7.4	-7.4	1.0000	11.7	0.8540	14.8			1	6
152	BBLANCO	13.813.800	G1	5.0	0.0	6.1	4.0	0.0	1.0209	4.9	1.0000	11.6			1	6
193	GEBONYIC	13.800	G1	8.5	-4.0	4.0	4.0	-4.0	1.0025	9.4	0.9048	35.3			1	6
204	BUMINI3	13.800	G1	22.0	-13.0	13.0	13.0	-13.0	1.0190	25.1	0.8609	28.9			1	6
205	BAITUNI3.8	13.800	G1	20.0	9.8	26.6	2.0	-26.6	1.0000	22.3	0.8984	50.6			1	6
302	PASOANCH13.8	13.800	P1	4.7	2.0	2.0	2.0	-2.0	0.9574	5.4	0.9216	6.2			1	6
304	ALGA13.8	13.800	A1	9.0	0.0	2.0	2.0	0.0	1.087	8.1	1.0000	13.5			1	6
305	ELALTO	13.800	G1	10.0	-5.0	12.0	12.0	-5.0	1.0269	10.9	0.8944	20.6			1	6
307	CHANI A	13.800	G1	70.0	-21.4	50.0	10.0	-50.0	1.0000	73.2	0.9562	118.6			1	6
312	PANDG13.8	13.800	G1	12.0	-5.0	10.0	10.0	-5.0	1.0007	13.0	0.9231	19.9			1	6
317	MENDRE13.8	13.800	M1	9.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.086	8.1	1.0000	35.3			1	6
323	COCHEA	13.8	13.800	C1	5.0	0.0	0.0	0.0	1.087	4.5	1.0000	35.3			1	6
324	POTRER	13.8	13.800	P1	3.5	-2.0	2.0	-2.0	1.0044	4.0	0.8682	6.2			1	6
340	PEGALITO13813.800	P1	12.0	5.6	12.0	5.6	12.0	-5.0	1.0000	13.2	0.9075	27.0			1	6
342	LORENA13.8	13.800	L1	12.0	-5.0	10.5	10.5	-5.0	1.0113	12.9	0.9231	19.9			1	6
343	PRUDENCIA	13.800	G1	20.0	-9.8	9.8	9.8	-9.8	1.0095	22.0	0.8987	33.0			1	6
350	MACANO	13.8	13.800	G1	3.3	-2.0	2.0	-2.0	1.0843	3.5	0.8522	6.2			1	6
351	PERLAS N	13	13.800	G1	5.0	3.0	3.0	-3.0	0.9864	5.9	0.8575	13.5			1	6
353	PORVEN N	13	13.800	G1	3.1	0.0	2.0	0.0	1.0855	2.9	1.0000	6.2			1	6
521	EGIRAL13.8	113.800	G1	3.5	1.3	2.8	2.8	1.3	0.9823	3.8	0.9373	4.8			1	6
521	EGIRAL13.8	113.800	G2	3.5	1.3	2.8	2.8	1.3	0.9823	3.8	0.9373	4.8			1	6
523	TCATIVÁ	13A	13.800	G1	8.0	0.8	6.6	-6.6	0.9800	8.2	0.9947	10.9			1	6
523	TCATIVÁ	13A	13.800	G2	8.0	0.8	6.6	-6.6	0.9800	8.2	0.9947	10.9			1	6
523	TCATIVÁ	13A	13.800	G3	8.0	0.8	6.6	-6.6	0.9800	8.2	0.9947	10.9			1	6
524	TCATIVÁ	13B	13.800	G1	8.3	0.8	6.6	-6.6	0.9800	8.5	0.9949	10.9			1	6
524	TCATIVÁ	13B	13.800	G6	8.3	0.8	6.6	-6.6	0.9800	8.5	0.9949	10.9			1	6
524	TCATIVÁ	13B	13.800	G7	8.3	0.8	6.6	-6.6	0.9800	8.5	0.9949	10.9			1	6
525	TCOLON	13A	13.800	G1	33.0	19.3	19.3	19.3	1.0267	37.2	0.8636	44.4			1	6
526	TCOLON	13B	13.800	G2	33.0	19.3	19.3	19.3	1.0267	37.2	0.8636	44.4			1	6

527 TCOLON 13C	13.800 V1	33.0	19.3	19.3	19.3	1.0267	37.2	0.8636	44.4	1	6
541 TOABRE	0.6000 I	116.0	0.0	0.0	0.0	1.0040	115.5	1.0000	166.7	1	6
SUBSYSTEM TOTALS		1121.3	86.4	659.3	-332.8				1695.1		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, JUN 26 2009 15:22
 PLAN: EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2012 ESC MOD DEM MAX VERANO

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVARBASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
129	MIR13D		13.800	G4	35.0	0.7	15.0	0.0	1.0000	35.0	0.9998	44.1			2	7
130	MIR13F		13.800	G5	17.0	0.0	8.0	0.0	1.0109	16.8	1.0000	27.7			2	7
140	GAT6A		6.9000	G1	1.9	-0.7	2.0	-2.0	1.0000	2.1	0.9362	4.1			2	7
140	GAT6A		6.9000	G2	1.9	-0.7	2.0	-2.0	1.0000	2.1	0.9362	4.1			2	7
140	GAT6A		6.9000	G3	1.9	-0.7	2.0	-2.0	1.0000	2.1	0.9362	4.1			2	7
141	GAT6B		6.9000	G4	3.9	-1.5	3.0	-3.0	1.0000	4.1	0.9344	5.6			2	7
141	GAT6B		6.9000	G5	3.9	-1.5	3.0	-3.0	1.0000	4.1	0.9344	6.2			2	7
141	GAT6B		6.9000	G6	3.9	-1.5	3.0	-3.0	1.0000	4.1	0.9344	6.2			2	7
170	MIR13G		13.800	M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0294	17.9	0.9281	23.0			2	7
171	MIR13H		13.800	M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0344	17.7	0.9281	23.0			2	7
171	MIR13H		13.800	M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0344	17.7	0.9281	23.0			2	7
SUBSYSTEM TOTALS					120.4	14.6	71.5	5.5				171.3				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R/E) MON, JUN 29 2009 11:38
 PLAN: EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009 AREA TOTALS
 AÑO 2012 ESC MOD DEM MAX VERANO IN MW/MVAR

X-- AREA	--X	GENERATION	LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	CHARGING	FROM NET INT	TO NET INT	LOSSES	DESIRED NET INT
1	GUATEMAL	1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0
		29.8	349.5	-266.2	0.0	412.9	17.9	341.4		
2	SALVADOR	911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.8	0.0
		100.8	182.3	-58.1	0.0	219.9	38.4	158.1		
3	HONDURAS	1006.9	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	21.4	0.0
		55.7	290.6	-188.3	0.0	302.9	-5.3	261.6		
4	NICA	538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0
		32.4	224.5	-98.9	0.0	143.3	-97.3	147.4		
5	C.RICA	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	19.5	0.0
		247.0	569.4	-236.1	0.0	478.1	33.5	358.4		
6	PANAMA	1121.3	1155.6	0.0	0.0	0.0	0.0	-78.0	31.0	25.0
		86.4	289.6	-83.7	0.0	475.5	24.1	328.8		
7	ACANAL	120.4	41.8	0.0	0.0	0.0	0.0	77.4	1.2	50.0
		14.6	10.5	0.0	0.0	0.0	-11.2	15.3		
9	COLON	0.0	12.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-75.0
		0.0	3.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTALS		6390.9	6261.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	129.3	0.0
		566.6	1919.6	-931.3	0.0	2032.5	0.0	1610.9		

4.2. Demanda Mínima de Verano

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E FRI, JUN 26 2009 15:27
 PLAN, EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2012 ESC MOD DEM MIN VERANO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
11	M	N230		230.00	6	1.0052	231.20	14	PRO230		230.00	6	1.0179	234.11	
85	PTP	230		230.00	6	1.0103	232.36	96	FOR230		230.00	6	1.0060	231.37	
144	CAN	J230		230.00	6	1.0060	231.38	145	BJOMIN	230	230.00	6	1.0187	234.30	
146	GUAL	ACA230		230.00	6	1.0067	231.54	147	GUASO	230	230.00	6	1.0059	231.36	
190	CHANG	230		230.00	6	1.0127	232.92	306	CHANI	230	230.00	6	1.0100	232.31	
310	CONCEPCION	23230.00		230.00	6	1.0133	233.05	311	PANDO	230	230.00	6	1.0131	233.02	
341	PRUDENCIA	230230.00		230.00	6	1.0086	231.99	345	LORENA	230	230.00	6	1.0077	231.78	
6000	FRONTER	230.00		230.00	6	1.0183	234.22								

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN	230		230.00	6	0.9741	224.05	3	PANI	I230	230.00	6	0.9744	224.12	
5	CHO	230		230.00	6	0.9766	224.62	8	LSA	230	230.00	6	0.9746	224.15	
100	BAY	230		230.00	6	0.9779	224.91	103	COPE	SA23	230.00	6	0.9754	224.35	
105	PAN	-AM23		230.00	6	0.9766	224.63	115	PACOR	A23	230.00	6	0.9758	224.42	
148	VELADERO	230230.00		230.00	6	0.9955	228.97	149	BLANCO	230.00	230.00	6	0.9936	228.52	
511	LGUIAS	230		230.00	6	0.9771	224.72	540	ANTON	230	230.00	6	0.9821	225.88	

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R/E) FRI, JUN 26 2009 15:28
 PLAN, EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009
 AFO 2012 ESC MOD DEM MIN VERANO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV AREA	V(PU)	V(KV)			
2	PAN115	115.00	6	1.0028	115.33	4	PAN1115	115.00	6	1.0033	115.38	
12	M.N115	115.00	6	1.0124	116.43	15	PRO115	115.00	6	1.0196	117.26	
18	CAC115	115.00	6	1.0028	115.32	20	CH.AZUL	115.00	6	1.0204	117.34	
23	CH115	115.00	6	1.0023	115.27	33	STM115	115.00	6	1.0020	115.23	
48	TINAJ115	115.00	6	1.0021	115.24	50	M.O115	115.00	6	1.0021	115.24	
52	TOC115	115.00	6	1.0022	115.25	54	LM115	115.00	6	1.0093	116.07	
55	LM2115	115.00	6	1.0098	116.13	61	FFIELD	115.00	6	1.0070	115.80	
87	CAL115	115.00	6	1.0188	117.17	88	EST115	115.00	6	1.0200	117.30	
92	L.V115	115.00	6	1.0193	117.22	109	STA RIT115	115.00	6	1.0084	115.97	
123	MIR115	115.00	7	1.0095	116.10	154	CEMPAN15	115.00	6	1.0077	115.89	
191	CHANG115	115.00	6	1.0051	115.59	522	TCATIVÁ	115	115.00	6	1.0096	116.10
529	TCOLON	115	115.00	6	1.0084	115.97						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV AREA	V(PU)	V(KV)		
6	CHO115	115.00	6	0.9772	112.37	9	LSA115	115.00	6	0.9833	113.08
19	C.V115	115.00	6	0.9998	114.98	21	C.BAN115	115.00	6	0.9990	114.89
26	LOC115	115.00	6	0.9994	114.94	30	MAR115	115.00	6	0.9989	114.87
37	SAN115	115.00	6	0.9986	114.83						

FRI, JUN 26 2009 15:28

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E

PLAN: EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2012 ESC MOD DEM MIN VERANO

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X	T	R	A	N	GENTAP	ZONE	AREA
66		BLMI3B				20.0	8.5	25.0	0.0	0.9800	22.2	0.9202	47.0								6
67		BLMI3C				20.0	8.5	25.0	0.0	0.9800	22.2	0.9202	47.0								6
68		BLMI3D				20.0	8.9	25.0	0.0	0.9800	22.3	0.9136	47.0								6
90		EST-13L				17.0	3.2	12.0	-5.0	0.9800	17.6	0.9830	27.0								6
94		LV-13.8L				19.0	3.5	12.0	-5.0	0.9800	19.7	0.9834	27.0								6
97		FORI3A				68.5	-20.5	50.0	-50.0	0.9800	73.0	0.9580	111.0								6
106		PANAMI3A				13.5	9.0	9.0	0.0	0.9736	16.7	0.8321	20.7								6
142		CANJ13A				32.0	6.9	29.0	-29.0	0.9800	33.4	0.9776	69.0								6
193		GEBONYIC				8.5	-4.0	4.0	-4.0	0.9922	9.5	0.9048	35.3								6
204		BJOMINI3				22.0	-13.0	13.0	-13.0	1.0001	25.6	0.8609	28.9								6
205		BAITUNI3.8				17.5	7.7	26.6	-26.6	0.9800	19.5	0.9145	50.6								6
301		CONC13.8				9.0	5.0	5.0	-5.0	0.9574	10.8	0.8742	13.5								6
305		ELALTO				10.0	-5.0	12.0	-5.0	1.0061	11.1	0.8944	20.6								6
307		CHANI A				10.0	-26.3	50.0	-50.0	0.9800	69.7	0.9230	118.6								6
312		PANDOL3.8				12.0	-4.9	10.0	-5.0	0.9800	13.2	0.9264	19.9								6
317		MENDRE13.8				9.0	0.0	0.0	0.0	1.0964	8.2	1.0000	35.3								6
343		PRUDENCIA.1				20.0	-9.8	9.8	-9.8	0.9900	22.5*	0.8987	33.0								6
351		PERLAS N 13				5.0	3.0	3.0	-3.0	0.9669	6.0	0.8575	13.5								6
541		TOABRE				60.0	0.0	0.0	0.0	0.9845	60.9	1.0000	166.7								6
SUBSYSTEM TOTALS						446.0	-19.2	320.4	-210.4				931.6								

FRI, JUN 26 2009 15:28

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E

PLAN: EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2012 ESC MOD DEM MIN VERANO

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X	T	R	A	N	GENTAP	ZONE	AREA
170		MIR13G				17.0	6.8	11.2	6.8	1.0403	17.6	0.9281	23.0								7
171		MIR13H				17.0	6.8	11.2	6.8	1.0493	17.5	0.9281	23.0								7
171		MIR13H				17.0	6.8	11.2	6.8	1.0493	17.5	0.9281	23.0								7
171		MIR13H				17.0	6.8	11.2	6.8	1.0493	17.5	0.9281	23.0								7
SUBSYSTEM TOTALS						51.0	20.5	33.5	20.5				69.1								

MON, JUN 29 2009 11:37

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E

PLAN: EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2012 ESC MOD DEM MIN VERANO

FROM TO TO BUS TO LINE FROM TO DESIRED

AREA TOTALS IN MW/MVAR

X-- AREA	--X GENERATION	LOAD	SHUNT	SHUNT CHARGING	NET INT	LOSSES	NET INT
1	1347.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	35.2	0.0
GUATEMAL	29.8	349.5	-266.2	0.0	412.9	17.9	341.4
2	911.8	902.0	0.0	0.0	0.0	9.8	0.0
SALVADOR	100.8	182.3	-58.1	0.0	219.9	38.4	158.1
3	1006.9	985.5	0.0	0.0	0.0	21.4	0.0
HONDURAS	55.8	290.6	-188.3	0.0	302.8	-5.2	261.6
4	538.2	527.1	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0
NICA	32.9	224.5	-98.9	0.0	143.2	-96.9	147.4
5	1344.9	1324.8	0.0	0.0	0.0	19.4	0.0
C.RICA	271.1	569.4	-236.5	0.0	475.3	55.5	358.0
6	446.0	462.2	0.0	0.0	0.0	13.5	25.0
PANAMA	-19.2	115.8	176.7	0.0	414.1	-20.8	121.9
7	51.0	16.7	0.0	0.0	0.0	0.2	50.0
ACANAL	20.5	4.2	0.0	0.0	0.0	11.2	5.1
9	0.0	5.1	0.0	0.0	0.0	0.0	-75.0
COLON	0.0	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTALS	5646.2	5535.6	-0.0	0.0	-0.0	110.6	0.0
	491.7	1737.6	-671.2	0.0	1968.3	0.0	1393.5

4.3. Demanda Máxima de Invierno

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E FRI, JUN 26 2009 15:13
 PLAN. EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009
 Año 2012 ESC MOD DEM MAX INV

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	1.0319	237.33	14	PRO230			230.00	6	1.0396	239.11
85	PTP230			230.00	6	1.0296	236.81	96	FOR230			230.00	6	1.0316	237.26
100	BAY230			230.00	6	1.0160	233.69	144	CANU230			230.00	6	1.0265	236.10
145	BJOMIN230			230.00	6	1.0409	239.41	146	GUAIACA230			230.00	6	1.0300	236.90
147	GUASQ230			230.00	6	1.0262	236.04	148	VELADERO	230	230.00	6	1.0142	233.27	
149	BBLANCO			230.00	6	1.0122	232.81	190	CHANG230			230.00	6	1.0336	237.72
306	CHANI 230			230.00	6	1.0353	238.11	310	CONCEPCION230			230.00	6	1.0398	239.16
311	PANDO230			230.00	6	1.0403	239.27	341	PRUDENCIA230			230.00	6	1.0362	238.33
345	LORENA230			230.00	6	1.0340	237.83	6000	FRONTER			230.00	6	1.0383	238.82

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230			230.00	6	0.9809	225.60	3	PANLI230			230.00	6	0.9845	226.43
5	CHO230			230.00	6	0.9800	225.40	8	LSA230			230.00	6	0.9937	228.54
102	COPESA23			230.00	6	0.9897	227.63	105	PAN-AMD3			230.00	6	0.9800	225.80
115	PACORA23			230.00	6	0.9931	228.40	511	LGUIAS230			230.00	6	0.9866	226.93
540	ANTON 230			230.00	6	0.9902	227.74								

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E FRI, JUN 26 2009 15:15
 PLAN. EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009
 Año 2012 ESC MOD DEM MAX INV

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	PANLI15			115.00	6	1.0042	115.49	4	PANLI115			115.00	6	1.0040	115.46
9	LSALI15			115.00	6	1.0035	115.40	12	M.NI15			115.00	6	1.0470	120.41
15	PROI15			115.00	6	1.0415	119.77	18	CACI15			115.00	6	1.0040	115.46
20	CH-AZUL			115.00	6	1.0422	119.86	23	CHI15			115.00	6	1.0033	115.39
33	STMI15			115.00	6	1.0025	115.28	48	TINAJI15			115.00	6	1.0020	115.23
50	M.O115			115.00	6	1.0021	115.25	52	TOCI15			115.00	6	1.0014	115.16
54	LM115			115.00	6	1.0213	117.45	55	LM2115			115.00	6	1.0217	117.50
61	FEI15			115.00	6	1.0186	117.13	87	CALI15			115.00	6	1.0690	122.93
88	ESTI15			115.00	6	1.0736	123.47	92	L.VI15			115.00	6	1.0708	123.14
109	STA RITAI15			115.00	6	1.0220	117.53	123	MIRI15			115.00	7	1.0106	116.22
154	COMPANI15			115.00	6	1.0158	116.81	191	CHANGI15			115.00	6	1.0243	117.80
522	TCATIVÁ	115	115.00	6	1.0215	117.47	529	TCOLON 115			115.00	6	1.0306	118.52	

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6		CHO115		115.00	6	0.9812	112.83	19		C.V115		115.00	6	0.9961	114.56
21		C.BAN115		115.00	6	0.9947	114.39	26		LOC115		115.00	6	0.9958	114.52
30		MAR115		115.00	6	0.9948	114.40	37		SAN115		115.00	6	0.9936	114.26

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, JUN 26 2009 15:16

PLAN_EXP--SIN --C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2012 ESC MOD DEM MAX INV

AREA 6 [PANAMA] J MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKY ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVBASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
66	BLM13B	13.800 V2	37.5	18.4	25.0	0.0	1.0100	41.3	0.8982	47.0				1	6
67	BLM13C	13.800 V3	37.5	18.4	25.0	0.0	1.0100	41.3	0.8982	47.0				1	6
90	EST-13L	13.800 E1	20.5	9.5	12.0	-5.0	1.0500	21.5	0.9081	27.0				1	6
91	EST-13T	13.800 E2	20.5	9.5	12.0	-5.0	1.0500	21.5	0.9081	27.0				1	6
94	LV-13.8L	13.800 L1	23.3	10.5	12.0	-5.0	1.0500	24.3	0.9114	27.0				1	6
95	LV-13.8T	13.800 L2	23.3	10.5	12.0	-5.0	1.0500	24.3	0.9114	27.0				1	6
97	FOR13A	13.800 F1	95.0	2.3	50.0	-50.0	1.0290	92.3	0.9997	111.0				1	6
98	FOR13B	13.800 F2	95.0	2.3	50.0	-50.0	1.0290	92.3	0.9997	111.0				1	6
99	FOR13C	13.800 F3	95.0	2.3	50.0	-50.0	1.0290	92.3	0.9997	111.0				1	6
101	BAY13A	13.800 B1	43.1	26.5	50.0	-25.0	1.0000	50.6	0.8515	96.0				1	6
102	BAY13B	13.800 B2	43.0	26.5	50.0	-25.0	1.0000	50.5	0.8511	96.0				1	6
108	BAY13C	13.800 B3	43.0	26.5	50.0	-25.0	1.0000	50.5	0.8511	100.0				1	6
142	CANJ13A	13.800 C1	34.5	10.8	29.0	-29.0	1.0200	35.5	0.9546	69.0				1	6
143	CANJ13B	13.800 C2	34.5	10.8	29.0	-29.0	1.0200	35.5	0.9546	69.0				1	6
150	GUALACA	13-213.800 G2	9.9	-4.9	7.4	-7.4	1.0100	10.9	0.8967	14.8				1	6
151	GUALACA13.8	13.800 G1	9.9	-4.9	7.4	-7.4	1.0100	10.9	0.8967	14.8				1	6
152	BLANCO	13.813.800 G1	8.6	0.0	6.1	0.0	1.0120	8.5	1.0000	11.6				1	6
152	BLANCO	13.813.800 G2	8.6	0.0	6.1	0.0	1.0120	8.5	1.0000	11.6				1	6
193	GEFONYIC	13.800 G1	9.0	-0.6	4.0	-4.0	1.0150	8.9	0.9974	35.3				1	6
193	GEFONYIC	13.800 G2	9.0	-0.6	4.0	-4.0	1.0150	8.9	0.9974	35.3				1	6
193	GEFONYIC	13.800 G3	9.0	-0.6	4.0	-4.0	1.0150	8.9	0.9974	35.3				1	6
204	BUOMIN13	13.800 G1	17.5	-10.8	13.0	-13.0	1.0100	20.3	0.8515	28.9				1	6
204	BUOMIN13	13.800 G2	17.5	-10.8	13.0	-13.0	1.0100	20.3	0.8515	28.9				1	6
205	BATTUN13.8	13.800 G1	25.5	8.2	26.6	-26.6	1.0100	26.5	0.9520	50.6				1	6
205	BATTUN13.8	13.800 G2	25.5	8.2	26.6	-26.6	1.0100	26.5	0.9520	50.6				1	6
301	CONCI3.8	13.800 G1	8.3	5.0	5.0	-5.0	0.9588	10.1	0.8552	13.5				1	6
302	PASOANCH13.8	13.800 P1	4.7	2.0	2.0	-2.0	0.9539	5.4	0.8216	16.2				1	6
304	ALCA13.8	13.800 A1	8.0	0.0	2.0	0.0	1.1411	7.0	1.0000	13.5				1	6
305	ELALIO	13.800 G1	17.4	-3.1	12.0	-5.0	1.0250	17.3	0.8840	20.6				1	6
305	ELALIO	13.800 G2	17.4	-3.1	12.0	-5.0	1.0250	17.3	0.8840	20.6				1	6
305	ELALIO	13.800 G3	17.4	-3.1	12.0	-5.0	1.0250	17.3	0.8840	20.6				1	6
307	ELALTO	13.800 G1	104.4	-4.8	50.0	-50.0	1.0250	102.0	0.9990	118.6				1	6
308	CHANI A	13.800 G1	104.4	-4.8	50.0	-50.0	1.0250	102.0	0.9990	118.6				1	6
308	CHANI B	13.800 G2	104.4	-4.8	50.0	-50.0	1.0250	102.0	0.9990	118.6				1	6
312	PAND013.8	13.800 G1	13.9	-0.2	10.0	-5.0	1.0250	13.6	0.9999	19.9				1	6
312	PAND013.8	13.800 G2	13.9	-0.2	10.0	-5.0	1.0250	13.6	0.9999	19.9				1	6
317	MENDRE13.8	13.800 M1	8.6	0.0	0.0	0.0	1.1405	7.5	1.0000	35.3				1	6
317	MENDRE13.8	13.800 M2	8.6	0.0	0.0	0.0	1.1405	7.5	1.0000	35.3				1	6
323	COCHEA	13.8 13.800 C1	5.4	0.0	0.0	0.0	1.1409	4.8	1.0000	35.3				1	6
323	COCHEA	13.8 13.800 C2	5.4	0.0	0.0	0.0	1.1409	4.8	1.0000	35.3				1	6
324	POTREH	13.8 13.800 P1	3.6	-2.0	2.0	-2.0	1.0338	4.0	0.8759	6.2				1	6
340	PEDGALIT013813.800	P1	14.8	6.8	12.0	-5.0	1.0100	16.2	0.9078	27.0				1	6
342	LORENA13.8	13.800 L1	12.8	-2.9	10.5	-5.0	1.0250	12.8	0.9760	19.9				1	6
343	PRUDENCIA_1	13.800 G1	21.6	-5.9	9.8	-9.8	1.0250	21.9	0.8645	33.0				1	6
344	PRUDENCIA_2	13.800 G2	21.6	-5.9	9.8	-9.8	1.0250	21.9	0.8645	33.0				1	6
346	LORENA	13-2 13.800 L2	12.8	-2.9	10.5	-5.0	1.0250	12.8	0.9760	19.9				1	6
350	MACANO	13.8 13.800 G1	3.0	-2.0	2.0	-2.0	1.0906	3.3	0.8312	6.2				1	6
351	PERLAS	N 13 13.800 G1	8.1	5.0	5.0	-5.0	0.9933	9.6	0.8518	13.5				1	6
352	PERLAS	S 13 13.800 G1	8.1	5.0	5.0	-5.0	0.9933	9.6	0.8518	13.5				1	6
353	PORVEN	N 13 13.800 G1	2.7	0.0	2.0	0.0	1.0918	2.5	1.0000	6.2				1	6

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E MON, JUN 29 2009 11:39
 PLAN: EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009 AREA TOTALS
 ARO 2012 ESC MOD DEM MAX INV IN MW/MVAR

X-- AREA	--X GENERATION	FROM LOAD	TO SHUNT	TO LINE SHUNT	CHARGING	FROM NET INT	TO NET INT	LOSSES	DESIRE NET INT
1	1199.9	1312.2	0.0	0.0	0.0	0.0	-145.0	32.8	-145.0
GUATEMAL	59.0	349.5	-265.8	0.0	412.0	0.0	59.7	347.6	
2	913.4	902.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.4	0.0
SALVADOR	109.0	182.3	-58.0	0.0	219.4	0.0	38.0	166.1	
3	1009.2	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	23.6	0.0
HONDURAS	68.2	290.6	-187.9	0.0	301.9	0.0	-9.9	277.3	
4	536.7	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.6	0.0
NICA	41.6	224.5	-98.5	0.0	142.7	0.0	-83.1	141.4	
5	1345.1	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	20.4	0.0
C.RICA	230.0	569.4	-236.9	0.0	478.8	0.0	16.0	360.4	
6	1335.0	1182.7	0.0	0.0	0.0	0.0	68.7	70.7	170.0
PANAMA	187.6	207.2	-129.4	0.0	470.1	0.0	4.7	573.0	
7	120.4	42.8	0.0	0.0	0.0	0.0	76.3	1.3	50.0
ACANAL	16.9	7.5	0.0	0.0	0.0	0.0	-5.4	14.8	
9	0.0	13.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-75.0
COLON	0.0	2.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	6459.7	6290.1	-976.5	0.0	0.0	0.0	0.0	169.7	0.0
	712.4	1833.3		0.0	2024.8	0.0	0.0	1880.5	

4.3.1. Contingencia Llano Sánchez- Panamá II

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R/E) FRI, JUN 26 2009 15:32
 PLAN. EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2012 ESC MOD MAX INV CONT (1) LLSCH-PMALL

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				6	1.0202	234.64	14	PRO230				6	1.0326	237.51
85	PTP	230				6	1.0213	234.89	96	FOR230				6	1.0229	235.26
144	CANJ	230				6	1.0162	233.72	145	BJOMIN230				6	1.0351	238.08
146	GUALACA	230				6	1.0203	234.66	147	GUASQ230				6	1.0159	233.65
190	CHANG	230				6	1.0293	236.74	306	CHANI	230			6	1.0314	237.23
310	CONCEPCION	230				6	1.0316	237.27	311	PANDQ230				6	1.0330	237.58
341	PRUDENCIA	230				6	1.0275	236.34	345	LORENA230				6	1.0250	235.75
6000	FRONTIER	230				6	1.0310	237.14								

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	
1	PAN	230				6	0.9306	214.04	3	PANTI230				6	0.9368	215.47
5	CHO	230				6	0.9242	212.57	8	LSA230				6	0.9524	219.04
100	BAY	230				6	0.9875	227.13	103	COPESA23				6	0.9449	217.33
105	PAN-AM23	230				6	0.9242	212.57	115	PACORA23				6	0.9507	218.66
148	VELADERO	230				6	0.9885	227.36	149	BLANCO	230			6	0.9861	226.81
511	LGUAS230	230				6	0.9326	214.50	540	ANTON	230			6	0.9372	215.57

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R/E) FRI, JUN 26 2009 15:33
 PLAN: EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2012 ESC MOD DEM MAX INV CONT (1) LLSCH-PMIII

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	1.0001	115.01	4		PAN1115		115.00	6	1.0019	115.22
12		M.N115		115.00	6	1.0401	119.62	15		PRO115		115.00	6	1.0345	118.96
20		CH.AZUL		115.00	6	1.0352	119.05	54		LM1115		115.00	6	1.0189	117.17
55		LM2115		115.00	6	1.0194	117.23	61		FFIELD		115.00	6	1.0162	116.86
87		CAL115		115.00	6	1.0644	122.40	88		EST115		115.00	6	1.0695	122.99
92		L.V115		115.00	6	1.0663	122.63	109		STA.RIT115		115.00	6	1.0194	117.23
123		MIR115		115.00	7	1.0068	115.79	154		CEMPAN15		115.00	6	1.0129	116.48
191		CHANG115		115.00	6	1.0213	117.45	522		TCATIVA	115	115.00	6	1.0191	117.20
529		TCOLON	115	115.00	6	1.0281	118.23								

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6		CHO115		115.00	6	0.9255	106.43	9		LSA115		115.00	6	0.9611	110.52
18		CAC115		115.00	6	0.9999	114.98	19		C.V115		115.00	6	0.9935	114.25
21		C.BAN115		115.00	6	0.9908	113.94	23		CHI115		115.00	6	0.9999	114.99
26		LOC115		115.00	6	0.9918	114.06	30		MAR115		115.00	6	0.9907	113.94
33		STM115		115.00	6	0.9983	114.81	37		SAN115		115.00	6	0.9898	113.82
48		TINAJ115		115.00	6	0.9979	114.75	50		M.O115		115.00	6	0.9980	114.77

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R/E) FRI, JUN 26 2009 15:33
 PLAN. EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2012 ESC MOD DEM MAX INV CONT (1) LLSCH-PMAIL

AREA 6 [PANAMA]	MACHINE	SUMMARY:	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVBASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ID										
SWING															
66	BLM13B	13.800	V2	37.5	19.4	25.0	0.0	1.0100	41.8	0.8883	47.0			1	6
67	BLM13C	13.800	V3	37.5	19.4	25.0	0.0	1.0100	41.8	0.8883	47.0			1	6
90	EST-13L	13.800	E1	20.5	10.7	12.0	-5.0	1.0500	22.0	0.8861	27.0			1	6
91	EST-13T	13.800	E2	20.5	10.7	12.0	-5.0	1.0500	22.0	0.8861	27.0			1	6
94	LV-13.8L	13.800	L1	23.3	11.9	12.0	-5.0	1.0500	24.9	0.8909	27.0			1	6
95	LV-13.8T	13.800	L2	23.3	11.9	12.0	-5.0	1.0500	24.9	0.8909	27.0			1	6
97	FOR13A	13.800	F1	95.0	10.4	50.0	-50.0	1.0290	92.9	0.9940	111.0			1	6
98	FOR13B	13.800	F2	95.0	10.4	50.0	-50.0	1.0290	92.9	0.9940	111.0			1	6
99	FOR13C	13.800	F3	95.0	10.4	50.0	-50.0	1.0290	92.9	0.9940	111.0			1	6
101	BAY13A	13.800	B1	60.4	49.0	50.0	-25.0	1.0000	77.8	0.7764	96.0			1	6
102	BAY13B	13.800	B2	43.0	47.8	50.0	-25.0	1.0000	64.3	0.6687	96.0			1	6
108	BAY13C	13.800	B3	43.0	47.8	50.0	-25.0	1.0000	64.3	0.6687	100.0			1	6
142	CANJ13A	13.800	C1	34.5	12.5	29.0	-29.0	1.0200	36.0	0.9407	69.0			1	6
143	CANJ13B	13.800	C2	34.5	12.5	29.0	-29.0	1.0200	36.0	0.9407	69.0			1	6
150	GUALACA	13-2	13.800	G2	9.9	-2.4	7.4	-7.4	1.0100	10.0	0.9714	14.8		1	6
151	GUALACA1	13.800	G1	9.9	-2.4	7.4	-7.4	1.0100	10.0	0.9714	14.8			1	6
152	BBLANCO	13.813	800	G1	8.6	5.7	6.1	0.0	1.0000	10.3	0.8344	11.6		1	6
152	BBLANCO	13.813	800	G2	8.6	5.7	6.1	0.0	1.0000	10.3	0.8344	11.6		1	6
193	GEBONYIC	13.800	G1	9.0	-0.3	4.0	-4.0	1.0150	8.9	0.9993	35.3			1	6
193	GEBONYIC	13.800	G2	9.0	-0.3	4.0	-4.0	1.0150	8.9	0.9993	35.3			1	6
193	GEBONYIC	13.800	G3	9.0	-0.3	4.0	-4.0	1.0150	8.9	0.9993	35.3			1	6
204	BJOMINI3	13.800	G1	17.5	-8.7	13.0	-13.0	1.0100	19.3	0.8958	28.9			1	6
204	BJOMINI3	13.800	G2	17.5	-8.7	13.0	-13.0	1.0100	19.3	0.8958	28.9			1	6
205	BAITUNI3.8	13.800	G1	25.5	10.4	26.6	-26.6	1.0100	27.3	0.9263	50.6			1	6
205	BAITUNI3.8	13.800	G2	25.5	10.4	26.6	-26.6	1.0100	27.3	0.9263	50.6			1	6
301	CONCL3.8	13.800	G1	8.3	5.0	5.0	-5.0	0.9568	10.1	0.8552	13.5			1	6
302	PASOANCH13.8	13.800	F1	4.7	2.0	2.0	-2.0	0.9550	5.4	0.9216	6.2			1	6
304	ALGAL3.8	13.800	A1	8.0	0.0	2.0	0.0	1.1360	7.0	1.0000	13.5			1	6
305	ELALTO	13.800	G1	17.4	-1.4	12.0	-5.0	1.0250	17.0	0.9970	20.6			1	6
305	ELALTO	13.800	G2	17.4	-1.4	12.0	-5.0	1.0250	17.0	0.9970	20.6			1	6
305	ELALTO	13.800	G3	17.4	-1.4	12.0	-5.0	1.0250	17.0	0.9970	20.6			1	6
307	CHANI A	13.800	G1	104.4	-1.0	50.0	-50.0	1.0250	101.9	1.0000	118.6			1	6
308	CHANI B	13.800	G2	104.4	-1.0	50.0	-50.0	1.0250	101.9	1.0000	118.6			1	6
312	PANDOL3.8	13.800	G1	13.9	0.5	10.0	-5.0	1.0250	13.6	0.9995	19.9			1	6
312	PANDOL3.8	13.800	G2	13.9	0.5	10.0	-5.0	1.0250	13.6	0.9995	19.9			1	6
317	MENDRE13.8	13.800	M1	8.6	0.0	0.0	0.0	1.1355	7.6	1.0000	35.3			1	6
317	MENDRE13.8	13.800	M2	8.6	0.0	0.0	0.0	1.1355	7.6	1.0000	35.3			1	6
323	COCHEA	13.8	13.800	C1	5.4	0.0	0.0	1.1358	4.8	1.0000	35.3			1	6
323	COCHEA	13.8	13.800	C2	5.4	0.0	0.0	1.1358	4.8	1.0000	35.3			1	6
324	POTRER	13.8	13.800	F1	3.6	-2.0	-2.0	1.0292	4.0	0.8759	6.2			1	6
340	PEDGALTO13	13.800	P1	14.8	8.8	12.0	-5.0	1.0100	17.1	0.8596	27.0			1	6
342	LORENA13.8	13.800	L1	12.8	0.2	10.5	-5.0	1.0250	12.5	0.9998	19.9			1	6
343	PRUDENCIA_1	13.800	G1	21.6	-1.0	9.8	-9.8	1.0250	21.1	0.9989	33.0			1	6
344	PRUDENCIA_2	13.800	G2	21.6	-1.0	9.8	-9.8	1.0250	21.1	0.9989	33.0			1	6
346	LORENA 13-2	13.800	L2	12.8	0.2	10.5	-5.0	1.0250	12.5	0.9998	19.9			1	6

350 MACANO 13.8	13.800 G1	3.0	-2.0	2.0	-2.0	1.0819	3.3	0.8312	6.2	1	6
351 PERLAS N 13	13.800 G1	8.1	5.0	5.0	-5.0	0.9855	9.7	0.8518	13.5	1	6
352 PERLAS S 13	13.800 G1	8.1	5.0	5.0	-5.0	0.9855	9.7	0.8518	13.5	1	6
353 PORVEN N 13	13.800 G1	2.7	0.0	2.0	0.0	1.0832	2.5	1.0000	6.2	1	6
523 TCATIVA 13A	13.800 G1	7.6	-0.3	6.6	-6.6	0.9700	7.8	0.9991	10.9	1	6
525 TCOLON 13A	13.800 G1	31.3	19.3	19.3	19.3	1.0172	36.1	0.8514	44.4	1	6
526 TCOLON 13B	13.800 G2	31.3	19.3	19.3	19.3	1.0172	36.1	0.8514	44.4	1	6
541 TOABRE	0.6000 I	22.0	0.0	0.0	0.0	0.9382	23.4	1.0000	166.7	1	6
SUBSYSTEM TOTALS		1352.4	347.2	853.0	-557.7		23.4	1.0000	2241.1	1	6

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, JUN 26 2009 15:33

PLAN. EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2012 ESC MOD DEM MAX INV CONT (1) LLSCH-PMALL

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV ID	MW	MVAR	QMAX	OMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
129	MIR13D	13.800 G4	35.0	2.1	15.0	0.0	1.0100	34.7	0.9982	44.1			2	7
130	MIR13F	13.800 G5	17.0	0.0	8.0	0.0	1.0178	16.7	1.0000	27.7			2	7
140	GAT6A	6.9000 G1	1.9	-0.3	2.0	-2.0	1.0100	1.9	0.9860	4.1			2	7
140	GAT6A	6.9000 G2	1.9	-0.3	2.0	-2.0	1.0100	1.9	0.9860	4.1			2	7
140	GAT6A	6.9000 G3	1.9	-0.3	2.0	-2.0	1.0100	1.9	0.9860	4.1			2	7
141	GAT6B	6.9000 G4	3.9	-1.1	3.0	-3.0	1.0100	4.0	0.9627	5.6			2	7
141	GAT6B	6.9000 G5	3.9	-1.1	3.0	-3.0	1.0100	4.0	0.9627	5.6			2	7
141	GAT6B	6.9000 G6	3.9	-1.1	3.0	-3.0	1.0100	4.0	0.9627	5.6			2	7
170	MIR13G	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0321	17.7	0.9281	23.0			2	7
171	MIR13H	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0412	17.6	0.9281	23.0			2	7
171	MIR13H	13.800 M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0412	17.6	0.9281	23.0			2	7
SUBSYSTEM TOTALS		120.4	18.3	71.5	5.5			17.6	0.9281	171.3			2	7

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, JUN 29 2009 11:42
 PLAN. EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009 AREA TOTALS
 ARO 2012 ESC MOD DEM MAX INV CONT (1) LLSCH-PMALL IN MW/MVAR

X-- AREA	--X GENERATION	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	FROM NET INT	LOSSES	DESIRE NET INT
1	1199.9	1312.2	0.0	0.0	0.0	0.0	32.8	-145.0
GUATEMAL	59.0	349.5	-265.8	0.0	412.0	39.7	347.6	-145.0
2	913.4	902.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.4	0.0
SALVADOR	109.1	182.3	-58.0	0.0	219.4	38.1	166.1	0.0
3	1009.2	985.5	0.0	0.0	0.0	0.1	23.6	0.0
HONDURAS	68.3	290.6	-187.8	0.0	301.9	-9.8	277.3	0.0
4	536.7	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	9.6	0.0
NICA	41.9	224.5	-98.5	0.0	142.6	-82.8	141.4	0.0
5	1345.1	1324.8	0.0	0.0	0.0	-0.1	20.4	0.0
C.RICA	242.5	569.4	-236.3	0.0	477.4	25.6	361.2	0.0
6	1352.4	1182.7	0.0	0.0	0.0	68.7	88.0	170.0
PANAMA	347.2	207.2	-127.4	0.0	423.6	-6.7	695.5	0.0
7	120.4	42.8	0.0	0.0	0.0	76.3	1.3	50.0
ACANAL	18.3	7.5	0.0	0.0	0.0	-4.0	14.9	0.0
9	0.0	13.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-75.0
COLON	0.0	2.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTALS	6477.1	6290.1	0.0	0.0	0.0	0.0	187.0	0.0
	886.4	1833.3	-974.0	0.0	1976.8	0.0	2003.9	0.0

4.3.2. Contingencia Guasquitas-Veladero

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R/E) FRI, JUN 26 2009 15:35
 PLAN: EXP-SIN C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2012 ESC MOD DEM MAX INV CONT 2 GUASQ-VELADERO

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	1.0235	235.40	14	PRO230		230.00	6	1.0343	237.90	
85	PTP	230		230.00	6	1.0265	236.09	96	FOR230		230.00	6	1.0272	236.25	
100	BAY	230		230.00	6	1.0093	232.13	144	CANT230		230.00	6	1.0226	235.20	
145	BJOMIN	230		230.00	6	1.0365	238.41	146	GUALACA230		230.00	6	1.0263	236.05	
147	GUASQ	230		230.00	6	1.0223	235.13	190	CHANG230		230.00	6	1.0315	237.24	
306	CHANI	230		230.00	6	1.0334	237.67	310	CONCEPCION230		230.00	6	1.0338	237.78	
311	PANDO	230		230.00	6	1.0349	238.04	341	PRUDENCIA230		230.00	6	1.0329	237.57	
345	LORENA	230		230.00	6	1.0306	237.04	6000	FRONTIER		230.00	6	1.0328	237.54	

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	PAN	230		230.00	6	0.9688	222.83	3	PANTI230		230.00	6	0.9730	223.79	
5	CHO	230		230.00	6	0.9670	222.40	8	LSA230		230.00	6	0.9782	224.99	
103	COPESA	230		230.00	6	0.9789	225.15	105	PAN-AM23		230.00	6	0.9670	222.40	
115	PACORA	230		230.00	6	0.9829	226.06	148	VELADERO		230230.00	6	0.9979	229.53	
149	BLANCO	230		230.00	6	0.9962	229.13	511	LGUIAS230		230.00	6	0.9720	223.57	
540	ANTON	230		230.00	6	0.9772	224.75								

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R/E) FRI, JUN 26 2009 15:35
 PLAN. EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2012 ESC MOD DEM MAX INV CONT 2 GUASQ-VELADERO

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV AREA	V(PU)	V(KV)		
2	PAN115	115.00	6	1.0032	115.37	4	PAN1115	115.00	6	1.0003	115.04
12	M.N115	115.00	6	1.0421	119.84	15	PRO115	115.00	6	1.0362	119.16
18	CAC115	115.00	6	1.0029	115.34	20	CH.AZUL	115.00	6	1.0369	119.25
23	CH115	115.00	6	1.0022	115.26	33	STM115	115.00	6	1.0014	115.16
48	TINAJ115	115.00	6	1.0010	115.11	50	M.O115	115.00	6	1.0011	115.13
54	LM115	115.00	6	1.0200	117.31	55	LM2115	115.00	6	1.0205	117.36
61	FFIELD	115.00	6	1.0173	116.99	87	CAL115	115.00	6	1.0657	122.55
88	EST115	115.00	6	1.0707	123.13	92	L.V115	115.00	6	1.0676	122.77
109	STA RIT115	115.00	6	1.0205	117.36	123	MIR115	115.00	7	1.0096	116.10
154	CEMPAN15	115.00	6	1.0146	116.68	191	CHANG115	115.00	6	1.0229	117.63
522	TCATIVÁ	115.00	6	1.0203	117.33	529	TCOLON 115	115.00	6	1.0292	118.36

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV AREA	V(PU)	V(KV)		
6	CHO115	115.00	6	0.9682	111.34	9	LSA115	115.00	6	0.9877	113.58
19	C.V115	115.00	6	0.9932	114.21	21	C.BAN115	115.00	6	0.9933	114.23
26	LOC115	115.00	6	0.9945	114.37	30	MAR115	115.00	6	0.9936	114.27
37	SAN115	115.00	6	0.9920	114.08	52	TOC115	115.00	6	0.9977	114.74

350 MACANO 13.8	13.800	G1	3.0	-2.0	2.0	-2.0	1.0843	3.3	0.8312	6.2	1	6
351 PERLAS N 13	13.800	G1	8.1	5.0	5.0	-5.0	0.9876	9.7	0.8518	13.5	1	6
352 PERLAS S 13	13.800	G1	8.1	5.0	5.0	-5.0	0.9876	9.7	0.8518	13.5	1	6
353 PORVEN N 13	13.800	G1	2.7	0.0	2.0	0.0	1.0855	2.5	1.0000	6.2	1	6
523 TCATIVA 13A	13.800	G1	7.6	-1.0	6.6	-6.6	0.9700	7.9	0.9917	10.9	1	6
525 TCOLON 13A	13.800	G1	31.3	19.3	19.3	19.3	1.0182	36.1	0.8514	44.4	1	6
526 TCOLON 13B	13.800	G2	31.3	19.3	19.3	19.3	1.0182	36.1	0.8514	44.4	1	6
541 TOABRE	0.6000	I	22.0	0.0	0.0	0.0	0.9782	22.5	1.0000	166.7	1	6
SUBSYSTEM TOTALS			1342.9	250.6	853.0	-557.7				2241.1		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, JUN 26 2009 15:35
 PLAN. EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2012 ESC MOD DEM MAX INV CONT 2 GUASQ-VELADERO

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV ID	MW	MVAR	QMAX	OMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
129	MIR13D	13.800	G4	35.0	1.5	15.0	0.0	1.0100	34.7	0.9991			2	7
130	MIR13F	13.800	G5	17.0	0.0	8.0	0.0	1.0195	16.7	1.0000			2	7
140	GAT6A	6.9000	G1	1.9	-0.4	2.0	-2.0	1.0100	2.0	0.9816			2	7
140	GAT6A	6.9000	G2	1.9	-0.4	2.0	-2.0	1.0100	2.0	0.9816			2	7
140	GAT6A	6.9000	G3	1.9	-0.4	2.0	-2.0	1.0100	2.0	0.9816			2	7
141	GAT6B	6.9000	G4	3.9	-1.1	3.0	-3.0	1.0100	4.0	0.9594			2	7
141	GAT6B	6.9000	G5	3.9	-1.1	3.0	-3.0	1.0100	4.0	0.9594			2	7
141	GAT6B	6.9000	G6	3.9	-1.1	3.0	-3.0	1.0100	4.0	0.9594			2	7
170	MIR13G	13.800	M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0338	17.7	0.9281			2	7
171	MIR13H	13.800	M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0428	17.6	0.9281			2	7
171	MIR13H	13.800	M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0428	17.6	0.9281			2	7
SUBSYSTEM TOTALS			120.4	17.4	71.5	5.5				171.3				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E MON, JUN 29 2009 11:43
 PLAN. EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009 AREA TOTALS
 AÑO 2012 ESC MOD DEM MAX INV CONT 2 GUASQ-VELADERO IN MW/MVAR

X-- AREA	--X GENERATION	LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	CHARGING	FROM NET INT	TO LOSSES	DESIRE NET INT
1	1199.9	1312.2	0.0	0.0	0.0	-145.0	32.8	-145.0
GUATEMAL	59.0	349.5	-265.8	0.0	412.0	39.7	347.6	
2	913.4	902.0	0.0	0.0	219.4	0.0	11.4	0.0
SALVADOR	109.1	182.3	-58.0	0.0	0.0	0.1	23.6	0.0
3	1009.2	985.5	0.0	0.0	301.9	-9.8	277.3	
HONDURAS	68.3	290.6	-187.8	0.0	0.0	0.0	9.6	0.0
4	536.7	527.1	0.0	0.0	142.6	-82.9	141.4	
NICA	41.9	224.5	-98.5	0.0	0.0	-0.5	20.7	0.0
5	1345.1	1324.8	0.0	0.0	477.7	21.6	363.2	
C.RICA	240.1	569.4	-236.4	0.0	0.0	69.0	78.2	170.0
6	1342.9	1182.7	0.0	0.0	445.4	-1.7	616.8	
PANAMA	250.6	207.2	-128.5	0.0	0.0	76.3	1.3	50.0
7	120.4	42.8	0.0	0.0	0.0	-4.9	14.8	
ACANAL	17.4	7.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-75.0
9	0.0	13.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
COLON	0.0	2.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	6467.6	6290.1	-975.2	0.0	1998.9	0.0	177.5	0.0
	786.3	1833.3				0.0	1927.1	

5. AÑO 2015

5.1.Demanda Máxima de Verano

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E FRI, JUN 26 2009 9:18
 PLAN EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2015 ESC MOD DEM MAX VER

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X_BASKV AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X_BASKV AREA	V(PU)	V(KV)		
3	PANII230	230.00	6	1.0005	230.12	8	LSA230	230.00	6	1.0162	233.72
11	M.N230	230.00	6	1.0334	237.67	14	PRO230	230.00	6	1.0437	240.04
85	PTP230	230.00	6	1.0261	236.00	96	FOR230	230.00	6	1.0288	236.63
100	BAY230	230.00	6	1.0211	234.85	103	COPESA23	230.00	6	1.0041	230.94
115	PACORA23	230.00	6	1.0059	231.37	144	CANI230	230.00	6	1.0288	236.61
145	EJOMIN230	230.00	6	1.0455	240.46	146	GUALACA230	230.00	6	1.0309	237.11
147	GUASQ230	230.00	6	1.0286	236.57	148	VELADERO	230230.00	6	1.0300	236.91
149	BBLANCO	230.00	6	1.0288	236.61	155	TABASARAI	230.00	6	1.0306	237.04
190	CHANG230	230.00	6	1.0243	235.60	306	CHANI 230	230.00	6	1.0248	235.69
310	CONCEPCION230	230.00	6	1.0416	239.58	311	PANDO230	230.00	6	1.0412	239.47
341	PRUDENCIA230	230.00	6	1.0345	237.94	345	LORENA230	230.00	6	1.0333	237.65
506	CHAN2 230	230.00	6	1.0237	235.46	511	LGUIAS230	230.00	6	1.0080	231.83
540	ANTON 230	230.00	6	1.0107	232.47	6000	FRONTIER	230.00	6	1.0428	239.85

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X_BASKV AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X_BASKV AREA	V(PU)	V(KV)		
1	PAN230	230.00	6	0.9970	229.31	5	CHO230	230.00	6	0.9980	229.55
105	PAN-AM23	230.00	6	0.9980	229.55						

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E FRI, JUN 26 2009 9:18
 PLAN EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2015 ESC MOD DEM MAX VER

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X_BASKV AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X_BASKV AREA	V(PU)	V(KV)		
9	LSA115	115.00	6	1.0204	117.35	12	M.N115	115.00	6	1.0329	118.78
15	PRO115	115.00	6	1.0455	120.24	20	CH.AZUL	115.00	6	1.0463	120.33
23	CHI115	115.00	6	1.0021	115.24	54	LM1115	115.00	6	1.0286	118.29
55	LM2115	115.00	6	1.0296	118.40	61	FFIELD	115.00	6	1.0254	117.92
87	CAL115	115.00	6	1.0397	119.57	88	EST115	115.00	6	1.0409	119.71
92	L.V115	115.00	6	1.0402	119.62	109	STA RITAL115	115.00	6	1.0258	117.97
123	MIR115	115.00	7	1.0040	115.46	154	CEMPAN15	115.00	6	1.0225	117.58

191 CHANGLI15 115.00 6 1.0136 116.56 522 TCATIVÁ 115 115.00 6 1.0293 118.37
 529 TCOLON 115 115.00 6 1.0345 118.97

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115	115.00	6	0.9985	4	PAN1115	115.00	6	0.9931
6	CHO115	115.00	6	0.9993	18	CAC115	115.00	6	0.9982
19	C.V115	115.00	6	0.9857	21	C.BAN115	115.00	6	0.9871
26	LOC115	115.00	6	0.9885	30	MAR115	115.00	6	0.9877
33	STM115	115.00	6	0.9965	37	SAN115	115.00	6	0.9855
48	TINAJ115	115.00	6	0.9959	50	M.O115	115.00	6	0.9961
52	TOC115	115.00	6	0.9902					

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E FRI, JUN 26 2009 9:07

PLAN EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2015 ESC MOD DEM MAX VER

AREA 6 (PANAMA) MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVBASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
66	BLMI3B	13.800 V2	39.0	15.1	25.0	0.0	1.0100	41.4	0.9328	47.0			1	6
67	BLMI3C	13.800 V3	39.0	15.1	25.0	0.0	1.0100	41.4	0.9328	47.0			1	6
68	BLMI3D	13.800 V4	39.0	15.7	25.0	0.0	1.0100	41.6	0.9278	47.0			1	6
90	EST-13L	13.800 E1	19.0	3.3	12.0	-5.0	1.0000	19.3	0.9849	27.0			1	6
94	LV-13.8L	13.800 L1	24.0	3.9	12.0	-5.0	1.0000	24.3	0.9870	27.0			1	6
97	FOR13A	13.800 F1	80.0	-13.9	50.0	-50.0	1.0100	80.4	0.9852	111.0			1	6
98	FOR13B	13.800 F2	80.0	-13.9	50.0	-50.0	1.0100	80.4	0.9852	111.0			1	6
99	FOR13C	13.800 F3	80.0	-13.9	50.0	-50.0	1.0100	80.4	0.9852	111.0			1	6
101	BAY13A	13.800 B1	42.1	22.7	50.0	-25.0	1.0000	47.8	0.8800	96.0			1	6
102	BAY13B	13.800 B2	59.9	23.9	50.0	-25.0	1.0000	64.5	0.9287	96.0			1	6
142	CANJ13A	13.800 C1	34.5	8.7	29.0	-29.0	1.0100	35.3	0.9695	69.0			1	6
143	CANJ13B	13.800 C2	34.5	8.7	29.0	-29.0	1.0100	35.3	0.9695	69.0			1	6
150	GUALACA	13-213.800 G2	14.1	-4.9	7.4	-7.4	1.0100	14.7	0.9443	14.8			1	6
152	BBLANCO	13.813.800 G1	9.4	0.0	6.1	0.0	1.0287	9.1	1.0000	11.6			1	6
156	TABASARA	113.800 G1	16.4	0.2	5.7	0.2	1.0305	15.9	0.9999	20.5			1	6
193	GEBOYIC	13.800 G1	9.5	-1.9	4.0	-4.0	1.0000	9.7	0.9804	35.3			1	6
193	GEBOYIC	13.800 G2	9.5	-1.9	4.0	-4.0	1.0000	9.7	0.9804	35.3			1	6
204	BJOMINI3	13.800 G1	24.7	-13.0	13.0	-13.0	1.0273	27.2	0.8849	28.9			1	6
205	BAITUNI3.8	13.800 G1	40.8	12.4	26.6	-26.6	1.0100	42.3	0.9571	50.6			1	6
301	CONC13.8	13.800 G1	8.7	5.0	5.0	-5.0	0.9631	10.4	0.8673	13.5			1	6
302	PASOANCH13.8	13.800 P1	4.7	2.0	2.0	-2.0	0.9613	5.4	0.9216	6.2			1	6
304	ALGA13.8	13.800 A1	8.7	0.0	2.0	0.0	1.1143	7.8	1.0000	13.5			1	6
305	ELALTO	13.800 G1	18.0	-5.0	12.0	-5.0	1.0264	18.2	0.9635	20.6			1	6
305	ELALTO	13.800 G2	18.0	-5.0	12.0	-5.0	1.0264	18.2	0.9635	20.6			1	6
307	CHANI. A	13.800 G1	60.0	-12.5	50.0	-50.0	1.0100	60.7	0.9788	118.6			1	6

SYST

308	CHAN1 B	13.800 G2	60.0	-12.5	50.0	-50.0	1.0100	60.7	0.9788	118.6	1	6
312	PANDOL3.8	13.800 G1	15.2	-4.5	10.0	-5.0	1.0100	15.7	0.9592	19.9	1	6
316	MONTE LIRIO	13.800 G1	24.5	-5.0	12.0	-5.0	1.0285	24.3	0.9798	27.0	1	6
317	MENDRE13.8	13.800 M1	9.4	0.0	0.0	0.0	1.1141	8.4	1.0000	35.3	1	6
323	COCHEA	13.8 13.800 C1	5.9	0.0	0.0	0.0	1.1142	5.3	1.0000	35.3	1	6
324	POTRER	13.8 13.800 P1	3.1	-1.2	2.0	-2.0	1.0100	3.3	0.9322	6.2	1	6
340	PEDGALITO138	13.800 P1	13.7	6.4	12.0	-5.0	1.0100	15.0	0.9073	27.0	1	6
342	LORENAL13.8	13.800 L1	16.1	-5.0	10.5	-5.0	1.0174	16.5	0.9548	19.9	1	6
343	PRUDENCIA1	13.800 G1	26.6	-9.8	9.8	-9.8	1.0159	27.9	0.9388	33.0	1	6
350	MACANO	13.8 13.800 G1	3.2	-2.0	2.0	-2.0	1.0925	3.5	0.8517	6.2	1	6
351	PERLAS N	13 13.800 G1	8.2	5.0	5.0	-5.0	0.9950	9.7	0.8538	13.5	1	6
352	PERLAS S	13 13.800 G1	8.2	5.0	5.0	-5.0	0.9950	9.7	0.8538	13.5	1	6
353	PORVEN N	13 13.800 G1	2.5	0.0	2.0	0.0	1.0937	2.3	1.0000	6.2	1	6
507	CHAN2 A	13.800 G1	60.0	-11.5	50.0	-50.0	1.0100	60.5	0.9820	118.6	1	6
508	CHAN32 B	13.800 G2	60.0	-11.5	50.0	-50.0	1.0100	60.5	0.9820	118.6	1	6
521	EGIRAL13.8	113.800 G1	3.6	1.5	2.8	1.3	1.0000	3.9	0.9228	4.8	1	6
521	EGIRAL13.8	113.800 G2	3.6	1.5	2.8	1.3	1.0000	3.9	0.9228	4.8	1	6
521	EGIRAL13.8	113.800 G3	3.6	1.5	2.8	1.3	1.0000	3.9	0.9228	4.8	1	6
521	EGIRAL13.8	113.800 G4	3.6	1.5	2.8	1.3	1.0000	3.9	0.9228	4.8	1	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800 G1	8.3	2.7	6.6	-6.6	1.0000	8.7	0.9496	10.9	1	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800 G2	8.3	2.7	6.6	-6.6	1.0000	8.7	0.9496	10.9	1	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800 G3	8.3	2.7	6.6	-6.6	1.0000	8.7	0.9496	10.9	1	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800 G4	8.3	2.7	6.6	-6.6	1.0000	8.7	0.9496	10.9	1	6
523	TCATIVÁ 13A	13.800 G5	8.3	2.7	6.6	-6.6	1.0000	8.7	0.9496	10.9	1	6
524	TCATIVÁ 13B	13.800 G6	8.3	4.2	6.6	-6.6	1.0000	9.3	0.8893	10.9	1	6
524	TCATIVÁ 13B	13.800 G7	8.3	4.2	6.6	-6.6	1.0000	9.3	0.8893	10.9	1	6
524	TCATIVÁ 13B	13.800 G8	8.3	4.2	6.6	-6.6	1.0000	9.3	0.8893	10.9	1	6
524	TCOLON 13A	13.800 G1	39.0	19.3	19.3	19.3	1.0220	42.6	0.8965	44.4	1	6
526	TCOLON 13B	13.800 G2	39.0	19.3	19.3	19.3	1.0220	42.6	0.8965	44.4	1	6
541	TOABRE	0.6000 I	80.0	0.0	0.0	0.0	1.0139	78.9	1.0000	166.7	1	6
SUBSYSTEM TOTALS			1368.8	75.0	879.5	-592.3				2209.5		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E FRI, JUN 26 2009 9:07
 PLAN EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2015 ESC MOD DEM MAX VER

AREA 7 [ACANAL

BUS#	X-- NAME	--X BASKV ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X I R A N	GENTAP	ZONE	AREA
129	MIR13D	13.800 G4	35.0	0.8	15.0	0.0	1.0000	35.0	0.9998	44.1	2	7		
130	MIR13F	13.800 G5	17.0	0.0	8.0	0.0	1.0108	16.8	1.0000	27.7	2	7		
140	GAT6A	6.9000 G1	1.9	-0.5	2.0	-2.0	1.0000	2.0	0.9707	4.1	2	7		
140	GAT6A	6.9000 G2	1.9	-0.5	2.0	-2.0	1.0000	2.0	0.9707	4.1	2	7		
140	GAT6A	6.9000 G3	1.9	-0.5	2.0	-2.0	1.0000	2.0	0.9707	4.1	2	7		
141	GAT6B	6.9000 G4	3.9	-1.2	3.0	-3.0	1.0000	4.1	0.9535	5.6	2	7		
141	GAT6B	6.9000 G5	3.9	-1.2	3.0	-3.0	1.0000	4.1	0.9535	5.6	2	7		
141	GAT6B	6.9000 G6	3.9	-1.2	3.0	-3.0	1.0000	4.1	0.9535	5.6	2	7		
170	MIR13G	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0252	17.9	0.9281	23.0	2	7		
171	MIR13H	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0343	17.7	0.9281	23.0	2	7		

171 MIR13H 13.800 M2 17.0 6.8 11.2 6.8 1.0343 17.7 0.9281 23.0
 SUBSYSTEM TOTALS 120.4 16.1 71.5 5.5 171.3

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R/E) FRI, JUN 26 2009 9:18
 PLAN EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009 AREA TOTALS
 AÑO 2015 ESC MOD DEM MAX VER IN MW/MVAR

X-- AREA --X	GENERATION	LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	FROM NET INT	TO NET INT	LOSSES	DESIRE NET INT
1	1275.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	0.0	-70.0	33.2	-70.0
GUATEMAL	30.5	349.5	-266.4	0.0	413.0	30.1	330.3		
2	912.1	902.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.1	0.0
SALVADOR	101.4	182.3	-58.1	0.0	219.8	37.4	159.6		
3	1007.3	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	21.9	0.0
HONDURAS	57.1	290.6	-188.3	0.0	302.8	-7.7	265.2		
4	537.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.1	0.0
NICA	31.9	224.5	-99.0	0.0	143.3	-93.1	142.8		
5	1343.8	1324.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	18.5	0.0
C.RICA	229.5	569.4	-236.9	0.0	479.6	26.9	349.7		
6	1368.8	1303.2	0.0	0.0	0.0	0.0	-2.6	53.9	95.0
PANAMA	75.0	228.3	-97.9	0.0	529.4	13.2	458.3		
7	120.4	47.2	0.0	0.0	0.0	0.0	72.1	1.1	50.0
ACANAL	16.1	8.3	0.0	0.0	0.0	0.0	-6.8	14.6	
9	0.0	14.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-75.0
COLON	0.0	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTALS	6565.1	6416.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	148.9	0.0
	541.5	1855.4	-946.5	0.0	2088.0	0.0	1720.6		

5.2. Demanda Mínima de Verano

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R/E) FRI, JUN 26 2009 9:40
 PLAN EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2015 ESC MOD DEM MAX VER

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3	PANII230			230.00	6	1.0013	230.50	5	CH0230			230.00	6	1.0031	230.71
8	LSA230			230.00	6	1.0124	232.85	11	M.N230			230.00	6	1.0308	237.09
14	PRO230			230.00	6	1.0431	239.92	85	PTP230			230.00	6	1.0308	237.07
96	F0R230			230.00	6	1.0296	236.82	100	BAY230			230.00	6	1.0047	231.09
103	COPEFA23			230.00	6	1.0023	230.53	105	PAN-AM23			230.00	6	1.0031	230.71
115	PACORA23			230.00	6	1.0026	230.59	144	CANJ230			230.00	6	1.0300	236.90
145	BUOMIN230			230.00	6	1.0448	240.51	146	GUALACRA230			230.00	6	1.0320	237.35
147	GUASQ230			230.00	6	1.0298	236.86	148	VELADERO 230230.00			230.00	6	1.0238	235.47
149	BBLANCO			230.00	6	1.0229	235.26	155	TABASARAI 230.00			230.00	6	1.0243	235.59
190	CHANG230			230.00	6	1.0296	236.80	306	CHANI 230			230.00	6	1.0297	236.83
310	CONCEPCION23230.00			230.00	6	1.0406	239.35	311	PANDO230			230.00	6	1.0405	239.32
341	PRUDENCIA230230.00			230.00	6	1.0351	238.08	345	LORENA230			230.00	6	1.0341	237.84
506	CHAN2 230			230.00	6	1.0292	236.72	511	LGUIAS230			230.00	6	1.0100	232.51
540	ANTON 230			230.00	6	1.0122	232.80	6000	FRONTIER 230.00			230.00	6	1.0423	239.72

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN230			230.00	6	0.9998	229.95

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R/E) FRI, JUN 26 2009 9:40

PLAN EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009
AÑO 2015 ESC MOD DEM MAX VER

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN115			115.00	6	1.0016	115.18	6	CH0115			115.00	6	1.0037	115.42
9	LSA115			115.00	6	1.0215	117.48	12	M.N115			115.00	6	1.0329	118.78
15	PRO115			115.00	6	1.0449	120.16	18	CAC115			115.00	6	1.0014	115.16
20	CH.AZUL			115.00	6	1.0457	120.25	33	STM115			115.00	6	1.0006	115.07
48	TINAJ115			115.00	6	1.0005	115.06	50	M.O115			115.00	6	1.0006	115.07
54	LM115			115.00	6	1.0076	115.87	55	LM2115			115.00	6	1.0080	115.92
61	FFIELD			115.00	6	1.0073	115.84	87	CAL115			115.00	6	1.0396	119.55
88	EST115			115.00	6	1.0408	119.70	92	L.V115			115.00	6	1.0401	119.61
109	STA RITA115			115.00	6	1.0057	115.65	123	MIR115			115.00	7	1.0080	115.92
154	CEMPAN15			115.00	6	1.0059	115.67	191	CHANG115			115.00	6	1.0220	117.53
522	TCATIVÁ 115			115.00	6	1.0078	115.89	529	TCOLON 115			115.00	6	1.0057	115.65

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
4	PAN1115			115.00	6	0.9896	113.80	19	C.V115			115.00	6	0.9886	113.69
21	C.BAN115			115.00	6	0.9951	114.44	23	CH115			115.00	6	0.9999	114.99
26	LOC115			115.00	6	0.9960	114.54	30	MAR115			115.00	6	0.9959	114.53
37	SAN115			115.00	6	0.9938	114.29	52	TOC115			115.00	6	0.9881	113.64

FRI, JUN 26 2009 9:39

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E

PLAN EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009

AÑO 2015 ESC MOD DEM MAX VER

AREA 6 [PANAMA J MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING	
66	ELM13B	13.800	V2	39.0	24.5	25.0	0.0	1.0100	45.6	0.8473	47.0	1	6						
60	EST-13L	13.800	E1	19.0	3.4	12.0	-5.0	1.0000	19.3	0.9846	27.0	1	6						
94	LV-13.8L	13.800	L1	20.0	3.7	12.0	-5.0	1.0000	20.3	0.9836	27.0	1	6						
97	FOR13A	13.800	F1	50.7	-16.7	50.0	-50.0	1.0100	52.9	0.9500	111.0	1	6					SSYST	
98	FOR13B	13.800	F2	81.1	-14.6	50.0	-50.0	1.0100	81.6	0.9843	111.0	1	6						
142	CANJ13A	13.800	C1	32.0	8.0	29.0	-29.0	1.0100	32.7	0.9702	69.0	1	6						
143	CANJ13B	13.800	C2	32.0	8.0	29.0	-29.0	1.0100	32.7	0.9702	69.0	1	6						
150	GUAIACA	13-213.800	G2	14.1	-5.2	7.4	-7.4	1.0100	14.8	0.9387	14.8	1	6						
152	BLANCO	13.812.800	G1	9.4	0.0	6.1	0.0	1.0228	9.2	1.0000	11.6	1	6						
156	TABASARAI	13.800	G1	15.0	0.2	5.7	0.2	1.0243	14.7	0.9999	20.5	1	6						
193	GEBOYIC	13.800	G1	9.5	-4.0	4.0	-4.0	1.0092	10.2	0.9216	35.3	1	6						
204	BJOMINI3	13.800	G1	22.0	-13.0	13.0	-13.0	1.0267	24.9	0.8609	28.9	1	6						
205	BAITUN13.8	13.800	G1	33.0	12.5	26.6	-26.6	1.0100	34.9	0.9354	50.6	1	6						
301	CONC13.8	13.800	G1	8.7	5.0	5.0	-5.0	0.9478	10.6	0.8673	13.5	1	6						
302	PASOANCH13.8	13.800	E1	4.7	2.0	2.0	-2.0	0.9460	5.4	0.9216	6.2	1	6						
304	ALGAL13.8	13.800	A1	8.7	0.0	2.0	0.0	1.1443	7.8	1.0000	13.5	1	6						
307	CHANI A	13.800	G1	18.0	-5.0	12.0	-5.0	1.0335	18.1	0.9635	20.6	1	6						
312	PANDOL13.8	13.800	G1	60.0	-17.4	50.0	-50.0	1.0100	61.8	0.9606	118.6	1	6						
316	MONTE LIRIO	13.800	G1	14.0	-4.5	10.0	-5.0	1.0100	14.6	0.9524	19.9	1	6						
317	MENDRE13.8	13.800	M1	22.0	-5.0	12.0	-5.0	1.0282	21.9	0.9751	27.0	1	6						
323	COCHEA	13.8	13.800	C1	5.9	0.0	0.0	1.1441	8.4	1.0000	35.3	1	6						
324	POTRE	13.8	13.800	F1	3.1	-1.2	2.0	0.0	1.1442	5.3	1.0000	35.3	1	6					
340	PEDGALITOI	13.800	F1	13.7	6.6	12.0	-2.0	1.0100	3.3	0.9360	6.2	1	6						
342	LORENA13.8	13.800	L1	16.1	-5.0	10.5	-5.0	1.0183	15.1	0.9011	27.0	1	6						
343	PRUDENCIA	13.800	G1	23.0	-9.8	9.8	-9.8	1.0168	24.6	0.9548	19.9	1	6						
350	MACANO	13.8	13.800	G1	3.3	-2.0	2.0	0.0	1.0915	3.5	0.8517	6.2	1	6					
351	PERLAS N	13	13.800	G1	8.2	5.0	-5.0	0.9941	9.7	0.8538	13.5	1	6						
352	PERLAS S	13	13.800	G1	8.2	5.0	-5.0	0.9941	9.7	0.8538	13.5	1	6						
353	PORVEN N	13	13.800	G1	2.5	0.0	2.0	0.0	1.0927	2.3	1.0000	6.2	1	6					
507	CHAN2 A	13.800	G1	60.0	-16.9	50.0	-50.0	1.0100	61.7	0.9625	118.6	1	6						
541	TOABRE	0.6000	I	75.0	0.0	0.0	0.0	1.0151	73.9	1.0000	166.7	1	6						
SUBSYSTEM TOTALS				741.3	-36.3	461.1	-374.5												1323.7

FRI, JUN 26 2009 9:39

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E

PLAN EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009

AÑO 2015 ESC MOD DEM MAX VER

AREA 7 [ACANAL J MACHINE SUMMARY:

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

170 MIR13G	13.800 M1	16.1	6.8	11.2	6.8	1.0415	16.8	0.9205	23.0	2	7
171 MIR13H	13.800 M1	16.1	6.8	11.2	6.8	1.0507	16.6	0.9204	23.0	2	7
171 MIR13H	13.800 M2	16.1	6.8	11.2	6.8	1.0507	16.6	0.9204	23.0	2	7
SUBSYSTEM TOTALS		48.2	20.5	33.5	20.5				69.1		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E FRI, JUN 26 2009 9:40
 PLAN EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009 AREA TOTALS
 AÑO 2015 ESC MOD DEM MAX VER IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENERATION	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	FROM NET INT	TO LOSSES	DESIRE NET INT
1 GUATEMAL	1275.4 30.5	1312.2 349.5	0.0 -266.4	0.0 413.0	0.0 30.1	-70.0 33.2	330.3	-70.0
2 SALVADOR	912.1 101.4	902.0 182.3	0.0 -58.1	0.0 219.8	0.0 37.4	0.0 10.1	159.6	0.0
3 HONDURAS	1007.3 57.0	985.5 290.6	0.0 -188.3	0.0 302.8	0.0 -7.7	0.0 21.9	265.2	0.0
4 NICA	537.2 31.8	527.1 224.5	0.0 -99.0	0.0 143.3	0.0 -93.2	0.0 10.1	142.8	0.0
5 C.RICA	1343.8 225.0	1324.8 569.4	0.0 -237.0	0.0 479.9	0.0 25.4	1.0 18.1	347.1	0.0
6 PANAMA	741.3 -36.3	663.3 116.2	0.0 160.4	0.0 528.0	0.0 -3.7	45.1 25.6	217.7	95.0
7 ACANAL	48.2 20.5	24.0 4.2	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 11.7	23.9 4.5		50.0
9 COLON	0.0 0.0	7.3 1.3	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0		-75.0
TOTALS	5865.4 429.9	5746.2 1738.0	0.0 -688.4	0.0 2086.9	0.0 0.0	0.0 119.2	1467.1	0.0

5.3. Demanda Máxima de Invierno

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, JUN 26 2009 11:21
 PLAN EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2015 ESC MOD DEM MAX INV

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	PAN	230		230.00	6	1.0345	237.93	3	PANI	230		230.00	6	1.0383	238.81
5	CHO	230		230.00	6	1.0315	237.24	8	LSA	230		230.00	6	1.0384	238.83
11	M.	N230		230.00	6	1.0368	238.47	14	PRO	230		230.00	6	1.0472	240.85
85	PTP	230		230.00	6	1.0301	236.93	96	FOR	230		230.00	6	1.0313	237.19
100	BAY	230		230.00	6	1.0500	241.49	103	COPE	SA23		230.00	6	1.0406	239.33
105	PAN	-AM23		230.00	6	1.0315	237.24	115	PACOR	A23		230.00	6	1.0413	239.50
144	CANT	230		230.00	6	1.0317	237.29	145	BJOMI	N230		230.00	6	1.0495	241.37
146	GUALA	CR230		230.00	6	1.0348	238.01	147	GUASQ	230		230.00	6	1.0315	237.24
148	VELA	DERO		230.00	6	1.0398	239.16	149	BBLAN	CO		230.00	6	1.0393	239.03
155	TABA	SARAI		230.00	6	1.0406	239.34	190	CHANG	230		230.00	6	1.0341	237.84
306	CHAN	1	230	230.00	6	1.0350	238.05	310	CONCE	PCTION230		230.00	6	1.0452	240.40
311	PAND	O230		230.00	6	1.0447	240.27	341	PRUDE	NCIA230		230.00	6	1.0402	239.24
345	LORE	NA230		230.00	6	1.0382	238.79	506	CHAN	2	230	230.00	6	1.0337	237.74
511	LGUA	S230		230.00	6	1.0341	237.84	540	ANTON	230		230.00	6	1.0419	239.63
6000	FRONT			230.00	6	1.0461	240.59								

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *															

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, JUN 26 2009 11:21
 PLAN EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2015 ESC MOD DEM MAX INV

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	PANI	115		115.00	6	1.0440	120.06	4	PANI	1115		115.00	6	1.0458	120.27
6	CHO	115		115.00	6	1.0327	118.76	9	LSA	1115		115.00	6	1.0770	123.85
12	M.	N115		115.00	6	1.0342	118.93	15	PRO	1115		115.00	6	1.0491	120.64

18	CAC115	115.00	6	1.0434	119.99	19	C.V115	115.00	6	1.0368	119.23
20	CHAZUL	115.00	6	1.0498	120.73	21	C.BAN115	115.00	6	1.0340	118.91
23	CH115	115.00	6	1.0359	119.13	26	LOC115	115.00	6	1.0351	119.04
30	MAR115	115.00	6	1.0339	118.90	33	STM115	115.00	6	1.0421	119.84
37	SAN115	115.00	6	1.0329	118.79	48	TINAJ115	115.00	6	1.0416	119.78
50	M.O115	115.00	6	1.0417	119.80	52	TOC115	115.00	6	1.0431	119.95
54	LM115	115.00	6	1.0454	120.23	55	LM2115	115.00	6	1.0457	120.25
61	FFIELD	115.00	6	1.0424	119.88	87	CAL115	115.00	6	1.0474	120.45
88	EST115	115.00	6	1.0497	120.71	92	L.V115	115.00	6	1.0483	120.56
109	STA RIT115	115.00	6	1.0478	120.50	123	MIR115	115.00	7	1.0479	120.51
154	CEMPAN15	115.00	6	1.0442	120.08	191	CHANG115	115.00	6	1.0275	118.17
522	TCATIVÁ	115.00	6	1.0456	120.24	529	TCOLON 115	115.00	6	1.0521	120.99

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

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

* NONE *

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, JUN 26 2009 11:21
PLAN EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009
AFO 2015 ESC MOD DEM MAX INV

AREA 6 [PANAMA] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X	T	R	A	N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
66	BLM13B	13.800	V2	39.0	11.8	39.0	11.8	25.0	0.0	1.0181	40.0	0.9569	47.0	1	6							6
90	EST-13L	13.800	E1	17.8	3.4	17.8	3.4	12.0	-5.0	1.0090	17.9	0.9824	27.0	1	6							6
91	EST-13T	13.800	E2	17.8	3.4	17.8	3.4	12.0	-5.0	1.0090	17.9	0.9824	27.0	1	6							6
94	LV-13.8L	13.800	L1	21.7	4.3	21.7	4.3	12.0	-5.0	1.0100	21.9	0.9807	27.0	1	6							6
95	LV-13.8T	13.800	L2	21.7	4.3	21.7	4.3	12.0	-5.0	1.0100	21.9	0.9807	27.0	1	6							6
98	FOR13A	13.800	F1	81.1	-16.0	81.1	-16.0	50.0	-50.0	1.0100	81.9	0.9810	111.0	1	6							6
98	FOR13B	13.800	F2	81.1	-16.0	81.1	-16.0	50.0	-50.0	1.0100	81.9	0.9810	111.0	1	6							6
99	FOR13C	13.800	F3	81.1	-16.0	81.1	-16.0	50.0	-50.0	1.0100	81.9	0.9810	111.0	1	6							6
101	BAY13A	13.800	B1	42.7	7.5	42.7	7.5	50.0	-25.0	1.0080	43.0	0.9850	96.0	1	6							6
102	BAY13B	13.800	B2	57.3	8.4	57.3	8.4	50.0	-25.0	1.0080	57.5	0.9894	96.0	1	6							6
142	CANJ13A	13.800	C1	34.5	9.9	29.0	29.0	29.0	-29.0	1.0200	35.2	0.9611	69.0	1	6							6
143	CANJ13B	13.800	C2	34.5	9.9	29.0	29.0	29.0	-29.0	1.0200	35.2	0.9611	69.0	1	6							6
150	GUALACA	13-213.800	G2	9.5	-2.3	7.4	7.4	7.4	-7.4	1.0250	9.5	0.9708	14.8	1	6							6
151	GUALACA13.8	13.800	G1	9.5	-2.3	7.4	7.4	7.4	-7.4	1.0250	9.5	0.9708	14.8	1	6							6
152	BBLANCO_13.813.800	G1	8.6	0.0	6.1	6.1	0.0	6.1	0.0	1.0391	8.3	1.0000	11.6	1	6							6
152	BBLANCO_13.813.800	G2	8.6	0.0	6.1	6.1	0.0	6.1	0.0	1.0391	8.3	1.0000	11.6	1	6							6
156	TABASARA113.800	G1	15.0	0.2	5.7	5.7	0.2	5.7	0.2	1.0397	14.5	0.9999	20.5	1	6							6
156	TABASARA113.800	G2	15.0	0.2	5.7	5.7	0.2	5.7	0.2	1.0397	14.5	0.9999	20.5	1	6							6
193	GEBOONYIC	13.800	G1	8.7	0.1	4.0	4.0	4.0	-4.0	1.0250	8.5	1.0000	35.3	1	6							6
193	GEBOONYIC	13.800	G2	8.7	0.1	4.0	4.0	4.0	-4.0	1.0250	8.5	1.0000	35.3	1	6							6
193	GEBOONYIC	13.800	G3	8.7	0.1	4.0	4.0	4.0	-4.0	1.0250	8.5	1.0000	35.3	1	6							6

204	BJOMINI3	13.800 G1	19.5	-10.3	13.0	-13.0	1.0200	21.6	0.8849	28.9	1	6
204	BJOMINI3	13.800 G2	19.5	-10.3	13.0	-13.0	1.0200	21.6	0.8849	28.9	1	6
205	BAITUNI3.8	13.800 G1	25.5	11.0	26.6	-26.6	1.0250	27.1	0.9177	50.6	1	6
205	BAITUNI3.8	13.800 G2	25.5	11.0	26.6	-26.6	1.0250	27.1	0.9177	50.6	1	6
301	CONC13.8	13.800 G1	8.7	5.0	5.0	-5.0	0.9667	10.4	0.8673	13.5	1	6
302	PASOANCH13.8	13.800 E1	4.7	2.0	2.0	-2.0	0.9648	5.3	0.8216	6.2	1	6
304	ALCAL3.8	13.800 A1	8.7	0.0	2.0	0.0	1.1267	7.7	1.0000	13.5	1	6
305	ELALTO	13.800 G1	17.4	-4.2	12.0	-5.0	1.0250	17.5	0.9718	20.6	1	6
305	ELALTO	13.800 G2	17.4	-4.2	12.0	-5.0	1.0250	17.5	0.9718	20.6	1	6
305	ELALTO	13.800 G3	17.4	-4.2	12.0	-5.0	1.0250	17.5	0.9718	20.6	1	6
307	CHAN1 A	13.800 G1	91.2	-5.8	50.0	-50.0	1.0250	89.2	0.9980	118.6	1	6
308	CHAN1 B	13.800 G2	91.2	-5.8	50.0	-50.0	1.0250	89.2	0.9980	118.6	1	6
312	PANDOL3.8	13.800 G1	13.0	-0.7	10.0	-5.0	1.0250	12.7	0.9986	19.9	1	6
312	PANDOL3.8	13.800 G2	13.0	-0.7	10.0	-5.0	1.0250	12.7	0.9986	19.9	1	6
316	MONTE LIRIO	13.800 G1	21.0	-3.4	12.0	-5.0	1.0250	20.8	0.9869	27.0	1	6
316	MONTE LIRIO	13.800 G2	21.0	-3.4	12.0	-5.0	1.0250	20.8	0.9869	27.0	1	6
317	MENDRE13.8	13.800 M1	8.6	0.0	0.0	0.0	1.1262	7.6	1.0000	35.3	1	6
317	MENDRE13.8	13.800 M2	8.6	0.0	0.0	0.0	1.1262	7.6	1.0000	35.3	1	6
323	COCHEA 13.8	13.800 C1	5.4	0.0	0.0	0.0	1.1265	4.8	1.0000	35.3	1	6
323	COCHEA 13.8	13.800 C2	5.4	0.0	0.0	0.0	1.1265	4.8	1.0000	35.3	1	6
324	POTRE 13.8	13.800 P1	3.4	2.0	2.0	-2.0	1.0232	3.8	0.8613	6.2	1	6
340	PEDGALTO13.8	13.800 P1	19.3	9.8	12.0	-5.0	1.0250	21.1	0.8923	27.0	1	6
342	LORENA13.8	13.800 L1	10.8	-4.3	10.5	-5.0	1.0250	11.4	0.9276	19.9	1	6
343	PRUDENCIA_1	13.800 G1	21.0	-8.2	9.8	-9.8	1.0250	22.0	0.9322	33.0	1	6
344	PRUDENCIA_2	13.800 G2	21.0	-8.2	9.8	-9.8	1.0250	22.0	0.9322	33.0	1	6
346	LORENA 13.2	13.800 L2	10.8	-4.3	10.5	-5.0	1.0250	11.4	0.9276	19.9	1	6
350	MACANO 13.8	13.800 G1	3.2	-2.0	2.0	-2.0	1.0963	3.5	0.8517	6.2	1	6
351	PERLAS N 13	13.800 G1	8.7	5.0	5.0	-5.0	0.9984	10.1	0.8673	13.5	1	6
352	PERLAS S 13	13.800 G1	8.7	5.0	5.0	-5.0	0.9984	10.1	0.8673	13.5	1	6
353	PORVEN N 13	13.800 G1	2.9	0.0	2.0	0.0	1.0975	2.6	1.0000	6.2	1	6
507	CHAN2 A	13.800 G1	88.0	-4.7	50.0	-50.0	1.0250	86.0	0.9986	118.6	1	6
508	CHAN2 B	13.800 G2	88.0	-4.7	50.0	-50.0	1.0250	86.0	0.9986	118.6	1	6
525	TCOLON 13A	13.800 G1	31.5	19.3	19.3	19.3	1.0393	35.5	0.8530	44.4	1	6
541	TOABRE	0.6000 I	21.2	0.0	0.0	0.0	1.0427	20.4	1.0000	166.7	1	6
SUBSYSTEM TOTALS			1404.3	-8.5	887.5	-654.9				2371.0		

FRI, JUN 26 2009 11:21

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E

PLAN EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009

AÑO 2015 ESC MOD DEM MAX INV

AREA 7 [ACANAL
BUS# X-- NAME --X BASKV ID MW

SWING

129 MIR13D 13.800 G4 35.0 0.0 15.0 0.0 1.0374 33.7 1.0000 44.1 2 7

130 MIR13F 13.800 G5 17.0 0.0 8.0 0.0 1.0513 16.2 1.0000 27.7 2 7

140 GAT6A 6.9000 G1 1.9 -0.9 2.0 -2.0 1.0100 2.1 0.8998 4.1 2 7

140 GAT6A 6.9000 G2 1.9 -0.9 2.0 -2.0 1.0100 2.1 0.8998 4.1 2 7

X T R A N

MVBASE

PF

CURRENT

QMIN

ETERM

QMAX

MVAR

QSWING

GENTAP

ZONE

AREA

140 GAT6A	6.9000 G3	1.9	-0.9	2.0	-2.0	1.0100	2.1	0.8998	4.1	2	7
141 GAT6B	6.9000 G4	3.9	-1.7	3.0	-3.0	1.0100	4.2	0.9148	5.6	2	7
141 GAT6B	6.9000 G5	3.9	-1.7	3.0	-3.0	1.0100	4.2	0.9148	6.2	2	7
141 GAT6B	6.9000 G6	3.9	-1.7	3.0	-3.0	1.0100	4.2	0.9148	6.2	2	7
170 MIR13G	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0652	17.2	0.9281	23.0	2	7
171 MIR13H	13.800 M1	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0740	17.1	0.9281	23.0	2	7
171 MIR13H	13.800 M2	17.0	6.8	11.2	6.8	1.0740	17.1	0.9281	23.0	2	7
SUBSYSTEM TOTALS		120.4	12.5	71.5	5.5				171.3		

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R/E) FRI, JUN 26 2009 11:22
 PLAN EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009 AREA TOTALS
 AÑO 2015 ESC MOD DEM MAX INV IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENERATION	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRE NET INT
1 GUATEMAL	1275.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	-70.0	33.2	-70.0
	30.5	349.5	-266.4	0.0	413.0	30.1	330.3	
2 SALVADOR	912.1	902.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.1	0.0
	101.4	182.3	-58.1	0.0	219.8	37.4	159.6	
3 HONDURAS	1007.3	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0	21.9	0.0
	57.0	290.6	-188.3	0.0	302.8	-7.7	265.2	
4 NICA	537.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	10.1	0.0
	31.7	224.5	-99.0	0.0	143.3	-93.2	142.8	
5 C.RICA	1343.8	1324.8	0.0	0.0	0.0	-0.1	19.1	0.0
	221.7	569.4	-237.2	0.0	480.3	16.7	353.1	
6 PANAMA	1404.3	1303.2	0.0	0.0	0.0	-1.8	88.7	95.0
	-8.5	228.3	-390.7	0.0	597.2	26.2	722.4	
7 ACANAL	120.4	47.2	0.0	0.0	0.0	71.9	1.3	50.0
	12.5	8.3	0.0	0.0	0.0	-9.5	13.7	
9 COLON	0.0	14.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-75.0
	0.0	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	6600.6	6416.2	-0.0	0.0	0.0	0.0	184.4	0.0
	446.3	1855.4	-1239.6	0.0	2156.5	0.0	1987.1	

5.3.1. Contingencia Llano Sánchez- Panamá II

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E FRI, JUN 26 2009 11:29
 PLAN EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2015 ESC MOD DEM MAX INV CONT LLS-PA II

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	1.0216	234.97	14	PRO230		230.00	6	1.0385	238.86
85	PTP	230		230.00		6	1.0189	234.35	96	FOR230		230.00	6	1.0191	234.40
100	BAY	230		230.00		6	1.0096	232.20	144	CANU230		230.00	6	1.0161	233.71
145	BJOMIN	230		230.00		6	1.0423	239.73	146	GUALACA230		230.00	6	1.0202	234.64
147	GUASO	230		230.00		6	1.0158	233.64	148	VELADERO	230	230.00	6	1.0075	231.73
149	BBLANCO	230.00		230.00		6	1.0058	231.34	155	TABASARALI	230.00	230.00	6	1.0093	232.14
190	CHANG230	230.00		230.00		6	1.0300	236.89	306	CHANI	230	230.00	6	1.0308	237.08
310	CONCEPCION	230.00		230.00		6	1.0350	238.06	311	PANDO230	230.00	230.00	6	1.0361	238.30
341	PRUDENCIA	230.00		230.00		6	1.0271	236.23	345	LORENA230	230.00	230.00	6	1.0246	235.65
506	CHAN2	230		230.00		6	1.0291	236.69	6000	FRONTER	230.00	230.00	6	1.0370	238.51

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN	230		230.00		6	0.9740	224.02	3	PANI1230		230.00	6	0.9800	225.39
5	CHO	230		230.00		6	0.9676	222.55	8	LSA230		230.00	6	0.9884	227.33
103	COPESA	230.00		230.00		6	0.9849	226.53	105	PAN-AM23		230.00	6	0.9676	222.55
115	PACORA	230.00		230.00		6	0.9879	227.21	511	LGUIAS230		230.00	6	0.9732	223.84
540	ANTON	230		230.00		6	0.9804	225.48							

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E FRI, JUN 26 2009 11:29
 PLAN EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2015 ESC MOD DEM MAX INV CONT LLS-PA II

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
9	LSA	115		115.00		6	1.0243	117.79	12	M.N115		115.00	6	1.0253	117.90
15	PRO	115		115.00		6	1.0404	119.65	20	CH.AZUL		115.00	6	1.0412	119.74
87	CAL	115		115.00		6	1.0414	119.76	88	EST115		115.00	6	1.0443	120.10
92	L.V115	115.00		115.00		6	1.0426	119.90	191	CHANG115		115.00	6	1.0246	117.83

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2	PAN	115		115.00		6	0.9830	113.04	4	PANI1115		115.00	6	0.9860	113.40
6	CHO	115		115.00		6	0.9689	111.83	18	CAC115		115.00	6	0.9825	112.99
19	C.V115	115.00		115.00		6	0.9762	112.56	21	C.BANI115		115.00	6	0.9725	111.83
23	CHI	115		115.00		6	0.9767	112.32	26	LOC115		115.00	6	0.9736	111.96
30	MAR	115		115.00		6	0.9723	111.82	33	STM115		115.00	6	0.9810	112.81
37	SAN	115		115.00		6	0.9714	111.71	48	TINAJI115		115.00	6	0.9804	112.75
50	M.O115	115.00		115.00		6	0.9805	112.76	52	TOC115		115.00	6	0.9831	113.06

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, JUN 26 2009 11:29
 PLAN EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009 AREA TOTALS
 ARO 2015 ESC MOD DEM MAX INV CONT LLS-PA II IN MW/MVAR

X--	AREA	--X	FROM GENERATION	TO BUS SHUNT	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO NET INT	LOSSES	DESIRE
			LOAD	SHUNT	SHUNT	NET INT	NET INT		NET INT
1	GUATEMAL		1275.4	0.0	0.0	0.0	-70.0	33.2	-70.0
			30.5	-266.4	0.0	413.0	30.1	330.3	
2	SALVADOR		912.1	0.0	0.0	0.0	0.0	10.1	0.0
			101.4	-58.1	0.0	219.8	37.4	159.6	
3	HONDURAS		1007.3	0.0	0.0	0.0	0.0	21.9	0.0
			57.1	-188.3	0.0	302.7	-7.6	265.2	
4	NICA		537.2	0.0	0.0	0.0	0.0	10.1	0.0
			32.1	-99.0	0.0	143.3	-92.9	142.8	
5	C.RICA		1343.8	0.0	0.0	0.0	0.0	19.1	0.0
			236.3	-236.5	0.0	478.6	28.3	353.6	
6	PANAMA		1419.0	0.0	0.0	0.0	-1.8	103.3	95.0
			197.3	-349.1	0.0	529.9	0.5	845.0	
7	ACANAL		120.4	0.0	0.0	0.0	71.8	1.4	50.0
			27.5	0.0	0.0	0.0	4.3	15.0	
9	COLON		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-75.0
			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTALS			6615.3	0.0	0.0	0.0	0.0	199.1	0.0
			682.1	-1197.3	0.0	2087.4	0.0	2111.5	

5.3.2. Contingencia Guasquitas-Veladero

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, JUN 26 2009 11:35
 PLAN EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2015 ESC MOD DEM MAX INV CONT GUA-VEL

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1	PAN	230		230.00	6	1.0261	235.99	3	PANLI	230		230.00	6	1.0301	236.92
5	CHO	230		230.00	6	1.0227	235.23	8	LSA	230		230.00	6	1.0292	236.71
11	M.	N230		230.00	6	1.0309	237.11	14	FOR	230		230.00	6	1.0437	240.06
85	PTP	230		230.00	6	1.0262	236.02	96	FOR	230		230.00	6	1.0269	236.19
100	BAY	230		230.00	6	1.0443	240.20	103	COPE	SA23		230.00	6	1.0327	237.52
105	PAN	-AM23		230.00	6	1.0227	235.23	115	PACOR	A23		230.00	6	1.0338	237.77
144	CAN	J230		230.00	6	1.0257	235.91	145	BJOMI	N230		230.00	6	1.0466	240.72
146	GUAL	AC230		230.00	6	1.0292	236.72	147	GUASQ	230		230.00	6	1.0254	235.85
148	VELA	DERO		230230.00	6	1.0308	237.09	149	EBLAN	CO		230.00	6	1.0303	236.97
155	TABA	SARAI		230.00	6	1.0316	237.27	190	CHANG	230		230.00	6	1.0325	237.47
306	CHAN	I	230	230.00	6	1.0334	237.69	310	CONCE	PTOR	23	230.00	6	1.0412	239.49
311	PAND	O230		230.00	6	1.0413	239.51	341	PRUDE	NCIA	230	230.00	6	1.0351	238.08
345	LORE	NA230		230.00	6	1.0330	237.58	506	CHAN	2	230	230.00	6	1.0320	237.37
511	LGUA	AS230		230.00	6	1.0250	235.74	540	ANTON	230		230.00	6	1.0332	237.63
6000	FRON	TIER		230.00	6	1.0424	239.76								

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

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

* NONE *

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, JUN 26 2009 11:35
 PLAN EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2015 ESC MOD DEM MAX INV CONT GUA-VEL

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
2		PAN115		115.00	6	1.0355	119.09	4		PAN1115		115.00	6	1.0375	119.31
6		CHO115		115.00	6	1.0240	117.76	9		LSA115		115.00	6	1.0673	122.73
12		M.N115		115.00	6	1.0307	118.53	15		PRO115		115.00	6	1.0456	120.25
18		CAC115		115.00	6	1.0350	119.03	19		C.V115		115.00	6	1.0284	118.27
20		CH.AZUL		115.00	6	1.0464	120.33	21		C.BAN115		115.00	6	1.0255	117.93
23		CH115		115.00	6	1.0279	118.21	26		LOC115		115.00	6	1.0266	118.06
30		MAR115		115.00	6	1.0254	117.92	33		STM115		115.00	6	1.0336	118.87
37		SAN115		115.00	6	1.0244	117.81	48		TINAJ115		115.00	6	1.0331	118.81
50		M.O115		115.00	6	1.0333	118.83	52		TOC115		115.00	6	1.0347	119.00
54		LM115		115.00	6	1.0382	119.39	55		LM2115		115.00	6	1.0384	119.42
61		FFIELD		115.00	6	1.0352	119.04	87		CAL115		115.00	6	1.0450	120.18
88		EST115		115.00	6	1.0476	120.47	92		L.V115		115.00	6	1.0461	120.30
109		STA RITAL15		115.00	6	1.0403	119.64	123		MIR115		115.00	7	1.0397	119.56
154		CEMPAN15		115.00	6	1.0366	119.21	191		CHANG115		115.00	6	1.0264	118.04
522		TCATIVA	115	115.00	6	1.0383	119.41	529		TCOLON	115	115.00	6	1.0446	120.13

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

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

* NONE *

346	LORENA	13-2	13.800	L2	10.8	-2.6	10.5	-5.0	1.0250	10.8	0.9731	19.9										1	6
350	MACANO	13.8	13.800	G1	3.2	-2.0	2.0	-2.0	1.0921	3.5	0.8517	6.2										1	6
351	PERLAS N	13	13.800	G1	8.7	5.0	5.0	-5.0	0.9947	10.1	0.8673	13.5										1	6
352	PERLAS S	13	13.800	G1	8.7	5.0	5.0	-5.0	0.9947	10.1	0.8673	13.5										1	6
353	PORVEN N	13	13.800	G1	2.9	0.0	2.0	0.0	1.0933	2.6	1.0000	6.2										1	6
507	CHAN2 A		13.800	G1	88.0	-3.1	50.0	-50.0	1.0250	85.9	0.9994	118.6										1	6
508	CHAN32 B		13.800	G2	88.0	-3.1	50.0	-50.0	1.0250	85.9	0.9994	118.6										1	6
525	TCOLON 13A		13.800	G1	31.5	19.3	19.3	19.3	1.0324	35.8	0.8550	44.4										1	6
541	TOABRE		0.6000	I	21.2	0.0	0.0	0.0	1.0341	20.5	1.0000	166.7										1	6
SUBSYSTEM TOTALS					1409.2	48.4	887.5	-654.9				2371.0											

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R/E) FRI, JUN 26 2009 11:34
 PLAN EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2015 ESC MOD DEM MAX INV CONT GUA-VEL

AREA 7 [ACANAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVBASE	X	T R A N	GENTAP	ZONE	AREA				
129		MIR13D				35.0	0.0	15.0	0.0	1.0300	34.0	1.0000	44.1					2	7			
130		MIR13F				17.0	0.0	8.0	0.0	1.0437	16.3	1.0000	27.7					2	7			
140		GAT6A				6.9000	G1	1.9	-0.7	2.0	-2.0	1.0100	4.1					2	7			
140		GAT6A				6.9000	G2	1.9	-0.7	2.0	-2.0	1.0100	4.1					2	7			
140		GAT6A				6.9000	G3	1.9	-0.7	2.0	-2.0	1.0100	4.1					2	7			
141		GAT6B				6.9000	G4	3.9	-1.5	3.0	-3.0	1.0100	4.1					2	7			
141		GAT6B				6.9000	G5	3.9	-1.5	3.0	-3.0	1.0100	4.1					2	7			
141		GAT6B				6.9000	G6	3.9	-1.5	3.0	-3.0	1.0100	4.1					2	7			
170		MIR13G				17.0	6.8	11.2	6.8	1.0577	17.3	0.9281	23.0					2	7			
171		MIR13H				17.0	6.8	11.2	6.8	1.0666	17.2	0.9281	23.0					2	7			
171		MIR13H				17.0	6.8	11.2	6.8	1.0666	17.2	0.9281	23.0					2	7			
SUBSYSTEM TOTALS					120.4	14.0	71.5	5.5					171.3									

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R/E) FRI, JUN 26 2009 11:37
 PLAN EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2015 ESC MOD DEM MAX INV CONT GUA-VEL

X--	AREA	--X	GENERATION	LOAD	SHUNT	TO BUS	TO LINE	SHUNT	CHARGING	FROM	TO	LOSSES	DESIRE	
													AREA TOTALS	NET INT
													IN MW/MVAR	
1	GUAEMAL		1275.4	1312.2	0.0	0.0	0.0	0.0	413.0	0.0	-70.0	33.2	-70.0	
			30.5	349.5	-266.4	0.0	0.0	413.0			30.1	330.3		
2	SALVADOR		912.1	902.0	0.0	0.0	0.0	0.0	219.8	0.0	0.0	10.1	0.0	
			101.4	182.3	-58.1	0.0	0.0	219.8			37.4	159.6		
3			1007.3	985.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	21.9	0.0	0.0	

HONDURAS	57.1	290.6	-188.3	0.0	302.8	-7.7	265.2	
4	537.2	527.1	0.0	0.0	0.0	0.0	10.1	0.0
NICA	31.9	224.5	-99.0	0.0	143.3	-93.1	142.8	
5	1343.8	1324.8	0.0	0.0	0.0	-0.4	19.4	0.0
C.RICA	228.6	569.4	-236.8	0.0	479.6	20.4	355.3	
6	1409.2	1303.2	0.0	0.0	0.0	-1.5	93.3	95.0
PANAMA	48.4	228.3	-384.4	0.0	572.7	21.0	753.7	
7	120.4	47.2	0.0	0.0	0.0	71.9	1.3	50.0
ACANAL	14.0	8.3	0.0	0.0	0.0	-8.1	13.9	
9	0.0	14.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-75.0
COLON	0.0	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	6605.5	6416.2	0.0	0.0	0.0	0.0	189.3	0.0
	511.9	1855.4	-1232.9	0.0	2131.2	0.0	2020.7	

ANEXO 24
RESULTADOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

ÍNDICE GENERAL

1. Año 2009

- 1.1 Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Panamá II
- 1.2 Falla y Apertura de un circuito de Guasquitas – Veladero

2. Año 2010

- 2.1 Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Panamá II
- 2.2 Falla y Apertura de un circuito de Guasquitas – Veladero

3. Año 2011

- 3.1 Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Panamá II
- 3.2 Falla y Apertura de un circuito de Guasquitas – Heladero

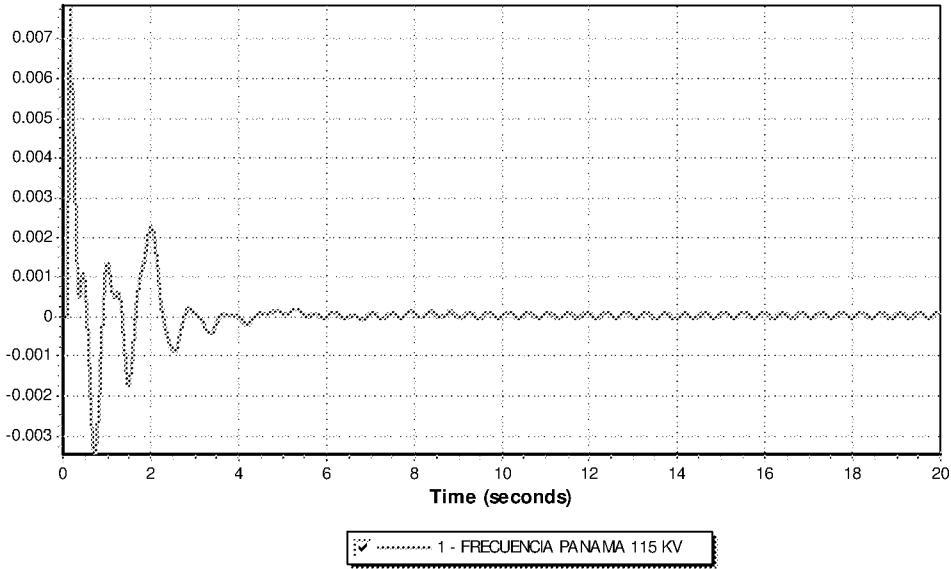
4. Año 2012

- 4.1 Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Panamá II
- 4.2 Falla y Apertura de un circuito de Guasquitas – Veladero

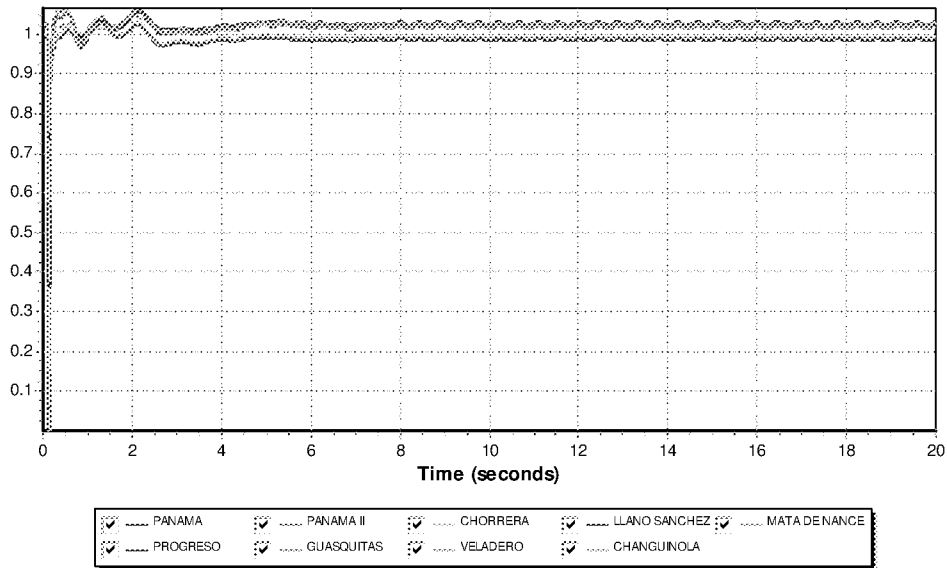
1. AÑO 2009

1.1. FALLA Y APERTURA LINEA LLANO SÁNCHEZ – PANAMÁ II
Caso 1: REGMHTCB9

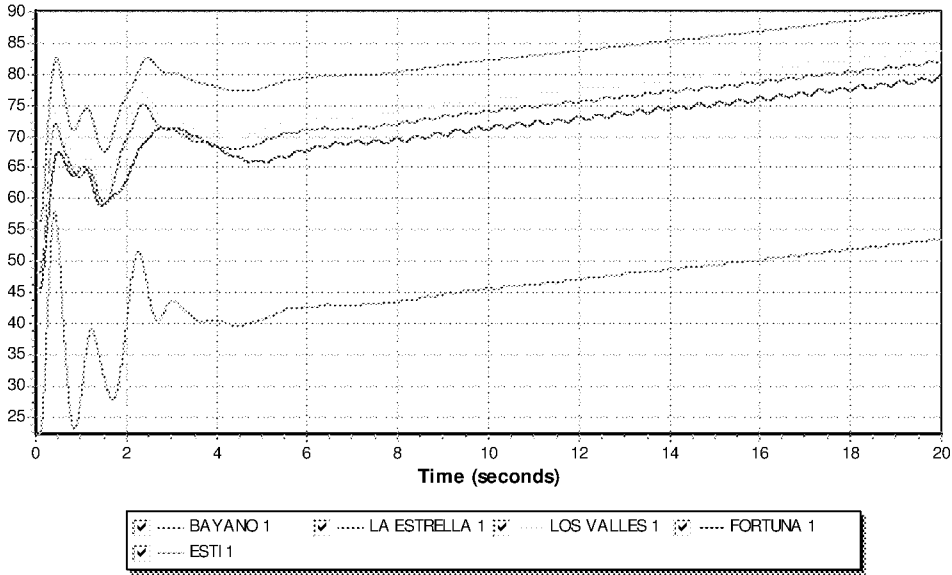
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SIN CON C.A. JUNIO 2009
Año 2009 ESC MOD DEM MAX INV
Frecuencia - Falla y Apertura de la Línea Llano Sánchez-Panamá II



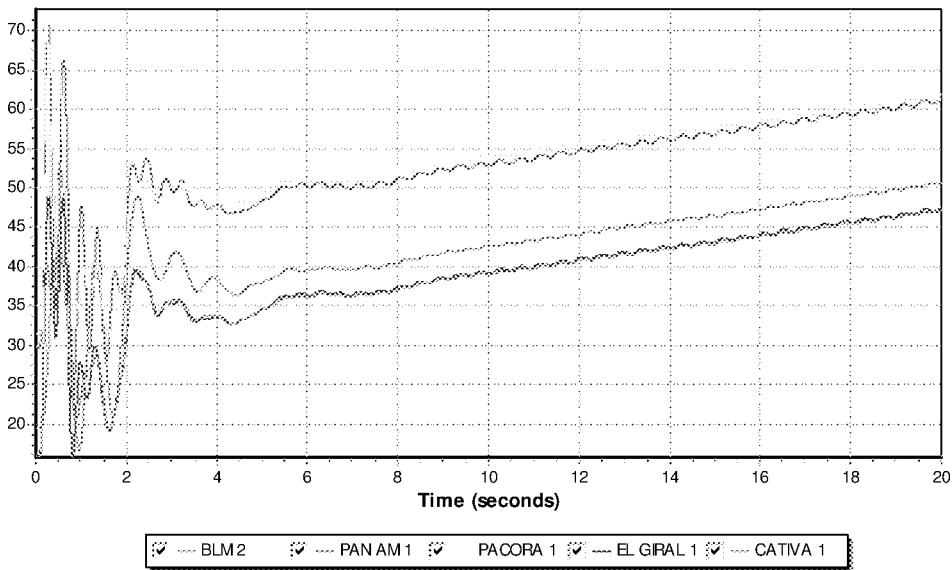
PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON C.A. JUNIO 2009
Año 2009 ESC MOD DEM MAX INV
Voltajes 230 KV- Falla y Apertura de la Línea Llano Sánchez-Panamá II



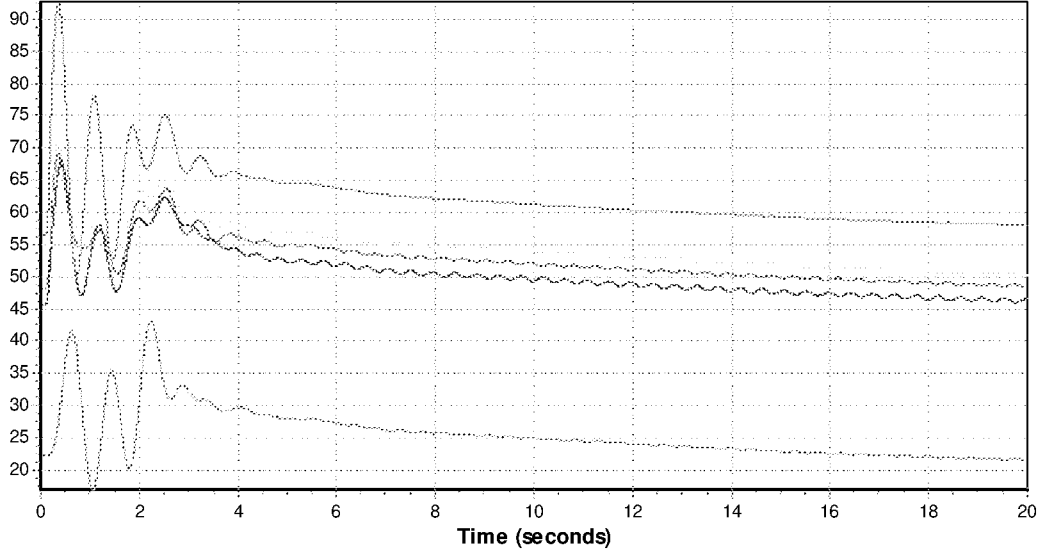
PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON C.A. JUNIO 2009
Año 2009 ESC MOD DEM MAX INV
Angulos de unidades- Falla y Apertura de Llano Sanchez-Panama II



PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON C.A. JUNIO 2009
Año 2009 ESC MOD DEM MAX INV
Angulos de unidades- Falla y Apertura de Llano Sanchez-Panama II

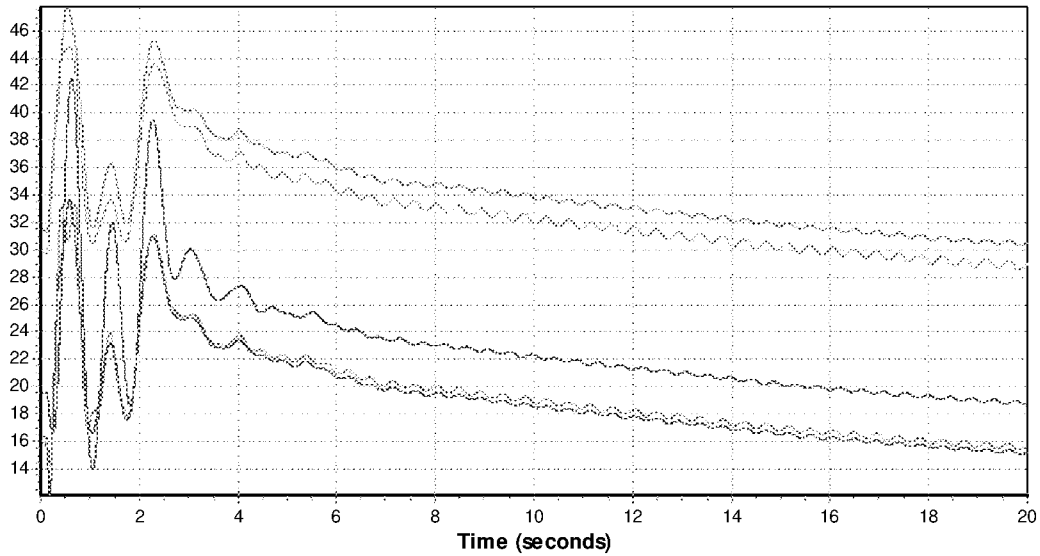


PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON C.A. JUNIO 2009
Año 2009 ESC MOD DEM MAX INV
Angulos de la unidades- Falla y Apertura de Guasquitas-Veladero



✓ BAYANO 1 ✓ LA ESTRELLA 1 ✓ LOS VALLES 1 ✓ FORTUNA 1 ✓ ESTI 1

PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON C.A. JUNIO 2009
Año 2009 ESC MOD DEM MAX INV
Angulos de las Unidades- Falla y Apertura de Guasquitas- Veladero

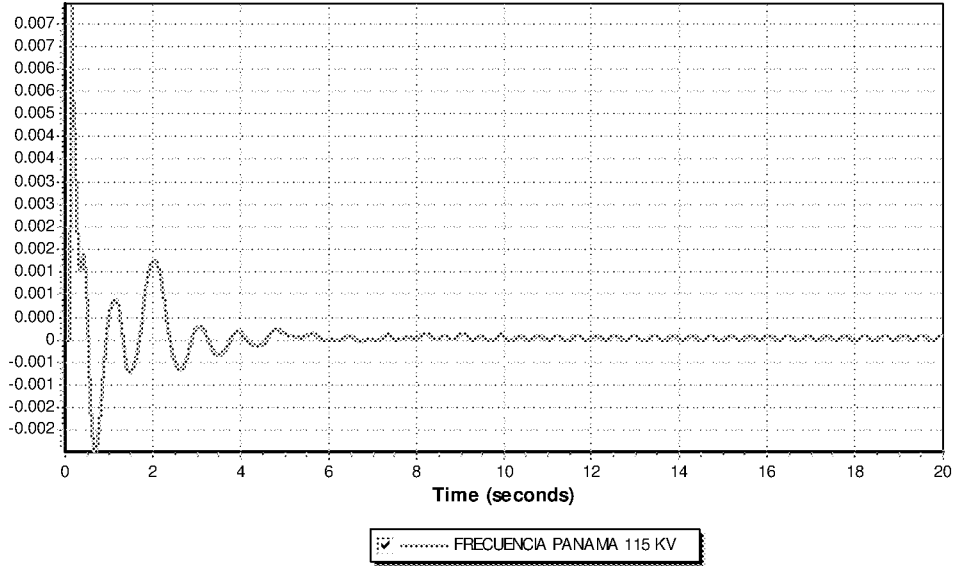


✓ BLM 2 ✓ PAN AM 1 ✓ PACORA 1 ✓ EL GIRAL 1 ✓ CATIVA 1

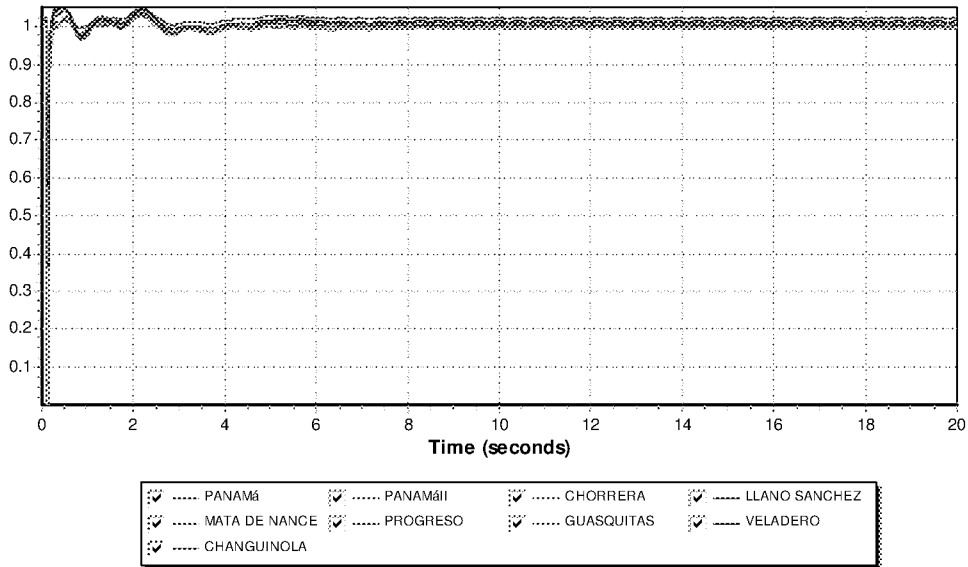
2. AÑO 2010

2.1 FALLA Y APERTURA LINEA LLANO SÁNCHEZ – PANAMÁ II
Caso 1: REGMHTCB9

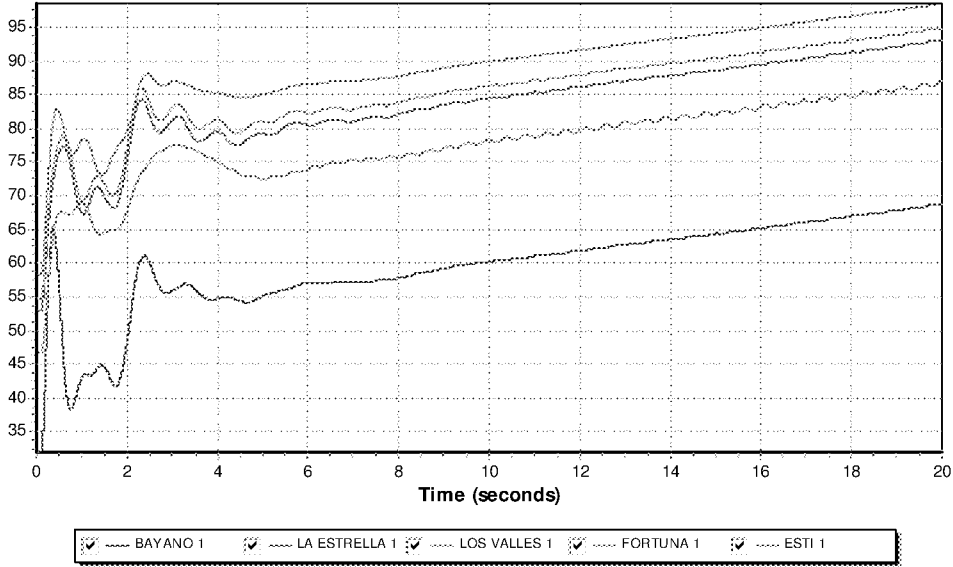
PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON C.A. JUNIO 2009
Año 2010 ESC MOD DEM MAX INV
Frecuencia- Falla y Apertura de la Linea Llano Sanchez-Panama II



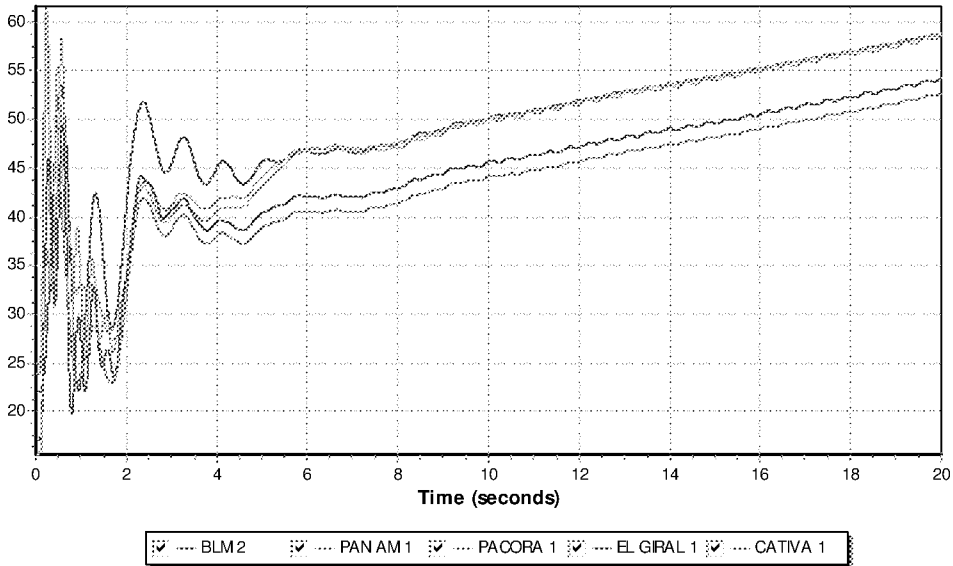
PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON C.A. JUNIO 2009
Año 2010 ESC MOD DEM MAX INV
Voltaje- Falla y Apertura de la Linea Llano Sanchez- Panama II



PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON C.A. JUNIO 2009
Año 2010 ESC MOD DEM MAX INV
Angulos de las Unidades- Falla y Apertura de Llano Sanchez- Panama II

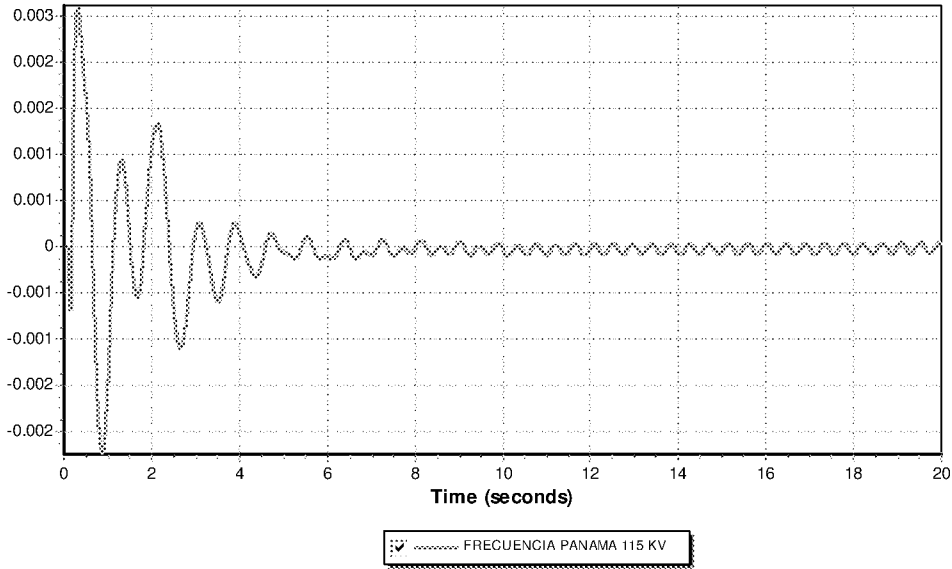


PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON C.A. JUNIO 2009
Año 2010 ESC MOD DEM MAX INV
Angulos de Unidades- Falla y Apertura de Llano Sanchez-Panama II

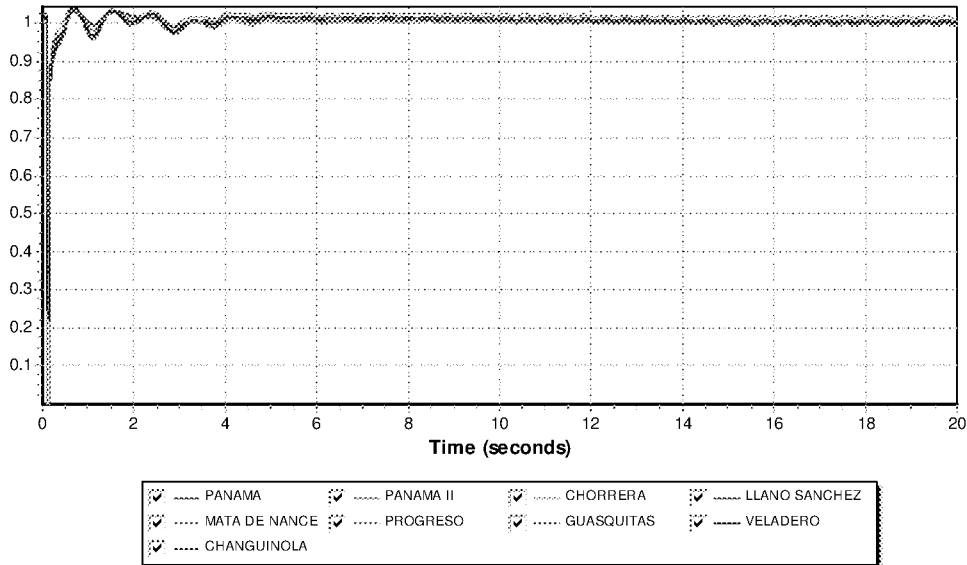


2.2. FALLA Y APERTURA GUASQUITAS – VELADERO
Caso 1: REGMHTCB9

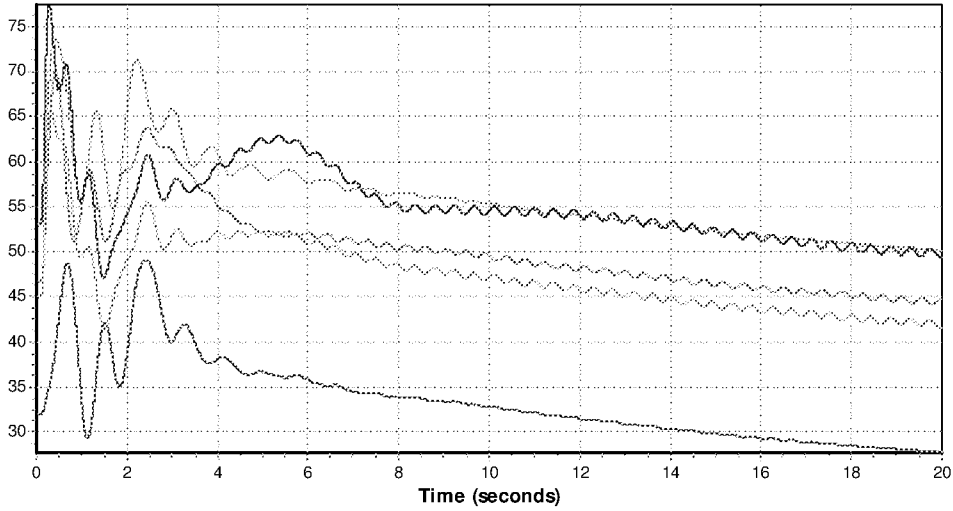
PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON C.A. JUNIO 2009
Año 2010 ESC MOD DEM MAX INV
Frecuencia- Falla y Apertura de la Linea Guasquitas- Veladero



PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON C.A. JUNIO 2009
Año 2010 ESC MOD DEM MAX INV
Voltajes- Falla y Apertura de la Linea Llano Sanchez-Panama II

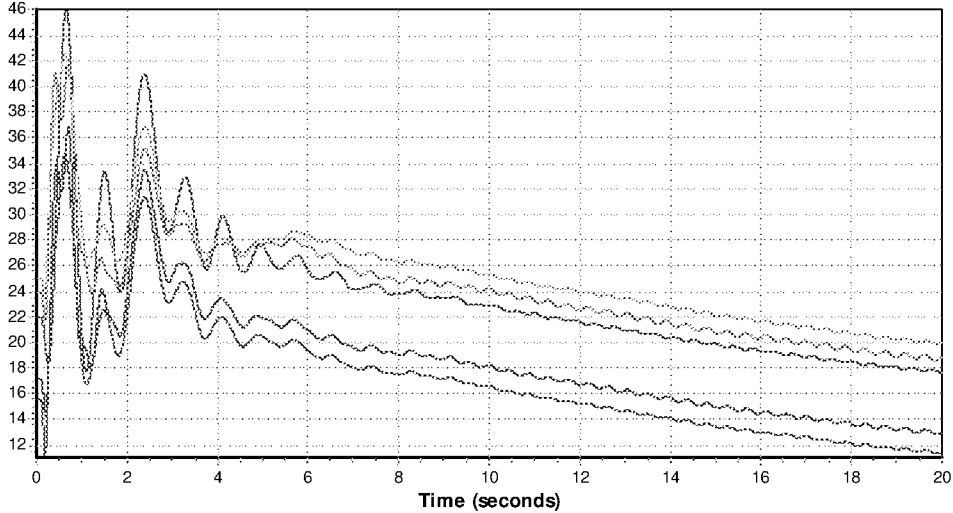


PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON C.A. JUNIO 2009
Año 2010 ESC MOD DEM MAX INV
Angulos de Unidades- Falla y Apertura de Guasquitas-Veladero



..... BAYANO 1 LA ESTRELLA 1 FORTUNA 1 GUALACA 1 LORENA 1

PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON C.A. JUNIO 2009
Año 2010 ESC MOD DEM MAX INV
Angulos de Unidades- Falla y Apertura de Guasquitas-Veladero

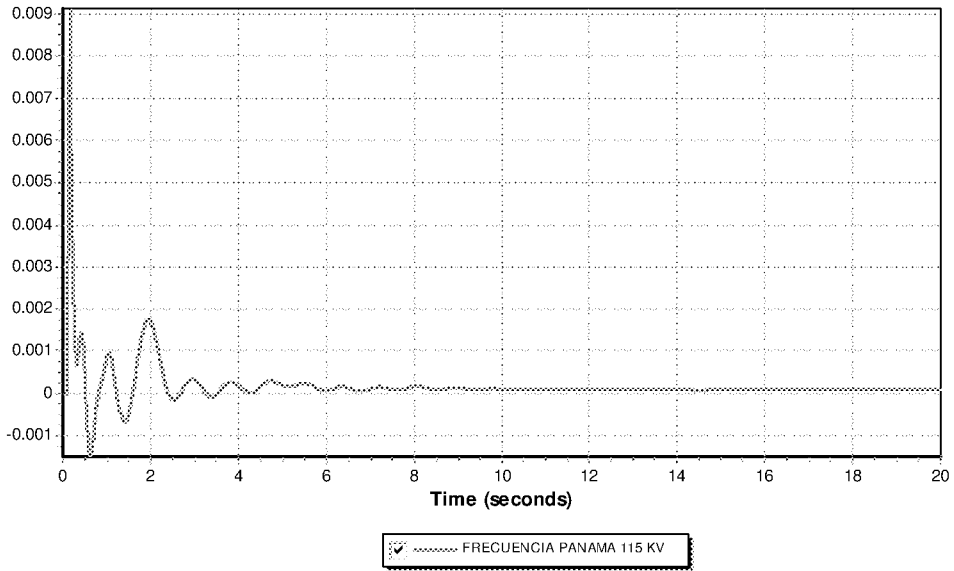


..... BLM 2 PAN AM 1 PACORA 1 EL GIRAL 1 CATIVA 1

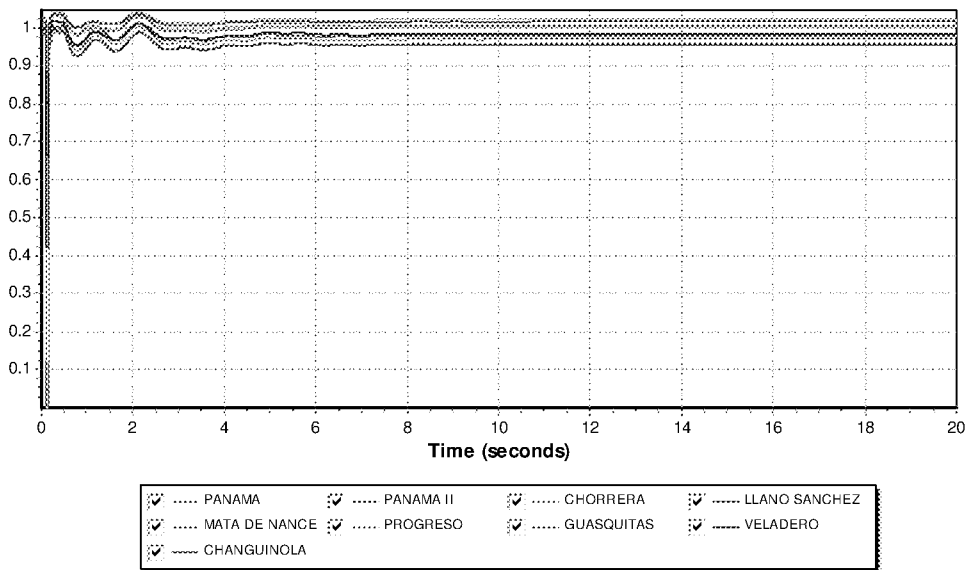
3. AÑO 2011

3.1. FALLA Y APERTURA LINEA LLANO SÁNCHEZ – PANAMÁ II
Caso 1: REGMHTCB9

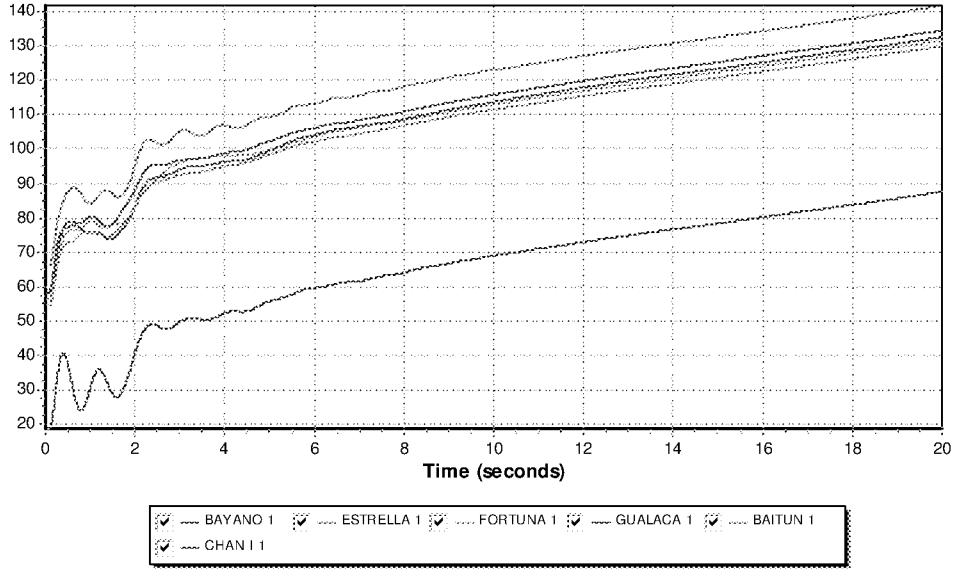
PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON C.A. JUNIO 2009
Año 2011 ESC MOD DEM MAX INV
Frecuencia- Falla y Apertura de la Linea Llano Sanchez- Panama II



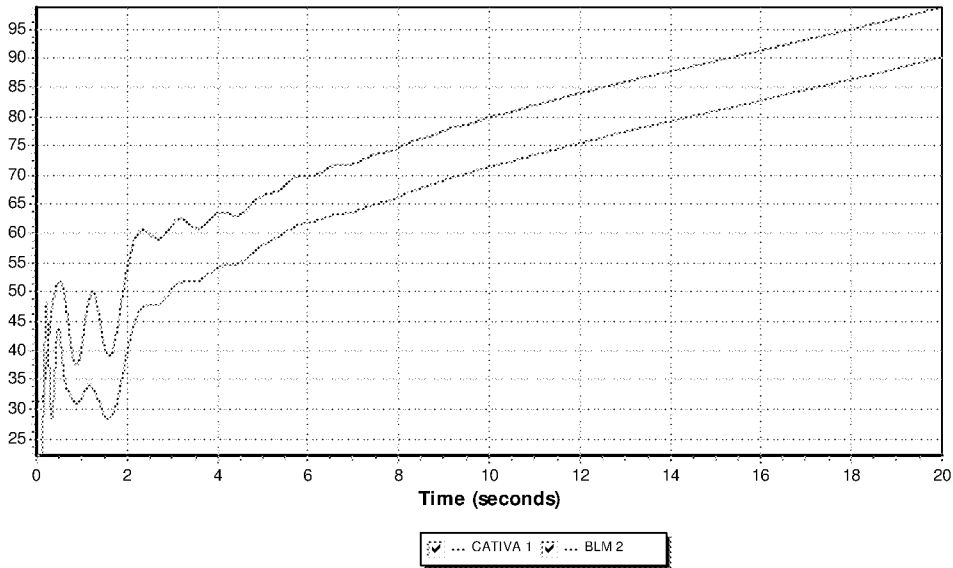
PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON C.A. JUNIO 2009
Año 2011 ESC MOD DEM MAX INV
Voltajes- Falla y Apertura de la Linea Llano Sanchez- Panama II



PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON C.A. JUNIO 2009
Año 2011 ESC MOD DEM MAX INV
Angulos de Unidades- Falla y Apertura de Llano Sanchez- Panama II



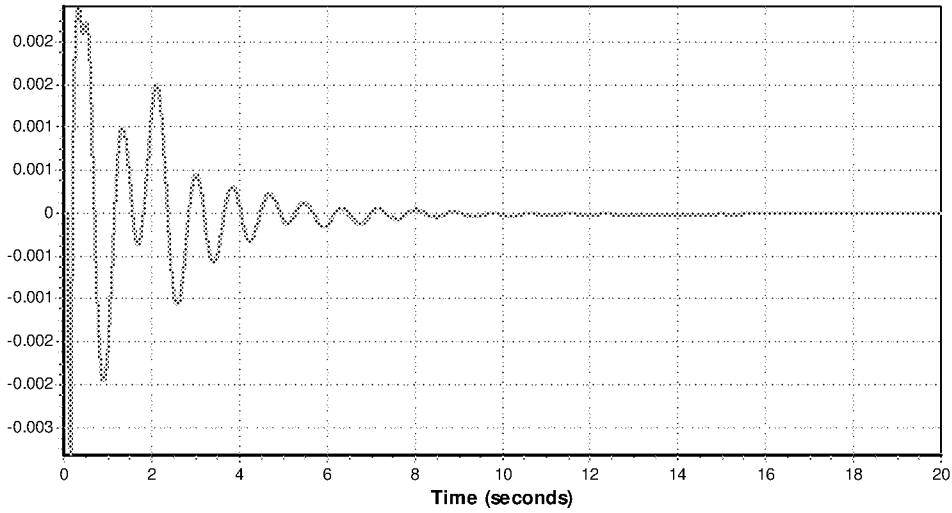
PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON C.A. JUNIO 2009
Año 2011 ESC MOD DEM MAX INV
Angulos de Unidades- Falla y Apertura de Llano Sanchez- Panama II



3.2. FALLA Y APERTURA LINEA GUASQUITAS – VELADERO

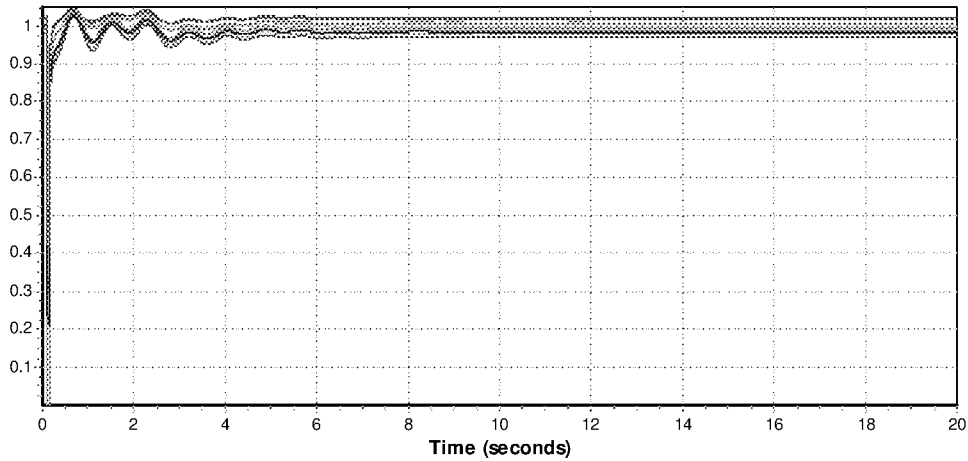
Caso 1: REGMHTCB9

PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON C.A. JUNIO 2009
Año 2011 ESC MOD DEM MAX INV
Frecuencia- Falla y Apertura de la Linea Guasquitas- Veladero



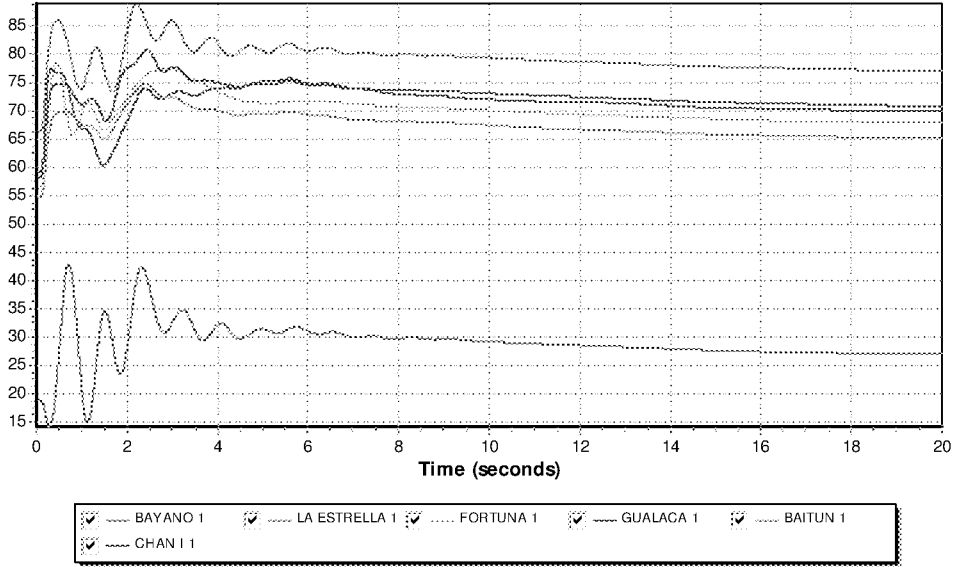
FRECUENCIA PANAMA 115 KV

PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON C.A. JUNIO 2009
Año 2011 ESC MOD DEM MAX INV
Voltajes- Falla y Apertura de la Linea Guasquitas-Veladero

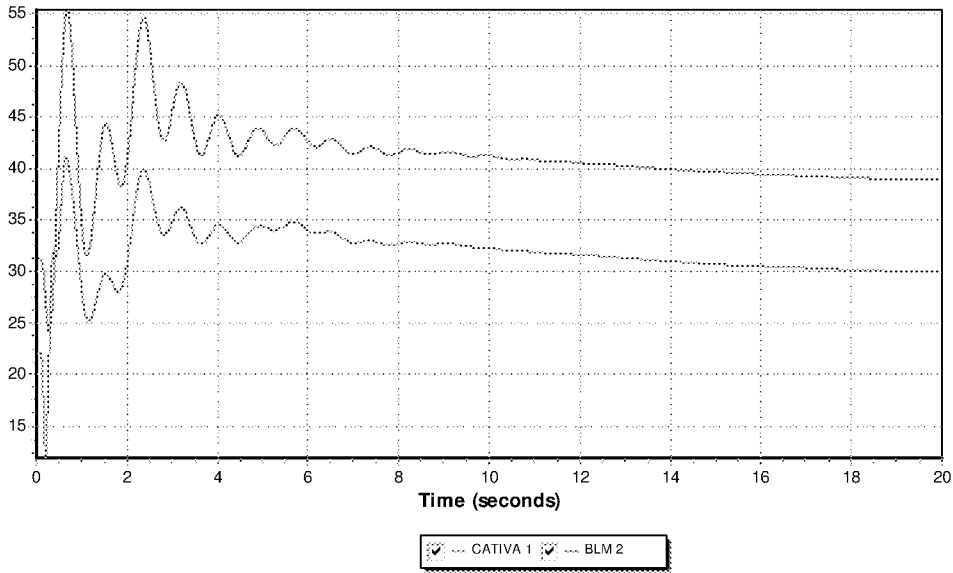


<input checked="" type="checkbox"/> PANAMA	<input checked="" type="checkbox"/> PANAMA II	<input checked="" type="checkbox"/> CHORRERA	<input checked="" type="checkbox"/> LLANO SANCHEZ
<input checked="" type="checkbox"/> MATA DE NANCE	<input checked="" type="checkbox"/> PROGRESO	<input checked="" type="checkbox"/> GUASQUITAS	<input checked="" type="checkbox"/> VELADERO
<input checked="" type="checkbox"/> CHANGUINOLA			

PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON C.A. JUNIO 2009
Año 2011 ESC MOD DEM MAX INV
Angulos de Unidades- Falla y Apertura de Guasquitas-Veladero

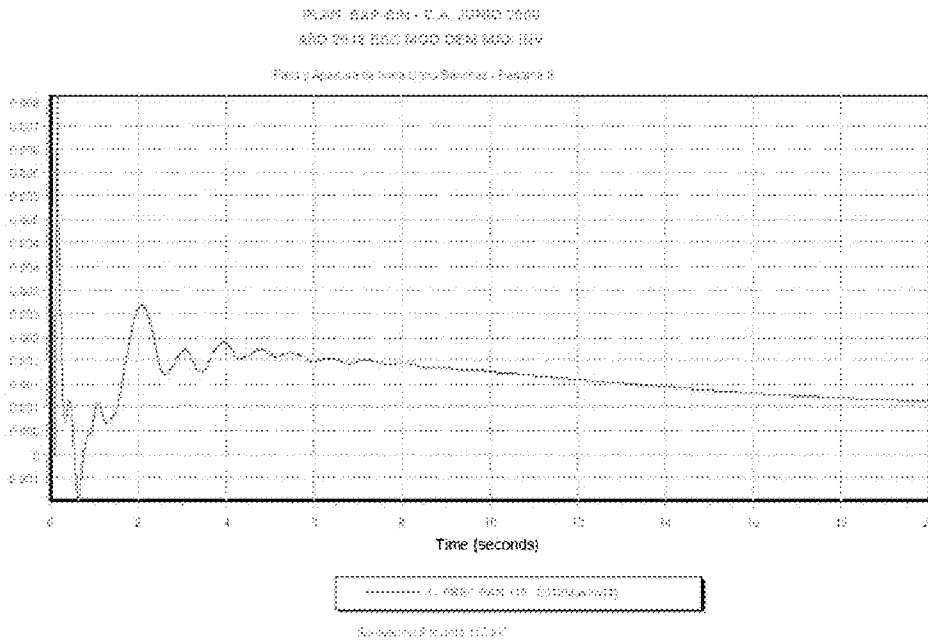


PLAN DE EXPANSION DEL SIN CON C.A. JUNIO 2009
Año 2011 ESC MOD DEM MAX INV
Angulos de Unidades- Falla y Apertura de Guasquitas-Veladero



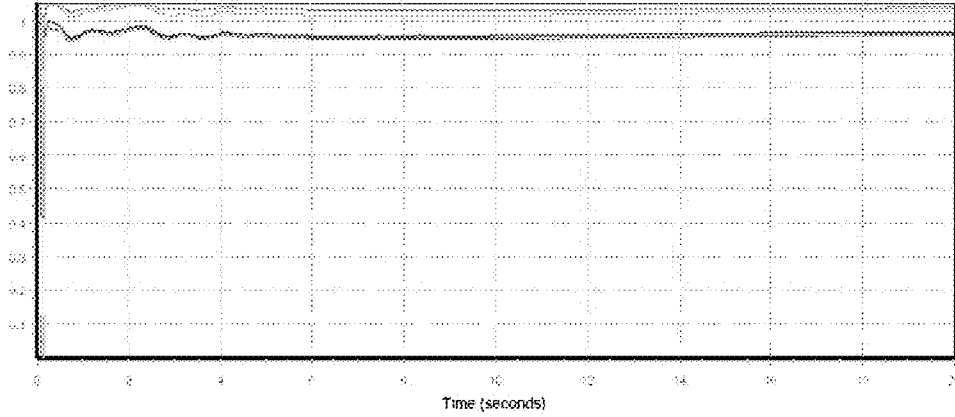
4. AÑO 2012

4.1. FALLA Y APERTURA LINEA LLANO SÁNCHEZ – PANAMÁ II
Caso 1: REGMHTCB9



PLAN EXP-001 - C.A. JUNIO 2009
ANO 2012 BSC BOD CERR BAK INV

Fact y Punto de Referencia - Pagina 8

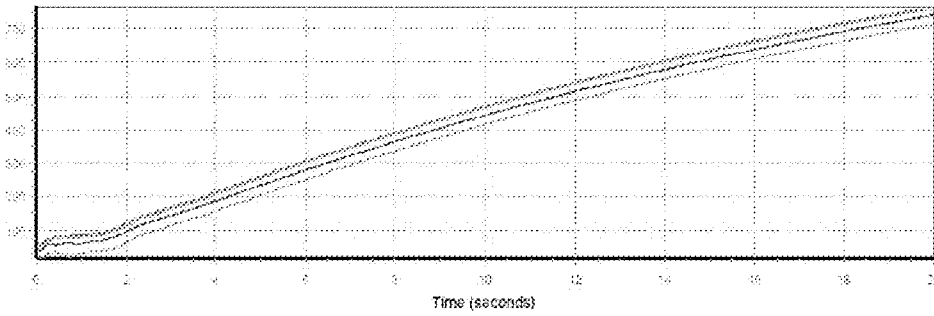


- 1 - VOLTAJE PTA (247200000)
- 2 - VOLTAJE PTA 01 (247200000)
- 3 - VOLTAJE PTA 02 (247200000)
- 4 - VOLTAJE CARRERA (247200000)
- 5 - VOLTAJE L30+02 (247200000)
- 6 - VOLTAJE BARRIO (247200000)
- 7 - VOLTAJE PUNTO 01 (247200000)

Fact y Punto de Referencia

PLAN EXP-001 - C.A. JUNIO 2009
ANO 2012 BSC BOD CERR BAK INV

Fact y Punto de Referencia - Pagina 8

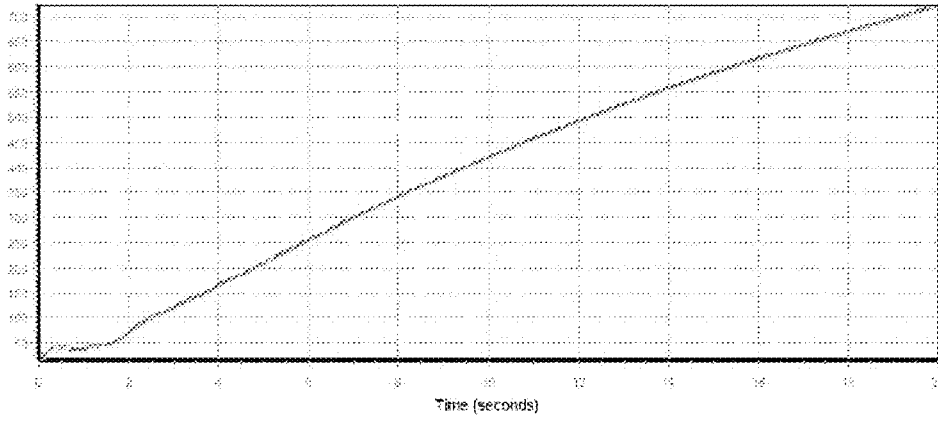


- 1 - ANILLO ESTRELLA (204200000)
- 2 - ANILLO FORTUNA (204200000)
- 3 - ANILLO ESTE (204200000)
- 4 - ANILLO SURESTE (204200000)
- 5 - ANILLO EL ALTO (204200000)
- 6 - ANILLO SUR (204200000)
- 7 - ANILLO OCCIDENTE (204200000)

Fact y Punto de Referencia

PLAZA EXP-014 - C.A. JUNIO 2009
AÑO 2010 SSC RNDG DBM MAX REV

Ratio Aparente de Inercia Lineal por Eje: Eje X=1



- 1) 100% de Inercia Lineal por Eje X=1 (Ratio=1)
- 2) 100% de Inercia Lineal por Eje X=1 (Ratio=1)
- 3) 100% de Inercia Lineal por Eje X=1 (Ratio=1)

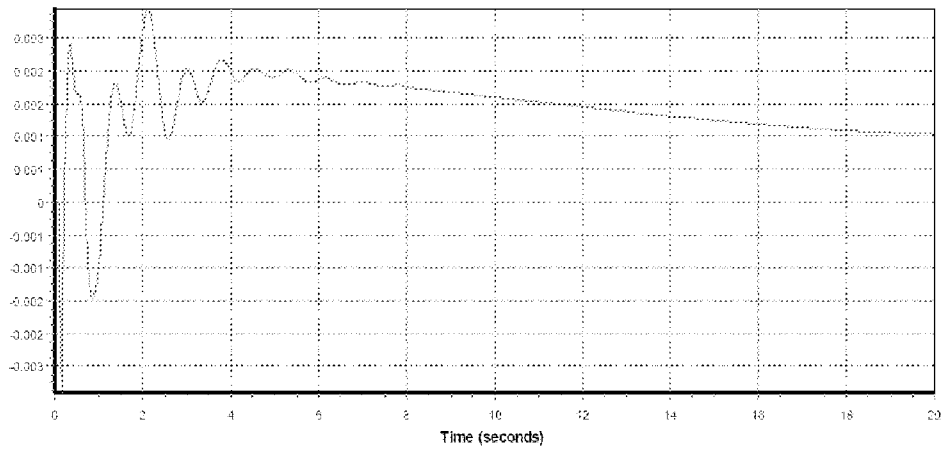
Ratio Aparente de Inercia Lineal

4.2. FALLA Y APERTURA LINEA GUASQUITAS – VELADERO Caso 1: REGMHTCB9

PLAN REP-518 - C.A. JUNIO 2009

REC. 2012 800 MOD. 0288 0343 MW

Falla y apertura de línea Guasquitas-Veladero



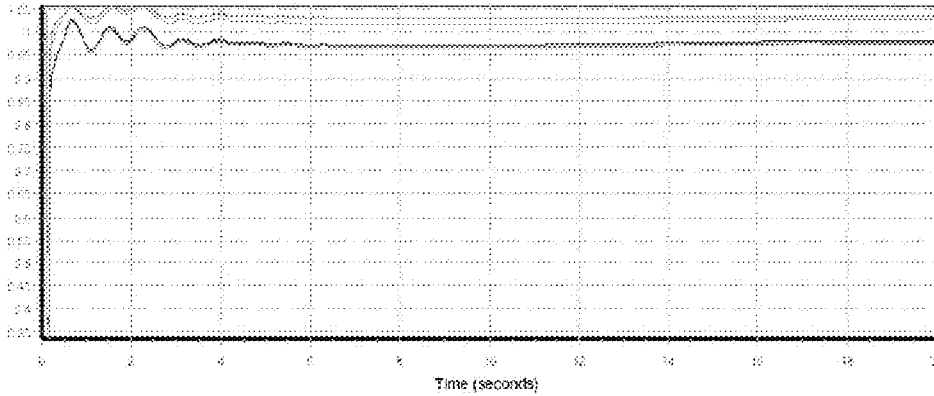
1 - FREQ PAN 115 - 2012(Radhw2)

File name: 04-01-2009-115-001

PLATA, BEB-204 - 0 2, JUNIO 2009

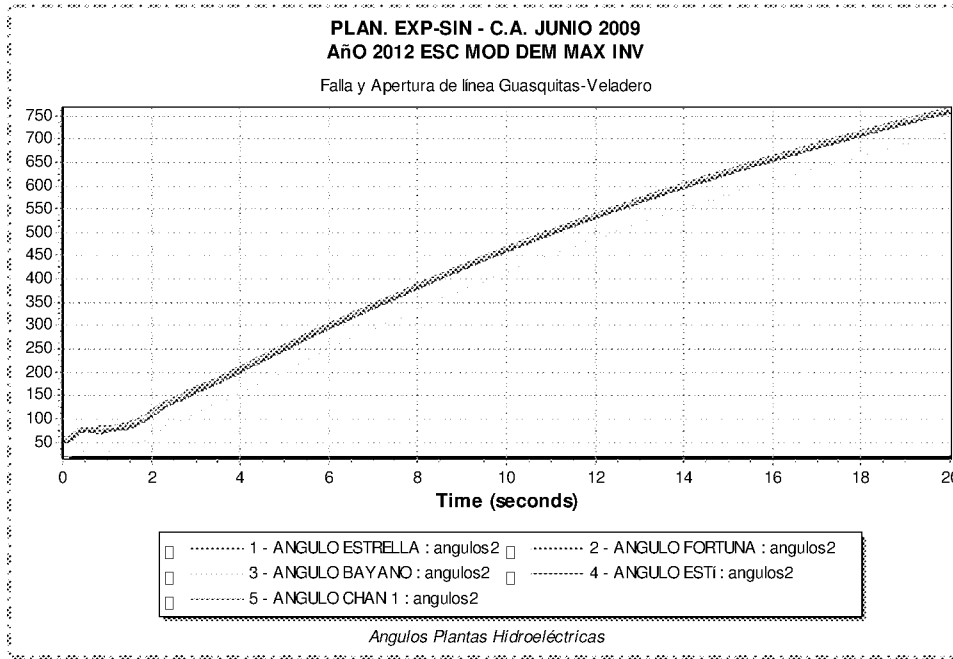
ANO 2012 SSC R000 038 000 000

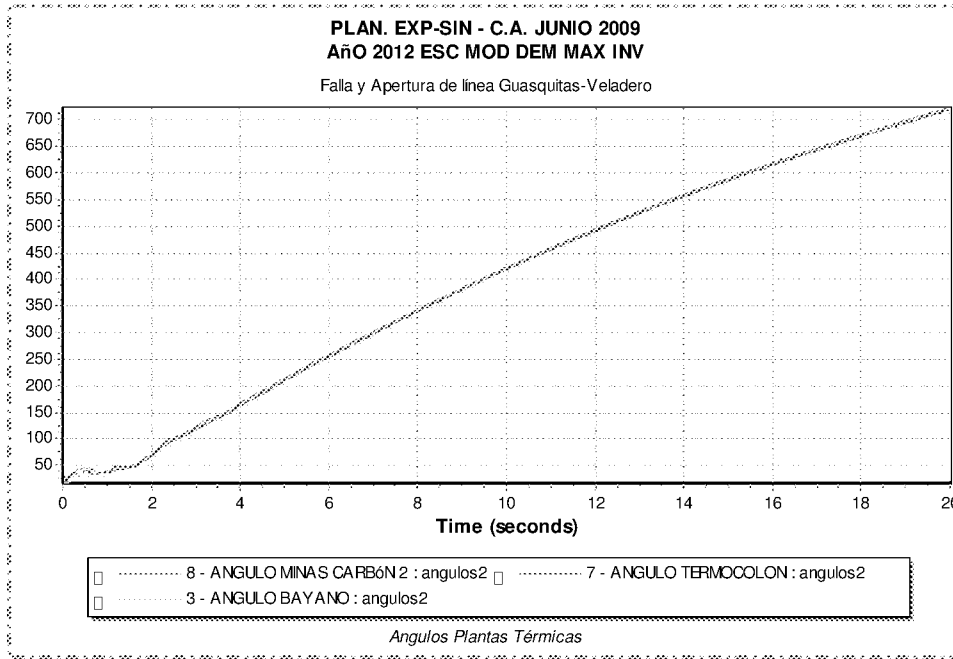
Ficha y Arquitectura de los Procesadores de Datos



..... 1 - 100% TARE PROS (1000000000) 3 - 100% TARE PROS b (1000000000)
..... 4 - 100% TARE CONSERVACION (1000000000) 5 - 100% TARE CONSERVACION (1000000000)
..... 6 - 100% TARE MANEJO (1000000000) 7 - 100% TARE MANEJO (1000000000)

Unidad de Datos de 100 000





ANEXO 25
RESULTADOS DE CORTOCIRCUITO

ÍNDICE GENERAL

1. Cortocircuito Año 2009

2. Cortocircuito Año 2010

3. Cortocircuito Año 2011

4. Cortocircuito Año 2012

5. Cortocircuito Año 2015

6. Cortocircuito Año 2021

- 1) Falla y Apertura de un circuito de Guasquitas – Veladero
- 2) Falla y Apertura de un circuito de Llano Sánchez – Panamá II
- 3) Falla y Apertura de un circuito de Fortuna - Guasquitas

1. CORTOCIRCUITO AÑO 2009

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, JUN 24 2009 14:39
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009 SHORT CIRCUIT
 AÑO 2009 ESC MOD DEM MAX INV FAULT CURRENTS
 OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA]

X-----	BUS	-----X	THREE PHASE FAULT		ONE PHASE FAULT		
			/I+/	AN(I+)	/IA/	AN(IA)	
1	[PAN230	230.00]	AMPS	6362.1	-79.83	4902.0	-84.01
2	[PAN115	115.00]	AMPS	11702.7	-80.93	8076.0	-86.38
3	[PANII230	230.00]	AMPS	6312.2	-79.92	5281.0	-83.92
4	[PANIII115	115.00]	AMPS	8811.4	-83.87	2842.4	-85.79
5	[CHO230	230.00]	AMPS	5626.7	-80.28	4933.8	-83.78
6	[CHO115	115.00]	AMPS	3160.2	-92.05	0.0	0.00
7	[CHO34	34.500]	AMPS	16160.8	-88.87	0.0	0.00
8	[LSA230	230.00]	AMPS	5603.9	-76.69	4379.7	-75.81
9	[LSA115	115.00]	AMPS	4474.9	-83.86	0.0	0.00
10	[L.S.34	34.500]	AMPS	8227.1	-87.79	0.0	0.00
11	[M.N230	230.00]	AMPS	6854.6	-71.26	4975.9	-69.40
12	[M.N115	115.00]	AMPS	5373.0	-73.15	3476.3	-63.49
13	[MDNA34	34.500]	AMPS	22337.8	-76.19	0.0	0.00
14	[PRO230	230.00]	AMPS	4438.5	-71.67	2551.7	-69.73
15	[PRO115	115.00]	AMPS	2983.1	-78.99	0.0	0.00
16	[PRO34	34.500]	AMPS	14378.2	-77.05	0.0	0.00
18	[CAC115	115.00]	AMPS	11595.5	-81.02	8062.4	-86.58
19	[C.V115	115.00]	AMPS	8223.1	-83.10	3452.9	-87.18
20	[CH.AZUL	115.00]	AMPS	1840.1	-75.93	0.0	0.00
21	[C.BAN115	115.00]	AMPS	10285.5	-80.95	6277.9	-86.87
23	[CH115	115.00]	AMPS	5990.0	-85.95	4007.9	-88.20
26	[LOC115	115.00]	AMPS	10571.4	-80.76	6906.8	-86.66
30	[MAR115	115.00]	AMPS	9413.3	-81.28	5811.4	-86.36
33	[STM115	115.00]	AMPS	10507.7	-81.32	7056.4	-86.30
37	[SAN115	115.00]	AMPS	9804.6	-81.39	5320.7	-87.17
48	[TINAJ115	115.00]	AMPS	8930.9	-82.95	5286.6	-87.15
50	[M.O115	115.00]	AMPS	9485.7	-82.52	5808.3	-87.08
51	[TAP401	44.000]	AMPS	5588.6	-90.18	4237.0	-92.97
52	[TOC115	115.00]	AMPS	7075.3	-84.65	2370.8	-85.87
53	[TAP402	44.000]	AMPS	5588.6	-90.18	4247.8	-93.06
54	[LM1115	115.00]	AMPS	8599.3	-87.56	10197.4	-89.45
55	[LM2115	115.00]	AMPS	8630.5	-87.76	10299.7	-89.82
56	[L.M.44	44.000]	AMPS	6938.7	-93.61	2701.2	-92.93
57	[L.M.13	13.800]	AMPS	11523.1	-98.35	0.0	0.00
58	[MHOPE	44.000]	AMPS	6372.2	-90.16	4539.4	-93.86
61	[FFIELD	115.00]	AMPS	6879.7	-87.85	7192.7	-85.27
62	[FF44	44.000]	AMPS	6884.2	-92.97	4157.7	-94.53
64	[COLON44	44.000]	AMPS	6627.8	-90.85	4184.2	-94.02
66	[BLM13B	13.800]	AMPS	30935.5	-97.27	23733.2	-98.09
67	[BLM13C	13.800]	AMPS	32390.6	-97.33	32389.6	-97.87
68	[BLM13D	13.800]	AMPS	15254.2	-99.73	0.0	0.00
69	[TGJB13.8	13.800]	AMPS	18863.0	-98.97	0.0	0.00
70	[TGJB13A	13.800]	AMPS	15066.2	-99.73	0.0	0.00
71	[TGJB13B	13.800]	AMPS	15066.2	-99.73	0.0	0.00
72	[BLMCCA	13.800]	AMPS	15066.2	-99.73	0.0	0.00
73	[BLMCCB	13.800]	AMPS	15066.2	-99.73	0.0	0.00
74	[IND44	44.000]	AMPS	5586.9	-90.12	4234.9	-92.87
75	[IND2	2.4000]	AMPS	35902.3	-94.21	0.1	-102.99
79	[PM44-2	44.000]	AMPS	6974.4	-92.49	4137.3	-94.39
80	[PM44-3	44.000]	AMPS	6656.5	-90.76	4347.3	-94.04
85	[PTP230	230.00]	AMPS	3187.1	-55.78	3352.4	-49.78
86	[CC13.8	13.800]	AMPS	18863.0	-98.97	0.0	0.00
87	[CAL115	115.00]	AMPS	5035.1	-70.81	6650.9	-69.95
88	[EST115	115.00]	AMPS	4592.4	-69.79	6435.9	-69.88
89	[EST.13	13.800]	AMPS	37639.8	-69.82	25811.7	-71.34
90	[EST-13L	13.800]	AMPS	19761.7	-68.24	20870.2	-68.39
91	[EST-13T	13.800]	AMPS	19761.7	-68.24	20870.2	-68.39
92	[L.V115	115.00]	AMPS	4871.5	-70.41	6799.3	-70.48
93	[L.V.13	13.800]	AMPS	39569.2	-70.38	26384.7	-71.77
94	[LV-13.8L	13.800]	AMPS	19935.7	-68.22	20999.2	-68.35
95	[LV-13.8T	13.800]	AMPS	19935.7	-68.22	20999.2	-68.35
96	[FOR230	230.00]	AMPS	7427.3	-71.10	7829.3	-73.10
97	[FOR13A	13.800]	AMPS	56787.4	-72.60	50331.0	-73.14
98	[FOR13B	13.800]	AMPS	56787.4	-72.60	50331.0	-73.14
99	[FOR13C	13.800]	AMPS	56787.4	-72.60	50331.0	-73.14

100	[BAY230	230.00]	AMPS	4799.5	-82.14	5371.5	-84.69
101	[BAY13A	13.800]	AMPS	36052.2	-87.43	31483.2	-88.50
102	[BAY13B	13.800]	AMPS	36052.2	-85.42	31483.2	-86.49
103	[COPESA23	230.00]	AMPS	5425.0	-80.93	4470.3	-83.90
104	[COPESA13	13.800]	AMPS	18922.0	-93.96	0.0	0.00
105	[PAN-AM23	230.00]	AMPS	5595.7	-80.37	4918.9	-83.88
106	[PANAM13A	13.800]	AMPS	29522.9	-88.94	25236.9	-89.58
107	[PANAM13B	13.800]	AMPS	29522.9	-88.94	25236.9	-89.58
108	[BAY13C	13.800]	AMPS	36569.4	-85.44	34987.9	-86.37
109	[STA RITA115	115.00]	AMPS	8041.9	-87.58	7684.0	-86.04
112	[TGP13.8	13.800]	AMPS	32059.9	-95.94	0.0	0.00
113	[TGP13A	13.800]	AMPS	85089.1	-84.30	0.0	0.00
114	[TGP13B	13.800]	AMPS	32153.8	-95.92	0.0	0.00
115	[PACORA23	230.00]	AMPS	5197.8	-81.54	4765.6	-84.73
116	[PACORA13	13.800]	AMPS	29947.7	-89.20	28259.2	-90.38
142	[CANJ13A	13.800]	AMPS	15734.3	-59.03	12867.0	-59.13
143	[CANJ13B	13.800]	AMPS	15734.3	-59.03	12867.0	-59.13
144	[CANJ230	230.00]	AMPS	5995.5	-72.15	5391.1	-72.25
147	[GUASQ230	230.00]	AMPS	6229.3	-72.15	5678.2	-72.37
148	[VELADERO	230.00]	AMPS	6358.1	-73.75	4707.3	-72.64
154	[CEMPAN15	115.00]	AMPS	6114.9	-87.52	6269.3	-90.49
160	[GEEHAN13.8	13.800]	AMPS	4993.1	-91.00	5253.0	-93.00
190	[CHANG230	230.00]	AMPS	2965.8	-59.32	2347.4	-63.26
191	[CHANG115	115.00]	AMPS	2359.4	-72.70	2700.8	-73.70
192	[CHANG34	34.500]	AMPS	3713.8	-76.78	2327.4	-80.95
301	[CONC13.8	13.800]	AMPS	34516.6	-79.06	9669.8	-81.93
302	[PASOANCH13.8	13.800]	AMPS	32085.3	-79.15	1938.0	-82.61
321	[CALDERA34.5	34.500]	AMPS	5064.3	-72.69	5646.4	-72.91
521	[EGIRAL13.8	13.800]	AMPS	11731.9	-97.04	9018.8	-97.74
522	[TCATIVÁ 115	115.00]	AMPS	8625.0	-87.71	10324.6	-89.84
523	[TCATIVÁ 13A	13.800]	AMPS	34379.3	-96.16	25771.3	-97.44
524	[TCATIVÁ 13B	13.800]	AMPS	18880.9	-99.01	0.0	0.00
525	[TCOLON 13A	13.800]	AMPS	14935.5	-99.57	0.0	0.00
526	[TCOLON 13B	13.800]	AMPS	14935.5	-99.57	0.0	0.00
527	[TCOLON 13C	13.800]	AMPS	14935.5	-99.57	0.0	0.00
529	[TCOLON 115	115.00]	AMPS	7975.4	-87.75	7689.6	-75.51
531	[EGIRAL13.8	213.800]	AMPS	13892.9	-98.75	0.0	0.00
601	[PAN II 13T1	13.800]	AMPS	8723.3	-96.13	0.0	0.00
602	[PAN II 13T2	13.800]	AMPS	8723.3	-96.13	0.0	0.00
603	[PAN 13T1	13.800]	AMPS	9639.2	-96.54	0.0	0.00
604	[PAN 13T2	13.800]	AMPS	9639.2	-96.54	0.0	0.00
605	[PAN 13T3	13.800]	AMPS	8445.7	-96.50	0.0	0.00
6000	[FRONTER	230.00]	AMPS	4418.4	-71.77	2446.2	-69.67

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009
 AÑO 2009 ESC MOD DEM MAX INV
 OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL]

WED, JUN 24 2009 14:39
 SHORT CIRCUIT
 FAULT CURRENTS

X-----	BUS	-----X		THREE PHASE FAULT		ONE PHASE FAULT	
				/I+/	AN(I+)	/IA/	AN(IA)
123	[MIR115	115.00]	AMPS	7465.5	-85.11	6637.8	-89.70
124	[MIR44	44.000]	AMPS	14180.6	-90.17	17749.5	-90.83
126	[MIR13A	12.000]	AMPS	9021.6	-95.48	0.0	0.00
127	[MIR13B	12.000]	AMPS	8988.1	-96.09	0.0	0.00
128	[MIR13C	12.000]	AMPS	10258.9	-89.46	0.0	0.00
129	[MIR13D	13.800]	AMPS	23492.8	-87.79	26749.9	-88.94
130	[MIR13F	13.800]	AMPS	20834.6	-93.62	19659.5	-94.25
131	[BAL44	44.000]	AMPS	8372.6	-88.12	7349.1	-87.45
132	[SUM44	44.000]	AMPS	7912.3	-85.62	7562.7	-85.27
133	[MAD44	44.000]	AMPS	3230.9	-83.57	4063.9	-85.48
134	[MAD6A	6.9000]	AMPS	8654.8	-92.28	0.0	0.00
135	[MAD6B	6.9000]	AMPS	8594.6	-92.32	0.0	0.00
136	[MAD6C	6.9000]	AMPS	8602.7	-92.32	0.0	0.00
137	[GAM44	44.000]	AMPS	6092.7	-84.65	4575.3	-83.26
138	[ACL44	44.000]	AMPS	5445.3	-89.11	4746.7	-91.16
139	[GAT44	44.000]	AMPS	5188.5	-88.34	5181.3	-91.95
140	[GAT6A	6.9000]	AMPS	13533.4	-95.95	11353.1	-97.58
141	[GAT6B	6.9000]	AMPS	14253.9	-94.27	12210.5	-95.84
170	[MIR13G	13.800]	AMPS	17872.3	-93.48	13596.9	-94.41
171	[MIR13H	13.800]	AMPS	23505.6	-91.98	21587.6	-92.72

2. CORTOCIRCUITO AÑO 2010

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, JUN 24 2009 14:43
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009 SHORT CIRCUIT
 AÑO 2010 ESC MOD DEM MAX INV FAULT CURRENTS
 OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA]

X-----	BUS	-----X	THREE PHASE FAULT		ONE PHASE FAULT		
			/I+/	AN(I+)	/IA/	AN(IA)	
1	[PAN230	230.00]	AMPS	5949.8	-80.02	4878.9	-84.76
2	[PAN115	115.00]	AMPS	11659.6	-80.99	8188.9	-87.40
3	[PANII230	230.00]	AMPS	5897.9	-80.05	5206.3	-84.57
4	[PANIII115	115.00]	AMPS	8502.3	-84.13	2871.3	-87.47
5	[CHO230	230.00]	AMPS	5030.4	-80.28	4795.1	-84.40
6	[CHO115	115.00]	AMPS	3076.7	-93.45	0.0	0.00
7	[CHO34	34.500]	AMPS	15183.8	-89.70	0.0	0.00
8	[LSA230	230.00]	AMPS	5465.9	-75.89	4487.4	-76.27
9	[LSA115	115.00]	AMPS	4372.9	-83.77	0.0	0.00
10	[L.S.34	34.500]	AMPS	8143.3	-88.09	0.0	0.00
11	[M.N230	230.00]	AMPS	7197.0	-69.33	5356.1	-66.96
12	[M.N115	115.00]	AMPS	6039.6	-68.44	3623.2	-58.36
13	[MDNA34	34.500]	AMPS	22541.1	-74.55	0.0	0.00
14	[PRO230	230.00]	AMPS	4502.8	-69.95	2633.4	-67.84
15	[PRO115	115.00]	AMPS	2991.3	-77.41	0.0	0.00
16	[PRO34	34.500]	AMPS	14459.2	-75.45	0.0	0.00
18	[CAC115	115.00]	AMPS	11572.0	-81.11	8180.7	-87.62
19	[C.V115	115.00]	AMPS	8051.2	-83.53	3490.2	-88.72
20	[CH.AZUL	115.00]	AMPS	1840.9	-74.34	0.0	0.00
21	[C.BAN115	115.00]	AMPS	10233.4	-81.18	6362.6	-88.07
23	[CH115	115.00]	AMPS	6269.2	-86.92	4145.2	-89.41
26	[LOC115	115.00]	AMPS	10522.7	-80.95	6999.4	-87.79
30	[MAR115	115.00]	AMPS	9417.5	-81.65	5899.4	-87.60
33	[STM115	115.00]	AMPS	10496.4	-81.53	7159.7	-87.43
37	[SAN115	115.00]	AMPS	9745.4	-81.67	5393.1	-88.46
48	[TINAJ115	115.00]	AMPS	8954.5	-83.36	5370.4	-88.43
50	[M.O115	115.00]	AMPS	9499.3	-82.86	5898.6	-88.31
51	[TAP401	44.000]	AMPS	5755.9	-91.38	4350.3	-94.10
52	[TOC115	115.00]	AMPS	6907.1	-85.21	2399.6	-87.61
53	[TAP402	44.000]	AMPS	5755.9	-91.38	4361.4	-94.19
54	[LM1115	115.00]	AMPS	9950.0	-88.89	11593.4	-90.96
55	[LM2115	115.00]	AMPS	10017.3	-89.24	11747.8	-91.48
56	[L.M.44	44.000]	AMPS	7252.4	-94.79	2793.8	-93.77
57	[L.M.13	13.800]	AMPS	11948.8	-99.38	0.0	0.00
58	[MHOPE	44.000]	AMPS	6616.3	-91.27	4689.4	-94.87
61	[FFIELD	115.00]	AMPS	7744.6	-89.08	7907.9	-86.18
62	[FF44	44.000]	AMPS	7213.2	-94.16	4324.0	-95.53
64	[COLON44	44.000]	AMPS	6907.5	-92.00	4332.7	-95.01
66	[BLM13B	13.800]	AMPS	31722.4	-97.91	24196.8	-98.62
67	[BLM13C	13.800]	AMPS	33198.5	-97.96	33084.7	-98.44
68	[BLM13D	13.800]	AMPS	33832.5	-98.06	33503.6	-98.58
69	[TGJB13.8	13.800]	AMPS	19807.7	-100.02	0.0	0.00
70	[TGJB13A	13.800]	AMPS	15726.8	-100.68	0.0	0.00
71	[TGJB13B	13.800]	AMPS	15726.8	-100.68	0.0	0.00
72	[BLMCCA	13.800]	AMPS	15726.8	-100.68	0.0	0.00
73	[BLMCCB	13.800]	AMPS	15726.8	-100.68	0.0	0.00
74	[IND44	44.000]	AMPS	5754.2	-91.32	4348.2	-94.00
75	[IND2	2.4000]	AMPS	36790.3	-95.28	0.1	-103.98
79	[PM44-2	44.000]	AMPS	7298.9	-93.68	4296.9	-95.38
80	[PM44-3	44.000]	AMPS	6928.7	-91.90	4497.4	-95.04
85	[PTP230	230.00]	AMPS	3210.3	-53.63	3411.2	-46.23
86	[CC13.8	13.800]	AMPS	19807.7	-100.02	0.0	0.00
87	[CAL115	115.00]	AMPS	6179.3	-65.65	7974.0	-64.55
88	[EST115	115.00]	AMPS	5417.5	-64.21	7527.9	-64.31
89	[EST.13	13.800]	AMPS	43243.5	-64.30	27378.9	-65.83
90	[EST-13L	13.800]	AMPS	20242.9	-62.63	21233.2	-62.75
91	[EST-13T	13.800]	AMPS	20242.9	-62.63	21233.2	-62.75
92	[L.V115	115.00]	AMPS	5889.3	-65.07	8132.4	-65.14
93	[L.V.13	13.800]	AMPS	46315.0	-65.06	28144.1	-66.34
94	[LV-13.8L	13.800]	AMPS	20458.3	-62.62	21391.1	-62.72
95	[LV-13.8T	13.800]	AMPS	20458.3	-62.62	21391.1	-62.72
96	[FOR230	230.00]	AMPS	7880.3	-69.23	8774.3	-70.49
97	[FOR13A	13.800]	AMPS	57329.4	-70.71	50630.2	-71.23
98	[FOR13B	13.800]	AMPS	57329.4	-70.71	50630.2	-71.23
99	[FOR13C	13.800]	AMPS	57329.4	-70.71	50630.2	-71.23
100	[BAY230	230.00]	AMPS	4568.7	-82.69	5198.6	-85.51

101	[BAY13A	13.800]	AMPS	35341.7	-87.04	31002.9	-88.29
102	[BAY13B	13.800]	AMPS	35341.7	-86.86	31002.9	-88.11
103	[COPESA23	230.00]	AMPS	5126.5	-81.28	4408.3	-84.82
104	[COPESA13	13.800]	AMPS	18850.6	-95.51	0.0	0.00
105	[PAN-AM23	230.00]	AMPS	4996.7	-80.38	4772.3	-84.51
106	[PANAM13A	13.800]	AMPS	19618.7	-94.58	11753.4	-96.18
107	[PANAM13B	13.800]	AMPS	14851.1	-96.07	0.0	0.00
108	[BAY13C	13.800]	AMPS	35489.8	-86.83	34090.3	-87.90
109	[STA RITA115	115.00]	AMPS	9067.9	-88.79	8408.0	-87.03
115	[PACORA23	230.00]	AMPS	4828.2	-81.95	4607.1	-85.65
116	[PACORA13	13.800]	AMPS	21944.4	-93.81	14414.6	-96.45
142	[CANJ13A	13.800]	AMPS	15767.5	-56.82	12882.7	-56.91
143	[CANJ13B	13.800]	AMPS	15767.5	-56.82	12882.7	-56.91
144	[CANJ230	230.00]	AMPS	6476.2	-70.29	7178.0	-70.67
145	[BJOMIN230	230.00]	AMPS	3570.5	-70.17	2117.5	-67.99
146	[GUALACA230	230.00]	AMPS	6201.6	-64.69	7436.3	-66.87
147	[GUASQ230	230.00]	AMPS	6756.3	-70.28	7781.9	-71.00
148	[VELADERO	230.00]	AMPS	6503.9	-72.29	5056.4	-71.33
150	[GUALACA 13-213.800]	AMPS	12183.1	-74.36	8077.3	-74.96	
151	[GUALACA13.8	13.800]	AMPS	12061.3	-74.33	7996.5	-74.93
154	[CEMPAN15	115.00]	AMPS	7184.4	-89.05	7174.2	-92.18
160	[GEEHAN13.8	13.800]	AMPS	4751.6	-96.34	5086.5	-98.52
190	[CHANG230	230.00]	AMPS	2976.2	-57.33	2237.4	-60.51
191	[CHANG115	115.00]	AMPS	2356.3	-70.97	2526.9	-71.67
192	[CHANG34	34.500]	AMPS	3660.7	-75.95	2037.9	-80.47
204	[BJOMIN13	13.800]	AMPS	20368.4	-77.40	19781.9	-78.72
301	[CONC13.8	13.800]	AMPS	34688.0	-77.44	9683.6	-80.31
302	[PASOANCH13.8	13.800]	AMPS	32247.9	-77.53	1939.3	-80.99
304	[ALGA13.8	13.800]	AMPS	23563.1	-61.97	9702.7	-62.13
317	[MENDREI13.8	13.800]	AMPS	21477.0	-60.37	16200.4	-60.42
321	[CALDERA34.5	34.500]	AMPS	12862.2	-62.15	10411.5	-62.32
323	[COCHEA 13.8	13.800]	AMPS	21484.5	-61.07	21148.1	-61.11
324	[POTRER 13.8	13.800]	AMPS	23090.4	-62.14	1937.7	-62.35
342	[LORENA13.8	13.800]	AMPS	15741.7	-73.56	10680.6	-74.79
345	[LORENA230	230.00]	AMPS	5476.3	-58.23	6564.9	-61.67
346	[LORENA 13-2	13.800]	AMPS	15741.7	-73.56	10680.6	-74.79
511	[LGUIAS230	230.00]	AMPS	3589.0	-79.50	3228.2	-82.35
512	[LGUIAS 34.5	34.500]	AMPS	5391.4	-91.30	0.0	0.00
521	[EGIRAL13.8	113.800]	AMPS	12028.5	-97.71	9205.6	-98.31
522	[TCATIVÁ 115	115.00]	AMPS	9995.1	-89.12	11764.7	-91.45
523	[TCATIVÁ 13A	13.800]	AMPS	35418.9	-97.31	26312.1	-98.42
524	[TCATIVÁ 13B	13.800]	AMPS	19833.5	-100.06	0.0	0.00
525	[TCOLON 13A	13.800]	AMPS	15561.8	-100.55	0.0	0.00
526	[TCOLON 13B	13.800]	AMPS	15561.8	-100.55	0.0	0.00
527	[TCOLON 13C	13.800]	AMPS	15561.8	-100.55	0.0	0.00
529	[TCOLON 115	115.00]	AMPS	9060.7	-89.01	8460.6	-75.65
531	[EGIRAL13.8	213.800]	AMPS	25455.7	-96.58	35063.0	-97.39
601	[PAN II 13T1	13.800]	AMPS	8747.7	-98.01	0.0	0.00
602	[PAN II 13T2	13.800]	AMPS	8747.7	-98.01	0.0	0.00
603	[PAN 13T1	13.800]	AMPS	9670.0	-98.45	0.0	0.00
604	[PAN 13T2	13.800]	AMPS	9670.0	-98.45	0.0	0.00
605	[PAN 13T3	13.800]	AMPS	8472.9	-98.47	0.0	0.00
6000	[FRONTER	230.00]	AMPS	4475.3	-70.10	2519.7	-67.83

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, JUN 24 2009 14:43
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009 SHORT CIRCUIT
 AÑO 2010 ESC MOD DEM MAX INV FAULT CURRENTS
 OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL]

X-----	BUS	-----X		THREE PHASE FAULT		ONE PHASE FAULT	
				/I+/ AN(I+)	AN(I+)	/IA/ AN(IA)	AN(IA)
123	[MIR115	115.00]	AMPS	7530.4	-86.00	6743.4	-91.01
124	[MIR44	44.000]	AMPS	14385.6	-91.79	18022.7	-92.53
126	[MIR13A	12.000]	AMPS	9148.2	-97.29	0.0	0.00
127	[MIR13B	12.000]	AMPS	9113.3	-97.91	0.0	0.00
128	[MIR13C	12.000]	AMPS	10400.9	-91.28	0.0	0.00
129	[MIR13D	13.800]	AMPS	23663.6	-89.64	26949.0	-90.81
130	[MIR13F	13.800]	AMPS	21126.4	-95.48	19936.3	-96.14
131	[BAL44	44.000]	AMPS	8490.8	-89.84	7454.5	-89.25
132	[SUM44	44.000]	AMPS	8037.1	-87.25	7682.1	-86.95
133	[MAD44	44.000]	AMPS	3278.9	-85.26	4125.3	-87.19
134	[MAD6A	6.9000]	AMPS	8780.8	-94.00	0.0	0.00
135	[MAD6B	6.9000]	AMPS	8719.7	-94.04	0.0	0.00
136	[MAD6C	6.9000]	AMPS	8727.9	-94.03	0.0	0.00

137	[GAM44	44.000]	AMPS	6195.4	-86.22	4649.5	-84.86
138	[ACL44	44.000]	AMPS	5567.8	-90.31	4844.9	-92.33
139	[GAT44	44.000]	AMPS	5298.1	-89.49	5284.7	-93.10
140	[GAT6A	6.9000]	AMPS	13552.7	-97.06	11363.9	-98.68
141	[GAT6B	6.9000]	AMPS	14274.0	-95.41	12222.3	-96.97
170	[MIR13G	13.800]	AMPS	18116.4	-95.34	13782.8	-96.30
171	[MIR13H	13.800]	AMPS	23822.0	-93.88	21879.8	-94.65

3. CORTOCIRCUITO AÑO 2011

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, JUN 24 2009 14:44
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009 SHORT CIRCUIT
 AÑO 2011 ESC MOD DEM MAX INV FAULT CURRENTS
 OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA]

X-----	BUS	-----X		THREE PHASE FAULT		ONE PHASE FAULT	
				RE(I+)	IM(I+)	RE(IA)	IM(IA)
1	[PAN230	230.00]	P.U.	7.3163	-19.9065	4.2543	-17.7197
2	[PAN115	115.00]	P.U.	6.6015	-18.9393	2.9856	-15.3897
3	[PANII230	230.00]	P.U.	7.1314	-19.9453	4.6048	-18.9384
4	[PANIII115	115.00]	P.U.	4.5526	-16.5228	1.0824	-6.9637
5	[CHO230	230.00]	P.U.	6.2683	-17.1362	4.3190	-17.1876
6	[CHO115	115.00]	P.U.	0.4584	-5.8875	0.0000	0.0000
7	[CHO34	34.500]	P.U.	1.3462	-8.4962	0.0000	0.0000
8	[LSA230	230.00]	P.U.	10.0285	-19.6329	6.9362	-15.4021
9	[LSA115	115.00]	P.U.	4.4297	-11.8030	0.0000	0.0000
10	[L.S.34	34.500]	P.U.	1.0543	-4.4770	0.0000	0.0000
11	[M.N230	230.00]	P.U.	20.5706	-27.5898	13.8434	-16.9745
12	[M.N115	115.00]	P.U.	7.6854	-9.8425	5.5111	-4.8821
13	[MDNA34	34.500]	P.U.	7.7150	-12.4780	0.0000	0.0000
14	[PRO230	230.00]	P.U.	14.2896	-18.3223	5.8995	-6.5971
15	[PRO115	115.00]	P.U.	3.3585	-5.4898	0.0000	0.0000
16	[PRO34	34.500]	P.U.	5.5100	-8.4992	0.0000	0.0000
18	[CAC115	115.00]	P.U.	6.4920	-18.8298	2.9182	-15.3800
19	[C.V115	115.00]	P.U.	4.1276	-14.8846	1.0969	-7.7661
20	[CH.AZUL	115.00]	P.U.	2.2143	-3.1442	0.0000	0.0000
21	[C.BAN115	115.00]	P.U.	5.7365	-17.1229	2.1351	-12.4190
23	[CH115	115.00]	P.U.	2.3073	-11.1373	1.0307	-7.8744
26	[LOC115	115.00]	P.U.	5.9610	-17.4779	2.4233	-13.4563
30	[MAR115	115.00]	P.U.	5.1272	-15.9238	2.0071	-11.3498
33	[STM115	115.00]	P.U.	5.7751	-17.4069	2.5414	-13.5544
37	[SAN115	115.00]	P.U.	5.3324	-16.5278	1.7284	-10.8302
48	[TINAJ115	115.00]	P.U.	4.4528	-15.3543	1.6413	-10.3279
50	[M.O115	115.00]	P.U.	4.8761	-16.1133	1.8579	-11.2995
51	[TAP401	44.000]	P.U.	0.3341	-4.2883	0.0694	-3.2560
52	[TOC115	115.00]	P.U.	3.2368	-13.5148	0.8366	-5.6043
53	[TAP402	44.000]	P.U.	0.3341	-4.2883	0.0645	-3.2645
54	[LM1115	115.00]	P.U.	3.4685	-16.9470	3.0905	-20.3813
55	[LM2115	115.00]	P.U.	3.4372	-16.9476	3.0286	-20.5252
56	[L.M.44	44.000]	P.U.	0.1550	-5.4205	0.0490	-2.0781
57	[L.M.13	13.800]	P.U.	-0.1799	-2.7926	0.0000	0.0000
58	[MHOPE	44.000]	P.U.	0.4165	-4.9030	0.0301	-3.4954
61	[FFIELD	115.00]	P.U.	2.4661	-13.6528	2.9142	-14.2016
62	[FF44	44.000]	P.U.	0.2138	-5.3330	-0.0072	-3.2084
64	[COLON44	44.000]	P.U.	0.3840	-5.1156	0.0186	-3.2242
66	[BLM13B	13.800]	P.U.	-0.1950	-7.4949	-0.2601	-5.7415
67	[BLM13C	13.800]	P.U.	-0.2154	-7.8467	-0.3146	-7.8392
68	[BLM13D	13.800]	P.U.	-0.2961	-3.6975	0.0000	0.0000
69	[TGJB13.8	13.800]	P.U.	-0.2896	-4.5834	0.0000	0.0000
70	[TGJB13A	13.800]	P.U.	-0.2957	-3.6543	0.0000	0.0000
71	[TGJB13B	13.800]	P.U.	-0.2957	-3.6543	0.0000	0.0000
72	[BLMCCA	13.800]	P.U.	-0.2957	-3.6543	0.0000	0.0000
73	[BLMCCB	13.800]	P.U.	-0.2957	-3.6543	0.0000	0.0000
74	[IND44	44.000]	P.U.	0.3389	-4.2865	0.0752	-3.2542
75	[IND2	2.4000]	P.U.	-0.0041	-1.5044	0.0000	0.0000
79	[PM44-2	44.000]	P.U.	0.2612	-5.4021	0.0001	-3.1913
80	[PM44-3	44.000]	P.U.	0.3915	-5.1347	0.0187	-3.3492
85	[PTP230	230.00]	P.U.	11.4224	-14.9643	10.6314	-11.6891
86	[CC13.8	13.800]	P.U.	-0.2896	-4.5834	0.0000	0.0000
87	[CAL115	115.00]	P.U.	8.2718	-9.5872	10.8909	-12.1240
88	[EST115	115.00]	P.U.	7.4448	-8.1966	10.3132	-11.3918
89	[EST.13	13.800]	P.U.	7.1058	-7.8534	4.3411	-5.0537
90	[EST-13L	13.800]	P.U.	3.4102	-3.5819	3.5673	-3.7626
91	[EST-13T	13.800]	P.U.	3.4102	-3.5819	3.5673	-3.7626

92	[L.V115	115.00]	P.U.	7.9692	-9.0467	10.9753	-12.4835
93	[L.V.13	13.800]	P.U.	7.5065	-8.5206	4.4176	-5.2328
94	[LV-13.8L	13.800]	P.U.	3.4479	-3.6195	3.5971	-3.7881
95	[LV-13.8T	13.800]	P.U.	3.4479	-3.6195	3.5971	-3.7881
96	[FOR230	230.00]	P.U.	22.3726	-30.4841	20.7824	-30.3533
97	[FOR13A	13.800]	P.U.	8.3392	-11.8097	7.2271	-10.3716
98	[FOR13B	13.800]	P.U.	8.3392	-11.8097	7.2271	-10.3716
99	[FOR13C	13.800]	P.U.	8.3392	-11.8097	7.2271	-10.3716
100	[BAY230	230.00]	P.U.	3.7478	-15.1787	3.3722	-18.0919
101	[BAY13A	13.800]	P.U.	0.6098	-8.1742	0.3206	-7.2734
102	[BAY13B	13.800]	P.U.	0.7579	-8.1618	0.4524	-7.2664
103	[COPESA23	230.00]	P.U.	5.5836	-17.6157	3.6136	-16.1453
104	[COPESA13	13.800]	P.U.	0.0371	-4.4038	0.0000	0.0000
105	[PAN-AM23	230.00]	P.U.	6.1910	-17.0337	4.2694	-17.1164
106	[PANAM13A	13.800]	P.U.	0.0712	-3.4480	0.0000	0.0000
107	[PANAM13B	13.800]	P.U.	0.0712	-3.4480	0.0000	0.0000
108	[BAY13C	13.800]	P.U.	0.1867	-5.2356	0.0000	0.0000
109	[STA RITA115	115.00]	P.U.	3.4766	-16.3877	2.7252	-16.9689
115	[PACORA23	230.00]	P.U.	4.8522	-16.3755	3.4457	-16.6247
116	[PACORA13	13.800]	P.U.	0.0556	-4.1875	0.0000	0.0000
142	[CAN13A	13.800]	P.U.	2.7447	-2.7187	2.2353	-2.2191
143	[CAN13B	13.800]	P.U.	2.7447	-2.7187	2.2353	-2.2191
144	[CANJ230	230.00]	P.U.	18.5972	-25.9560	15.1356	-20.9930
145	[BJOMIN230	230.00]	P.U.	11.7875	-14.9658	5.0928	-5.5592
146	[GUALACA230	230.00]	P.U.	20.4414	-22.9587	15.5431	-18.9201
147	[GUASQ230	230.00]	P.U.	19.6328	-27.4062	16.0926	-22.4710
148	[VELADERO 230	230.00]	P.U.	15.6431	-24.2790	10.6971	-16.4780
150	[GUALACA 13-213.800]	P.U.	1.5484	-2.5168	0.6933	-1.1524	
151	[GUALACA13.8	13.800]	P.U.	1.5484	-2.5168	1.0042	-1.6628
154	[CEMPAN15	115.00]	P.U.	2.0420	-11.2338	1.3093	-11.9602
160	[GEEHAN13.8	13.800]	P.U.	-0.0551	-1.0727	-0.1091	-1.1606
190	[CHANG230	230.00]	P.U.	12.8480	-16.0259	9.6966	-10.6648
191	[CHANG115	115.00]	P.U.	4.0261	-5.8558	4.3185	-6.1380
192	[CHANG34	34.500]	P.U.	1.4755	-2.2332	0.7780	-1.2721
193	[GEBONYIC	13.800]	P.U.	3.3306	-4.4263	2.7850	-3.7313
204	[BJOMIN13	13.800]	P.U.	4.0240	-5.7035	4.3698	-6.3154
205	[BAITUN13.8	13.800]	P.U.	5.2669	-7.1095	4.1328	-5.7503
301	[CONC13.8	13.800]	P.U.	4.1830	-7.4972	1.0358	-2.0507
302	[PASOANCH13.8	13.800]	P.U.	3.8799	-6.9851	0.2018	-0.4098
304	[ALGA13.8	13.800]	P.U.	3.9719	-4.0715	1.6291	-1.6788
306	[CHAN1 230	230.00]	P.U.	12.3577	-15.2733	14.0477	-9.3072
307	[CHAN1 A	13.800]	P.U.	6.1349	-7.9585	3.9461	-5.3388
308	[CHAN1 B	13.800]	P.U.	3.6389	-5.4573	0.0000	0.0000
310	[CONCEPCION230	230.00]	P.U.	15.7042	-20.5554	7.3721	-8.4772
317	[MENDRE13.8	13.800]	P.U.	3.7177	-3.6065	2.8010	-2.7217
320	[CONCEP34.5	34.500]	P.U.	2.9803	-4.7798	0.0000	0.0000
321	[CALDERA34.5	34.500]	P.U.	5.4059	-5.5786	4.3589	-4.5214
323	[COCHEA 13.8	13.800]	P.U.	3.6633	-3.6648	3.6021	-3.6088
324	[POTRER 13.8	13.800]	P.U.	3.8757	-3.9965	0.3236	-0.3359
340	[PEDGALITO138	13.800]	P.U.	2.6256	-3.9387	1.9955	-3.0142
341	[PRUDENCIA230	230.00]	P.U.	19.0368	-14.3530	13.4190	-12.8981
342	[LORENA13.8	13.800]	P.U.	2.0525	-3.2405	1.3387	-2.1972
343	[PRUDENCIA138	13.800]	P.U.	3.4715	-5.0489	2.5802	-4.0110
344	[PRUDENCIA113-213.800]	P.U.	3.4715	-5.0489	1.7124	-2.7258	
345	[LORENA230	230.00]	P.U.	20.0537	-17.9437	14.4414	-15.3209
346	[LORENA 13-2	13.800]	P.U.	2.0525	-3.2405	0.9251	-1.5312
350	[MACANO 13.8	13.800]	P.U.	5.2973	-8.4302	0.2463	-0.4484
351	[PERLAS N 13	13.800]	P.U.	5.6408	-8.9834	0.5947	-1.0672
352	[PERLAS S 13	13.800]	P.U.	5.6408	-8.9834	0.5947	-1.0672
353	[PORVEN N 13	13.800]	P.U.	5.3027	-8.4403	0.2466	-0.4489
511	[LGUIAS230	230.00]	P.U.	6.9547	-16.2258	5.1163	-14.9059
512	[LGUIAS 34.5	34.500]	P.U.	0.4535	-3.2597	0.0000	0.0000
521	[EGIRAL13.8	113.800]	P.U.	-0.1885	-1.7473	0.0000	0.0000
522	[TCATIVÁ 115	115.00]	P.U.	3.4412	-16.9698	3.0197	-20.6165
523	[TCATIVÁ 13A	13.800]	P.U.	-0.1823	-8.2379	-0.3206	-6.1612
524	[TCATIVÁ 13B	13.800]	P.U.	-0.2909	-4.5854	0.0000	0.0000
525	[TCOLON 13A	13.800]	P.U.	-0.2381	-3.4225	0.0000	0.0000
526	[TCOLON 13B	13.800]	P.U.	-0.2381	-3.4225	0.0000	0.0000
527	[TCOLON 13C	13.800]	P.U.	-0.2381	-3.4225	0.0000	0.0000
529	[TCOLON 115	115.00]	P.U.	2.0827	-12.4269	4.8286	-6.6811
531	[EGIRAL13.8	213.800]	P.U.	-0.2140	-3.3058	0.0000	0.0000
540	[ANTON 230	230.00]	P.U.	3.7848	-13.9225	2.4621	-9.8162
541	[TOABRE	0.6000]	P.U.	2.4777	-10.6218	0.3835	-4.5155
601	[PAN II 13T1	13.800]	P.U.	-0.0819	-2.0554	0.0000	0.0000
602	[PAN II 13T2	13.800]	P.U.	-0.0819	-2.0554	0.0000	0.0000
603	[PAN 13T1	13.800]	P.U.	-0.1019	-2.2711	0.0000	0.0000

604	[PAN 13T2	13.800]	P.U.	-0.1019	-2.2711	0.0000	0.0000
605	[PAN 13T3	13.800]	P.U.	-0.0299	-4.1247	0.0000	0.0000
6000	[FRONTER	230.00]	P.U.	13.6276	-17.4465	5.6972	-6.4153

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, JUN 24 2009 14:44
 PLAN EXP-SIN CON C.A. JUNIO 2009 SHORT CIRCUIT
 AÑO 2011 ESC MOD DEM MAX INV FAULT CURRENTS
 OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL]

X-----	BUS	-----X		THREE PHASE FAULT		ONE PHASE FAULT	
				RE(I+)	IM(I+)	RE(IA)	IM(IA)
123	[MIR115	115.00]	P.U.	2.9828	-13.5896	1.4896	-12.8889
124	[MIR44	44.000]	P.U.	0.8591	-10.7600	0.8699	-13.5265
126	[MIR13A	12.000]	P.U.	-0.0614	-1.9011	0.0000	0.0000
127	[MIR13B	12.000]	P.U.	-0.0823	-1.8925	0.0000	0.0000
128	[MIR13C	12.000]	P.U.	0.1557	-2.1549	0.0000	0.0000
129	[MIR13D	13.800]	P.U.	0.5624	-5.6241	0.5055	-6.4219
130	[MIR13F	13.800]	P.U.	-0.0006	-5.0455	-0.0640	-4.7670
131	[BAL44	44.000]	P.U.	0.6745	-6.3827	0.6253	-5.6235
132	[SUM44	44.000]	P.U.	0.9029	-5.9874	0.8722	-5.7440
133	[MAD44	44.000]	P.U.	0.4378	-2.4489	0.4460	-3.1001
134	[MAD6A	6.9000]	P.U.	0.0229	-1.0480	0.0000	0.0000
135	[MAD6B	6.9000]	P.U.	0.0220	-1.0407	0.0000	0.0000
136	[MAD6C	6.9000]	P.U.	0.0221	-1.0417	0.0000	0.0000
137	[GAM44	44.000]	P.U.	0.7667	-4.6053	0.6419	-3.4601
138	[ACL44	44.000]	P.U.	0.3889	-4.1587	0.1891	-3.6366
139	[GAT44	44.000]	P.U.	0.4208	-3.9548	0.1549	-3.9707
140	[GAT6A	6.9000]	P.U.	-0.0579	-1.6173	-0.0892	-1.3544
141	[GAT6B	6.9000]	P.U.	-0.0114	-1.7045	-0.0519	-1.4590
170	[MIR13G	13.800]	P.U.	0.0130	-4.3244	-0.0545	-3.2962
171	[MIR13H	13.800]	P.U.	0.1617	-5.6834	0.0672	-5.2299

4. CORTOCIRCUITO AÑO 2012

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, JUN 29 2009 10:56
 PLAN. EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009 SHORT CIRCUIT
 AÑO 2012 ESC MOD DEM MAX INV FAULT CURRENTS
 OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA]

X-----	BUS	-----X		THREE PHASE FAULT		ONE PHASE FAULT	
				/I+/	AN(I+)	/IA/	AN(IA)
1	[PAN230	230.00]	AMPS	6836.6	-73.58	4891.1	-79.51
2	[PAN115	115.00]	AMPS	12369.4	-74.82	8740.1	-81.31
3	[PANII230	230.00]	AMPS	6759.3	-74.00	5610.8	-79.64
4	[PANIII115	115.00]	AMPS	10147.1	-78.67	3556.6	-81.69
5	[CHO230	230.00]	AMPS	5457.5	-73.85	4762.9	-79.48
6	[CHO115	115.00]	AMPS	3096.9	-87.79	0.0	0.00
8	[LSA230	230.00]	AMPS	6935.5	-67.08	4500.8	-68.98
9	[LSA115	115.00]	AMPS	7158.5	-73.84	3925.8	-77.94
11	[M.N230	230.00]	AMPS	9738.8	-59.82	6331.2	-56.28
12	[M.N115	115.00]	AMPS	6536.0	-58.84	3857.8	-48.25
14	[PRO230	230.00]	AMPS	6461.1	-59.89	4172.5	-60.14
15	[PRO115	115.00]	AMPS	3350.7	-66.18	0.0	0.00
18	[CAC115	115.00]	AMPS	12247.3	-74.99	8810.5	-81.40
19	[C.V115	115.00]	AMPS	8960.4	-78.20	3945.2	-82.40
20	[CH.AZUL	115.00]	AMPS	1983.4	-62.31	0.0	0.00
21	[C.BAN115	115.00]	AMPS	10829.0	-75.31	6315.5	-80.19
23	[CH115	115.00]	AMPS	6284.7	-80.94	4170.2	-83.92
26	[LOC115	115.00]	AMPS	11135.2	-75.01	7100.2	-79.65
30	[MAR115	115.00]	AMPS	9880.6	-75.77	6114.2	-80.80
33	[STM115	115.00]	AMPS	11068.9	-75.48	7576.4	-81.44
37	[SAN115	115.00]	AMPS	10319.4	-75.93	5500.1	-81.06
48	[TINAJ115	115.00]	AMPS	9369.8	-77.51	5601.4	-82.67

50	[M.O115	115.00]	AMPS	9967.9	-76.94	6178.8	-82.49
52	[TOC115	115.00]	AMPS	7927.0	-80.09	2851.3	-82.02
54	[LM1115	115.00]	AMPS	10077.9	-81.71	12184.6	-84.67
55	[LM2115	115.00]	AMPS	10041.3	-81.65	12157.6	-84.63
61	[FFIELD	115.00]	AMPS	7816.7	-82.51	8151.1	-80.29
85	[PTP230	230.00]	AMPS	5050.2	-58.61	0.0	0.00
87	[CAL115	115.00]	AMPS	6584.8	-56.20	8575.2	-55.29
88	[EST115	115.00]	AMPS	5767.5	-54.79	7982.5	-54.87
92	[L.V115	115.00]	AMPS	6273.4	-55.62	8643.7	-55.66
96	[FOR230	230.00]	AMPS	10500.0	-59.91	10884.7	-58.69
100	[BAY230	230.00]	AMPS	4952.2	-79.65	5472.8	-82.68
103	[COPESA23	230.00]	AMPS	5724.0	-75.97	5330.8	-80.77
105	[PAN-AM23	230.00]	AMPS	5412.8	-73.96	4742.6	-79.57
109	[STA RITA115	115.00]	AMPS	10326.5	-81.71	9410.3	-82.97
115	[PACORA23	230.00]	AMPS	5226.8	-76.94	4956.8	-81.20
144	[CANJ230	230.00]	AMPS	8726.1	-60.86	7870.8	-59.99
145	[BJOMIN230	230.00]	AMPS	5166.6	-59.66	3970.2	-61.29
146	[GUALACA230	230.00]	AMPS	8329.8	-53.95	7873.4	-54.96
147	[GUASQ230	230.00]	AMPS	9252.9	-60.86	8566.1	-60.20
148	[VELADERO 230	230.00]	AMPS	8361.6	-63.93	5450.6	-63.45
149	[BBLANCO	230.00]	AMPS	6922.2	-64.44	0.0	0.00
154	[CEMPANI5	115.00]	AMPS	6298.1	-82.13	6233.3	-85.71
190	[CHANG230	230.00]	AMPS	5790.7	-56.87	3526.7	-56.17
191	[CHANG115	115.00]	AMPS	3699.2	-60.80	4125.3	-60.75
306	[CHAN1 230	230.00]	AMPS	5805.0	-56.02	6254.3	-52.77
310	[CONCEPCION23	230.00]	AMPS	7756.0	-59.93	3915.8	-56.70
311	[PANDO230	230.00]	AMPS	5987.5	-59.36	0.0	0.00
341	[PRUDENCIA230	230.00]	AMPS	6236.5	-40.91	5936.6	-41.34
345	[LORENA230	230.00]	AMPS	7175.3	-46.74	6791.1	-47.17
511	[LGUIAS230	230.00]	AMPS	5164.5	-70.90	4013.6	-74.45
522	[TCATIVA 115	115.00]	AMPS	10062.2	-81.69	12189.6	-84.71
529	[TCOLON 115	115.00]	AMPS	8370.2	-84.22	0.0	0.00
540	[ANTON 230	230.00]	AMPS	4427.5	-76.93	2657.2	-78.53
6000	[FRONTER	230.00]	AMPS	6065.7	-60.02	3726.3	-59.55

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, JUN 29 2009 10:56
 PLAN. EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009 SHORT CIRCUIT
 AÑO 2012 ESC MOD DEM MAX INV FAULT CURRENTS
 OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL]

				THREE PHASE FAULT		ONE PHASE FAULT	
X----- BUS -----X				/I+/	AN(I+)	/IA/	AN(IA)
123	[MIR115	115.00]	AMPS	7791.2	-80.55	7033.2	-85.39

5. CORTOCIRCUITO AÑO 2015

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, JUN 29 2009 11:26
 PLAN EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009 SHORT CIRCUIT
 AÑO 2015 ESC MOD DEM MAX INV FAULT CURRENTS
 OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA]

				THREE PHASE FAULT		ONE PHASE FAULT	
X----- BUS -----X				/I+/	AN(I+)	/IA/	AN(IA)
1	[PAN230	230.00]	AMPS	6290.9	-68.28	4848.6	-76.22
2	[PAN115	115.00]	AMPS	11377.2	-70.03	8609.8	-78.55
3	[PANII230	230.00]	AMPS	6248.8	-68.56	5521.4	-75.81
4	[PANIII115	115.00]	AMPS	9574.9	-73.99	3622.7	-80.33
5	[CHO230	230.00]	AMPS	5242.8	-69.63	4770.3	-76.48
6	[CHO115	115.00]	AMPS	3191.9	-85.91	0.0	0.00
8	[LSA230	230.00]	AMPS	7438.9	-63.62	4761.4	-67.28
9	[LSA115	115.00]	AMPS	7512.7	-71.87	4182.0	-76.88
11	[M.N230	230.00]	AMPS	10275.3	-58.13	6493.0	-55.04
12	[M.N115	115.00]	AMPS	6499.5	-58.39	3820.2	-47.82
14	[PRO230	230.00]	AMPS	6763.9	-57.34	4272.5	-57.69
15	[PRO115	115.00]	AMPS	3408.7	-63.81	0.0	0.00
18	[CAC115	115.00]	AMPS	11272.5	-70.26	8671.7	-78.64
19	[C.V115	115.00]	AMPS	8553.5	-74.07	4009.0	-80.95
20	[CH.AZUL	115.00]	AMPS	2009.6	-59.92	0.0	0.00
21	[C.BAN115	115.00]	AMPS	10132.1	-70.87	6315.6	-78.17
23	[CH115	115.00]	AMPS	5956.9	-78.22	4149.4	-82.86
26	[LOC115	115.00]	AMPS	10382.6	-70.52	7063.0	-77.42

30	[MAR115	115.00]	AMPS	9333.2	-71.68	6123.0	-78.85
33	[STM115	115.00]	AMPS	10321.9	-71.05	7519.2	-79.02
37	[SAN115	115.00]	AMPS	9709.6	-71.59	5530.7	-79.26
48	[TINAJ115	115.00]	AMPS	8902.8	-73.51	5630.9	-80.82
50	[M.O115	115.00]	AMPS	9411.5	-72.76	6189.2	-80.46
52	[TOC115	115.00]	AMPS	7657.0	-76.19	2917.9	-80.89
54	[LM1115	115.00]	AMPS	8343.6	-77.82	10518.7	-81.15
55	[LM2115	115.00]	AMPS	8305.7	-77.73	10485.2	-81.07
61	[FFIELD	115.00]	AMPS	6792.2	-79.41	7414.9	-78.64
85	[PTP230	230.00]	AMPS	5575.8	-56.48	0.0	0.00
87	[CAL115	115.00]	AMPS	6475.3	-55.77	8428.4	-54.87
88	[EST115	115.00]	AMPS	5655.1	-54.39	7825.3	-54.48
92	[L.V115	115.00]	AMPS	6162.7	-55.20	8488.9	-55.24
96	[FOR230	230.00]	AMPS	11134.2	-58.55	11327.0	-57.61
100	[BAY230	230.00]	AMPS	4345.8	-75.43	5016.9	-79.06
103	[COPESA23	230.00]	AMPS	5339.1	-71.12	5219.2	-77.10
105	[PAN-AM23	230.00]	AMPS	5204.3	-69.76	4751.4	-76.58
109	[STA RITA115	115.00]	AMPS	8619.6	-77.75	8490.4	-80.62
115	[PACORA23	230.00]	AMPS	4876.5	-72.42	4839.2	-77.76
144	[CANJ230	230.00]	AMPS	9437.8	-59.73	8260.6	-59.41
145	[BJOMIN230	230.00]	AMPS	5354.8	-57.13	4059.5	-58.85
146	[GUALACA230	230.00]	AMPS	8915.5	-52.29	8232.4	-54.09
147	[GUAQ230	230.00]	AMPS	10059.0	-59.62	9029.3	-59.54
148	[VELADERO 230	230.00]	AMPS	8920.3	-61.72	5684.5	-62.20
149	[BBLANCO	230.00]	AMPS	7327.6	-62.46	0.0	0.00
154	[CEMPAN15	115.00]	AMPS	5796.8	-79.59	5966.5	-84.01
155	[TABASARAI	230.00]	AMPS	6393.5	-62.63	4493.7	-62.56
190	[CHANG230	230.00]	AMPS	6871.2	-53.17	3777.4	-51.99
191	[CHANG115	115.00]	AMPS	3838.6	-56.82	4256.0	-56.71
306	[CHAN1 230	230.00]	AMPS	6493.2	-52.79	6769.9	-49.20
310	[CONCEPCION23	230.00]	AMPS	8396.6	-57.91	4032.8	-54.68
311	[PANDO230	230.00]	AMPS	6654.1	-57.50	0.0	0.00
341	[PRUDENCIA230	230.00]	AMPS	6492.6	-39.12	6099.6	-40.33
345	[LORENA230	230.00]	AMPS	7550.1	-44.92	7023.7	-46.15
506	[CHAN2 230	230.00]	AMPS	6381.2	-53.30	0.0	0.00
511	[LGUIAS230	230.00]	AMPS	5226.8	-67.63	4138.5	-72.47
522	[TCATIVÁ 115	115.00]	AMPS	8324.3	-77.77	10513.9	-81.14
529	[TCOLON 115	115.00]	AMPS	6949.5	-80.99	0.0	0.00
540	[ANTON 230	230.00]	AMPS	4365.5	-73.70	2725.1	-76.93
6000	[FRONTER	230.00]	AMPS	6309.3	-57.30	3803.0	-56.93

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, JUN 29 2009 11:26
 PLAN EXP-SIN - C.A. JUNIO 2009 SHORT CIRCUIT
 Año 2015 ESC MOD DEM MAX INV FAULT CURRENTS

OUTPUT FOR AREA 7 [ACANAL]

			THREE PHASE FAULT	ONE PHASE FAULT
X-----	BUS	-----X	/I+/ AN(I+)	/IA/ AN(IA)
123	[MIR115	115.00]	AMPS 7601.7 -77.88	7048.2 -83.65

6. CORTOCIRCUITO AÑO

ANEXO 26
PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO

Plan de Reposición Corto Plazo

A continuación presentamos una tabla que resume los proyectos contemplados dentro del Plan de Reposición de Corto Plazo:

PROYECTO: **REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROTECCIONES DIFERENCIALES ETAPA II**

SUBPROYECTO: **CAMBIO DE LAS PROTECCIONES DE DISTANCIA PRIMARIA DE LAS LINEAS CON LONGITUD IGUAL O MENOR A 60 KM.**

ANTECEDENTES:

Las Líneas de Transmisión de la Red de ETESA, en su gran mayoría, se encuentran actualmente protegida por dos (2) esquemas de protección de distancia, un esquema primario y un esquema redundante o secundario. Este esquema de protección viene desde la década del 70, cuando inicia el sistema interconectado a nivel nacional con la instalación de grandes plantas de generación ubicadas lejos del centro de carga. En aquella época y hasta unos pocos años atrás, los esquemas de distancia eran la selección más frecuente por su velocidad de operación, su característica direccional y por el buen desempeño de los equipos, sólo estaba restringido, para el uso en líneas cortas.

Con el avance en la tecnología y el desarrollo de la fibra óptica, el uso de protección diferencial de línea fue tomando vigencia. Esta es una protección unitaria que utiliza el principio de comparación direccional y viene a complementar la protección de distancia.

A raíz del evento **325**, ocurrido el día **27 de noviembre de 2005** en el que explotó el Transformador de Voltaje que alimentaba la Fase C de las protecciones de distancia asociadas al extremo de la Línea 230-4B en subestación Llano Sánchez, y a consecuencia de esto, se bloquearon las protecciones de distancia por la característica de supervisión de falla fusible, resultando en la no operación de las protecciones, lo que ocasionó la partición del SIN y un consecuente apagón nacional. La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, en la resolución **AN No. 036-Elec.**, del **1 de junio de 2006**, ordenó a ETESA preparar y presentar un estudio de viabilidad económica de las inversiones necesarias para mejorar el sistema de protección en la cual se revise el sistema redundante con distintas configuraciones operativas.

El grupo de protección, velando por la seguridad y confiabilidad de los equipos bajo su responsabilidad, propone *"realizar mejoras en los esquemas de protección de distancia primaria de las líneas de transmisión de la red de ETESA, utilizando para tal fin protección diferencial de línea, con canal de comunicación por fibra óptica dedicada, en reemplazo de los esquemas de protecciones de distancia primaria de las líneas con longitudes menores de 60 km."*

OBJETIVO GENERAL:

Aumentar la confiabilidad de los esquemas de protección de la red de transmisión de ETESA para cumplir con la resolución AN No. 036-Elec., emitida por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos de la República de Panamá.

OBJETIVOS ESPECIFICOS:

- Mejorar los índices de desempeño de los esquemas de protección, asociados a las líneas de transmisión de 115 y 230 kV.
- Contar con equipos de tecnología de punta para aprovechar los recursos disponibles con el fin de mejorar la operación del sistema.

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA:

El problema se debe enfocar desde dos (2) puntos de vista principales:

1. Los relevadores existentes (Relevadores de distancia Optimhos) deben ser cambiados por las siguientes condiciones operativas:
 - **Tecnología Obsoleta:** Los relevadores Optimhos son de tecnología híbrida, el cual combina circuitos digitales con estado sólido. Estos equipos se han quedado atrás debido a los avances tecnológicos. El principal cambio es la incorporación de los microprocesadores en la construcción de los nuevos relevadores. Una de las principales ventajas de esta nueva tecnología es la disminución en los costos de mantenimiento y la obtención de mayor información para el análisis de eventos, lo que permite una respuesta más rápida por parte del grupo de protección.
 - **Disminución de la Confiabilidad del Equipo:** Todo esquema de Protección debe obedecer a los criterios de confiabilidad. Esto permite que el equipo tenga un buen desempeño de operación cuando es requerido. Los relevadores de distancia **Optimho** han presentado problemas de mala operación para fallas, con corrientes altas de tierra, localizadas en la dirección reversa. Esta falla se presenta debido a las limitaciones de diseño del relevador en cuanto a su característica de polarización.
2. El uso de dos (2) principios de medición diferentes para las protecciones de las líneas de transmisión. Esta alternativa, permitirá mejorar la sensibilidad y velocidad de disparos en ambos extremos de la línea, ya que el relé diferencial de corriente es inmune a bloqueo por pérdida de señales de voltaje, a fallas de alta impedancia, a problemas de fuente débil, y a problemas relacionados con sobre o bajo alcance debido al acoplamiento mutuo en circuitos paralelos. Podemos disminuir las consecuencias de la no operación de las protecciones, como las ocurridas en el evento **325 del 27 de noviembre de 2005**, que ocasionó un apagón nacional. Lo que provocó problemas de inestabilidad en el sistema por despejes de fallas con tiempos superiores a los de zona 2.

Instalación de Fibra Óptica: El cambio de filosofía de protección requiere que ETESA, realice inversiones en facilidades de enlace de fibra óptica para comunicación entre los relevadores diferenciales de ambos extremos de línea de transmisión a ser protegida, esto contempla el suministro, instalación, y puesta en servicio de cable OPGW por un total de 131.8 kilómetros.

El proyecto se ejecutará en dos (2) etapas, con una duración de cuatro (4) años (2007,2008, 2009, 2010).

El enlace uno (Etapa 1), integrará las subestaciones CHI, CEPESA y PDS para un total de 17.9 Km. de OPGW, el mismo estará incluido dentro del Plan de Reposición de Corto Plazo.

El enlace dos (Etapa 2), integrará las subestaciones MDN, CAL, FOR, PROG y CHO con una longitud total de 94.9 Km. y el enlace tres (3) integrará las subestaciones PMA II, COP y PAC con una longitud total de 19.0 Km. de Cable OPGW. Estos dos últimos enlaces estarán incluidos en el Plan de Reposición de Largo Plazo.

La inversión total relacionada con los enlaces de fibra, para los relevadores diferenciales de línea asciende a **B/.1,374,367.50**.

JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA – ETAPA 2:

- 1. Fin del Periodo de Vida Útil:** En el año propuesto para el reemplazo, los equipos contarán con más de 10 años de estar en servicio, estarán próximos de completar su periodo de vida útil sin tener garantía de fábrica contra cualquier daño que le ocurra. Por lo tanto es necesario que sean reemplazados.
- 2. No instalación de Equipos:** De no reemplazar los relevadores de Distancia OPTIMHO, y no mejorar la confiabilidad de los esquemas de protección de las líneas menores de 60 Km., con facilidades de fibra óptica, la empresa se correría el riesgo de tener que pagar penalizaciones económicas por una mala operación de estos equipos, además de pagos de energía desplazada u obligada. Como en los casos de los eventos 57 (11.nov.04), y 325 (27.nov.05), respectivamente. En ambos eventos, tuvimos apagones parcial y total del sistema interconectado.
- 3. Costo total de la Inversión Largo plazo. B/.1,478,731.49**

PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO:

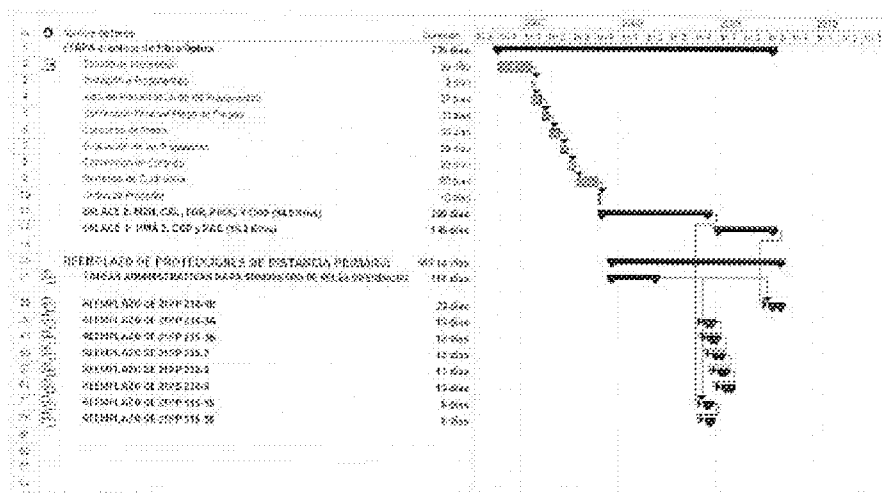
MONTOS DE INVERSIÓN

No.	Ítem	Suministro		Instalación (B/.)	Total (B/.)
		Cantidad	Monto (B/.)		
	Costos Base				
1	Relevadores Diferenciales de Líneas	13	130,000.00	67,000.00	197,000.00
2	Tarjetas de Comunicación Óptica	5	25,000.00	1,500.00	26,500.00
3	Materiales Eléctricos:	Varios	11,764.00		11,764.00
	Cable de Control (10500 pies)				
	Conectores (4400)				
	Etiquetas				
	Borneras				
	Subtotal Base		166,764.00	68,500.00	235,264.00
	Contingencias (5%)				11,763.20
	Costos Indirectos				
	Diseño (3%)				7,057.92
	Ingeniería (4%)				9,410.56
	Inspección (3%)				7,057.92
	Administración (4%)				9,410.56
	Subtotal Indirectos				32,936.96
	Total (B/.)				279,964.16

MONTOS DE INVERSIÓN

No.	Ítem	Suministro		Instalación (B/.)	Total (B/.)
		Cantidad	Monto (B/.)		
Costos Base					
1	Cable OPGW de 24 fibras con accesorios	110.5 Kms	650,372.00	243,100.00	893,472.00
2	Cable ADSS de 24 fibras con accesorios	3.2 Kms	91,714.92	22,180.58	113,895.50
		Subtotal Base	742,086.92	265,280.58	1,007,367.50
	Contingencias (5%)				50,368.38
Costos Indirectos					
	Diseño (3%)				30,221.03
	Ingeniería (4%)				40,294.70
	Inspección (3%)				30,221.03
	Administración (4%)				40,294.70
		Subtotal Indirectos			141,031.45
	Total (B/.)				1,198,767.33

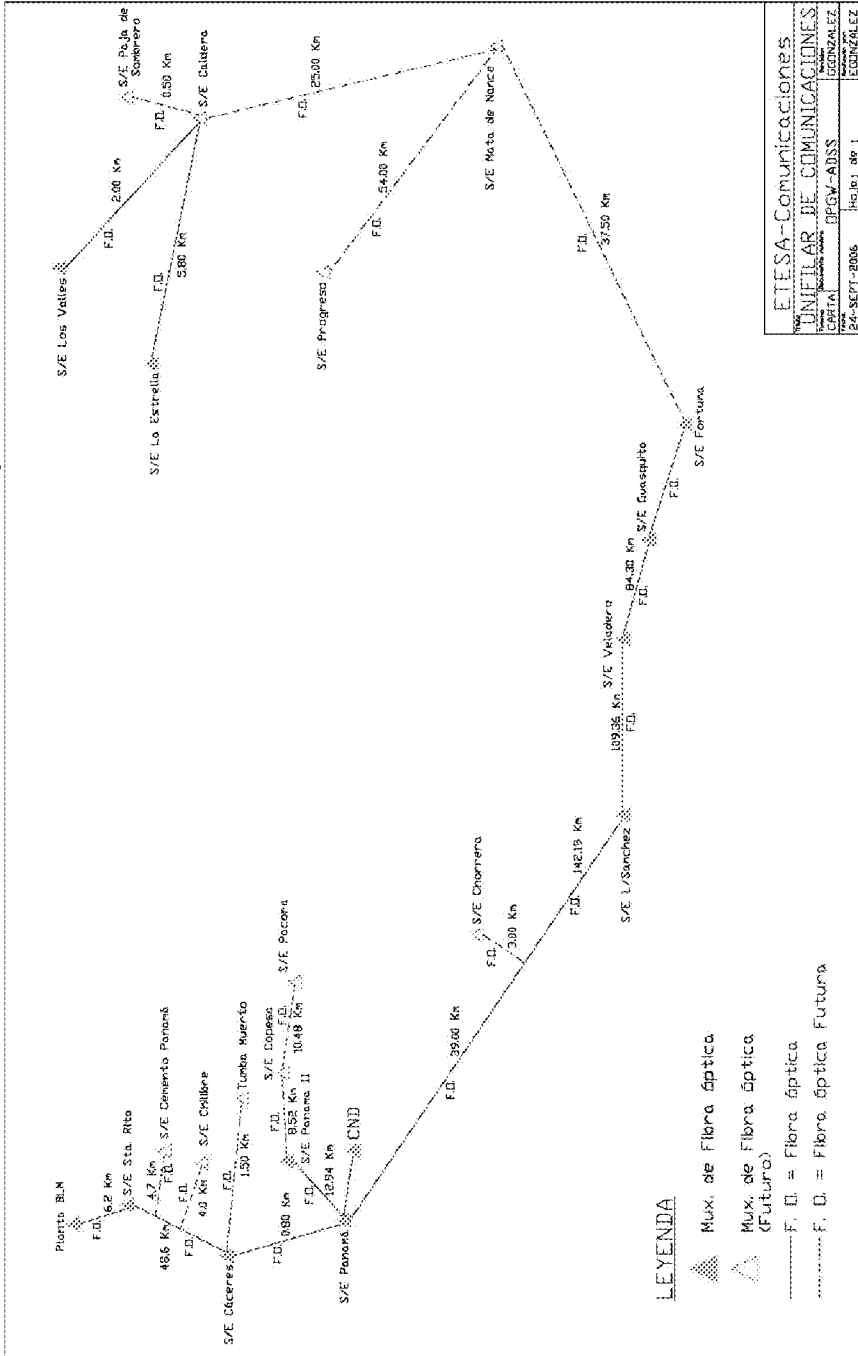
Programa de Trabajo:



Flujo de Desembolso:

ETAPAS	2009		2008		2009			TOTAL
	ENE	MAY	JUN	OCT	ENE	JUN	OCT	
Suministro			791.990,00			111.840,00		903.830,00
Diseño	30.271,00			3.000,00	3.457,50			36.728,50
Ingeniería		40.264,70		3.000,00	3.415,50			46.784,20
Instalación				791.990,00	80.020,00		41.820,00	903.830,00
Inspección				20.671,75	5.087,50		31.549,25	26.759,25
Administración	15.809,00		18.849,00		3.910,50	3.430,70		31.998,20
Contingencia				25.224,50	5.881,00		34.130,50	31.105,50
Total	45.029,00	40.264,70	813.889,50	283.781,91	86.328,50	129.270,70	89.369,75	1.478.731,30

Ilustración 1- Unifilar de enlaces de Fibra Óptica



REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL DE 230 Y 115 KV

ANTECEDENTES

Los transformadores de potencial de 230/115 kV que forman parte del Sistema Interconectado Nacional han estado en servicio por más de 28 años, por lo cual han superado su expectativa vida; dado esta situación, y a fin de garantizar la confiabilidad y disponibilidad de nuestro servicio de transmisión de energía es necesario el reemplazo de estos equipos.

OBJETIVO GENERAL

Garantizar la confiabilidad y disponibilidad del servicio de transmisión de energía de ETESA, mediante el óptimo funcionamiento de los equipos de potencia que conforman el sistema principal de transmisión.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

Reemplazo de los transformadores de potencial de 230/115 kV que estén por encima de los 25 años de servicio. En la tabla que se muestra a continuación se muestran los equipos que deben ser reemplazados:

Subestaciones	Transformadores de Potencial					
	230 kV		Año	115 kV		Año
Panamá	Magrini Galileo	6	1978			
Cáceres				General Electric	3	1975
Llano Sánchez	Magrini Galileo	14	1978	Magrini Galileo	9	1978
Mata de Nance	Magrini Galileo	5	1978	Magrini Galileo	12	1978
Progreso	Nuova Magrini Galileo	5	1982	Magrini Galileo	3	1978
	TOTAL	30			27	

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

A fin de salvaguardar la integridad de nuestro Sistema Interconectado Nacional, se requiere el reemplazo de todos los Transformadores de Potencial tanto de 230 como 115 kV, que superen los 20 años.

Esta situación responde a nuestra experiencia del año pasado, en donde el día 27 de noviembre de 2005 se tuvo un evento que ocasiono un apagón nacional producto de

la explosión de un Transformador de Potencial de 230 kV asociado a la línea 230-4B. La mayoría de los Transformadores de Potencial instalados a nivel nacional cuyo fabricante es Magrini Galileo tienen el mismo año de fabricación (1978), para obtener mayor conocimiento de lo ocurrido se realizaron las consultas con fábrica, en donde se manifestó que equipos con más de 20 años tienen una alta posibilidad de falla, ya que el dieléctrico sufre de un envejecimiento natural.

En base a lo antes expuesto, para aseguramos que no se volverá repetir la situación presentada el 27 de noviembre de 2005, en donde quedaron afectados 653,000 clientes y en donde hubo una energía no servida de 900.00, se requiere el reemplazo gradual de los transformadores de potencial de 230/115 kV.

▪ **Datos Técnicas:**

Todos los transformadores de potencial tanto capacitivos como inductivos deberán cumplir con los requerimientos de la edición más reciente de las normas ANSI C57.13 ó IEC 186.

	Capacitivo		Inductivo
	230	115	
Voltaje Nominal del Sistema (L – L, kV)	230	115	115
Voltaje Nominal del Sistema (L – G, kV)	132.79	66.4	66.4
Nivel básico de aislamiento, kV	1050	550	550
Frecuencia de operación, Hz	60	60	60
Prueba de Voltaje de Resistencia a la frecuencia del sistema:			
En seco, 1 minuto, kV	525	265	265
En húmedo, 10 segundos, kV	460	230	230
Capacitancia en microfaradios, MFD	0.003	0.006	-
Cantidad de bobinas secundarias	2	2	2
Relación de transformación para cada secundario	1200/2000:1	577/1000:1	577/1000:1
Voltaje secundario, V	115/69.0	115/66.4	115/66.4
Clase de exactitud (M, W, X, Y, Z, ZZ)	0.6	0.3	0.3
Aceite Dieléctrico	Última revisión de la norma ANSI/IEEE C57.106 ó IEC 296, Sin PCB		

JUSTIFICACIÓN ECONOMICA:

- **Expectativa de Vida:** los transformadores de potencial a reemplazar tienen una expectativa de vida promedio de 15 años, y los mismos han superado dicho periodo, ya que han estado en servicio por más de 20 años.
- **No Realizar la Inversión:** el no realizar este reemplazo podría provocar grandes problemas que repercutiría en la estabilidad y confiabilidad del SIN, ya que la falla de estos equipos pueden provocar desconexiones a clientes, trayendo como consecuencia penalizaciones económicas por energía no servida y el pago en concepto de generación obligada y desplazada. Un ejemplo, es el evento del 27 de noviembre de 2005 (Evento 325), en donde tuvimos un apagón nacional por la explosión del transformador de potencial de la fase A asociado a la línea 230-4B.

A continuación mostramos datos históricos de fallas en Transformadores de Potencial en la Subestaciones Eléctricas de ETESA:

- S/E Cáceres: en el año 2000, un Transformador de Potencial de 115 kV de fabricación General Electric explotó por falla de aislamiento. Este equipo llevaba cerca de 30 años de servicio.
- S/E Panamá: en el año 2001, se tuvo problemas con dos (2) Transformadores de Potencial (230 y 115 kV) de fabricación Micafil, en uno se encontró el voltaje secundario muy deprimido y en el otro equipo se presentaba mucho ruido. Ambos equipos se reemplazaron (ninguno explotó) para evitar fallas.
- S/E Progreso: en el año 1994, un (1) Transformador de Potencial de 230 kV de fabricación Magrini Galileo explota.

En el Anexo de esta sección presentamos, la nota del fabricante Nuova Magrini Galileo (Siemens Bussiness), dando explicación sobre la vida útil de los Transformadores de Potencial y su recomendación para equipos mayores de 20 años.

- **Costo Total de la Inversión:** B/.665,280.00

ANÁLISIS ECONOMICO (DE RIESGO VS INVERSIÓN):

A continuación presentaremos un análisis de los costos que implicarían el realizar o no esta inversión, basándonos en el siguiente escenario:

- Si ETESA resultara penalizada por el Evento No. 325, ocurrido el 27 de noviembre de 2005, esto sería el monto de la penalización:

$$\text{Energía No Servida (MWh)} \times 1,500 \frac{\text{B/.}}{\text{MWh}} = 900.00 \text{ MWh} \times 1,500 \frac{\text{B/.}}{\text{MWh}} = \text{B/. } \underline{1,350,000.00}$$

Realizando una comparación del monto de la penalización (Riesgo) con el costo de la inversión tenemos,

Monto de la Penalización por el Evento No. 325 (B/.)	>	Costo de la Inversión (B/.)
1,350,000.00		665,280.00
Relación de Riesgo vs. Inversión		2.03

Esta relación nos indica que resulta mejor realizar la inversión que tomar el riesgo a que ocurra una falla.

MONTOS DE INVERSIÓN

No.	Ítem	Suministro		Instalación (B/.)	Total (B/.)
		Cantidad	Monto (B/.)		
Costos Base					
1	Transformador de Potencial de 230 kV	30	300,000.00	10,000.00	310,000.00
2	Transformador de Potencial de 115 kV	27	270,000.00	9,000.00	279,000.00
3	Materiales Eléctricos: Cables Eléctricos	Varios	5,000.00		5,000.00
		<i>Subtotal Base</i>	575,000.00	19,000.00	<u>594,000.00</u>
	Contingencias (5%)				<u>29,700.00</u>
Costos Indirectos					
	Diseño (3%)				0.00
	Ingeniería (4%)				0.00
	Inspección (3%)				17,820.00
	Administración (4%)				23,760.00
		<i>Subtotal Indirectos</i>			<u>41,580.00</u>
	Total (B/.)				<u>665,280.00</u>

PLAN DE TRABAJO

Id	Nombre de Iarea	Duración	2006		2007				2008				2009				2010		
			T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1		T2	
1	Reemplazo de Transformadores de Potencial	803 días?																	
2	SE Cáceres	22 días?																	
3	3 PT's 115 KV	22 días?																	
4	SE Llano Sánchez	281 días?																	
5	11 PT's 230 KV	22 días?																	
6	2 PT's 230 KV	21 días?																	
7	9 PT's 115 KV	21 días?																	
8	SE Panamá	21 días?																	
9	6 PT's 230 KV	21 días?																	
10	SE Mata de Nance	543 días?																	
11	2 PT's 230 KV	21 días?																	
12	3 PT's 230 KV	21 días?																	
13	6 PT's 115 KV	21 días?																	
14	6 PT's 115 KV	22 días?																	
15	SE Progreso	282 días?																	
16	5 PT's 230 KV	21 días?																	
17	3 PT's 115 KV	22 días?																	

FLUJO DE DESEMBOLSO:

ETAPAS	2006		2007		2008		2009		2010	
	NOVIEMBRE	ENERO	NOVIEMBRE	ENERO	NOVIEMBRE	ENERO	NOVIEMBRE	ENERO	NOVIEMBRE	ENERO
Suministro	145,000.00		190,000.00		150,000.00		90,000.00			
Diseño										
Ingeniería		4,670.00		6,330.00		5,000.00		3,000.00		
Instalación		4,455.00		4,455.00		4,455.00		4,455.00		4,455.00
Inspección										
Administración	5,940.00		5,940.00		5,940.00		5,940.00		5,940.00	
Contingencia		7,425.00		7,425.00		7,425.00		7,425.00		7,425.00
Total	150,940.00	16,550.00	195,940.00	18,210.00	155,940.00	16,880.00	95,940.00	14,880.00		

ANEXO:

SIEMENS

Italia, 21 de febrero de 2006

Señores
ETESA
PanamáAsunto: **Consideración sobre los PT de marca Magrini Galileo
tipo 245 CPTf.**

Apreciados Señores:

**A continuación nuestras consideraciones sobre los PT tipo CPTf fabricados en los
años 1974 e instalados a Panamá:**

Los PT están llegando al término de su vida útil, de hecho los calentamientos defectado son un indicador del envejecimiento de estos PT y la explosión puede ser el fenómeno extremo de este procedimiento.

Sobre la vida útil, que es un concepto probabilista, podemos hacer las siguientes consideraciones:

- de 0 a 20 años de vida de los equipos la probabilidad de problemas destructivo es muy baja
- de 20 a 30 años la probabilidad aumenta porque el dieléctrico está sometido a un envejecimiento natural
- mas de 30 años podemos hacer pocas consideraciones debidas al hecho que muy probablemente los equipos se han ya sustituidos por el cliente.

Magrini Galileo, como fabricante, aconseja que los equipos muy viejo (> de 20 años) sean monitoreado (termovisión, comprobación de la capacidad y de la relación de transformación, etc.) con frecuencia mayor, que se tiene que establecer según el estado de los equipos y de las condiciones de servicios.

Para este tipo de PT (que son del tipo a papel de aceite y tienen aceite mineral sea en la parte capacitiva que inductiva) no tenemos una estadística de falla o el indicador MTBF (Mean Time Between Failures) que empieza desde el 1990 y por lo tanto tiene en cuenta solo los nuevo CPTf (que son del tipo "a película con aceite sintético"). Los CPT instalados en Italia (que son la mayoría) fueron todo reacondicionados al rededor de los 15 años y por lo tanto no pueden ser tomados como comparación.

Siemens S.p.A.
PTO 58Sede operativa
Via Cavourdazione 51, 5
I-24040 Silegnese (BG)
Tel. +39 035 268 5211
Fax +39 035 395 3300Sede locale a Panama:
Viale Fierro Abate Pohl, 10
I-20123 Milano
Tel. +39 02 242 4
Fax +39 02 248 82212

Capitale sociale: Euro 145.000.000, iscrizione Registro Imposte Milano, Codice fiscale 01608110151, P.A. Milano, 22/1/82



SIEMENS

De los CPT instalados en otra parte del mundo no hemos recibido particulares señalación de fallas, pero por otro lado queremos aclarar que no tenemos las informaciones si todavía siguen funcionando o si y cuando fueron sustituidos.

Para los nuevos CPT hasta ahora no hemos tenido ninguna señalación por parte de los clientes de descargas, solo recibimos una señalación de fuga de aceite, que por otra parte no fue detectada en fábrica.

Teniendo en cuenta que una eventual regeneración de estos equipos se debería realizar en fábrica, aconsejamos la sustitución de los PT con equipos nuevos en el corto plazo.

Esperando que estos datos sean de su utilidad, le saludamos atentamente

Daniel Avaro
Siemens S.p.A
PTD-03



Siemens S.p.A.
PTD-03

Sede operativa:
Via Cavour/1000, Ed. 1
I-20147 Milano (MI)
Tel. +39 02 85 22 11
Fax +39 02 85 22 02

Sede legale e Direzione:
Via Pietro e Alberto Pavesi, 10
I-20126 Milano
Tel. +39 02 843 1
Fax +39 02 548 6242

Capitale €200000000000,000, iscrizione Registro Imprese Milano, Codice fiscale e partita I.V.A.: 01951260151, P. S.A. Milano, 825105

ANEXO 27
PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

CONTENIDO

1	OBJETIVO DE LA REPOSICIÓN.....	9
2	EQUIPOS ANALIZADOS	9
2.1	Transformadores	10
2.2	Interruptores	10
3	EXPECTATIVAS DE VIDA DE LOS EQUIPOS.....	11
3.1	Consideraciones generales	11
3.2	Vida útil estadística.....	11
3.2.1	Ley de distribución	12
3.2.2	Fuente de datos	12
3.3	Probabilidades de falla	12
3.4	Redundancia.....	14
4	CAUSALES DE REPOSICIÓN	15
4.1	Gestión de mantenimiento.....	15
4.2	Necesidad de reposición	16
4.2.1	Transformadores	16

4.2.1.1	Condiciones operativas	16
4.2.1.2	Factores externos	16
4.2.2	Interruptores	16
4.2.2.1	Cámaras de interrupción	17
4.2.2.2	Mecanismo de comando.....	17
4.2.2.3	Obsolescencia	18
4.3	Evolución de los costos de mantenimiento	20
4.3.1	Transformadores	20
4.3.2	Interruptores	21
4.4	Aumento de la vida útil por reposición parcial.....	22
4.4.1	Transformadores	22
4.4.2	Interruptores	22
5	ESTRATEGIAS A IMPLEMENTAR	22
6	ANÁLISIS DE RIESGO: COSTO DE FALLA VS. COSTO DE REPOSICIÓN	23
6.1	Transformadores	23
6.1.1	Metodología de evaluación de fallas	23
6.1.2	Costos de falla	24
6.1.2.1	Costo de la energía	24

6.1.2.2	Probabilidades de falla	25
6.1.2.3	Energía no servida (ENS) y obligada y/o desplazada	26
6.1.2.4	Duración de la falla	30
6.1.2.5	Costo total.....	32
6.1.3	Inversión	33
6.1.3.1	Valor total actual	34
6.1.3.2	Inversión diferida	34
6.1.3.3	Flujos de desembolsos	35
6.1.4	Resultados económicos	36
6.1.5	Priorización de reposiciones de transformadores.....	37
6.2	Interruptores	39
6.2.1	Consecuencias de las fallas	39
6.2.1.1	Interruptores de líneas y transformadores.....	39
6.2.1.2	Interruptores de equipos para control de voltaje	40
6.2.2	Costos de falla	40
6.2.2.1	Probabilidades de falla	40
6.2.2.2	Duración de la falla	41
6.2.2.3	Costos de Reposición.....	42

6.2.2.4	Inversión diferida	43
6.2.2.5	Flujos de desembolsos	44
6.2.3	Esquema de los reemplazos de interruptores	45
7	COSTOS DE LOS EQUIPOS A REPONER	46
7.1	Metodología para estimar costos de inversión originales.	46
7.2	Metodología para estimar los valores netos.....	48
8	CONCLUSIONES.....	50
9	CRONOGRAMAS TÍPICOS DE TRABAJOS DE REPOSICIÓN.....	51
9.1	Transformadores	51
9.2	Interruptores	52

PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

ANEXOS

I Historial de inspecciones y mantenimiento preventivo

- I.a Transformadores - Mantenimiento preventivo.xls
- I.b Interruptores - Mantenimiento preventivo.xls
- I.c Interruptores - Mantenimiento recomendado.doc

II Registro de pruebas y mediciones

- II.a Gases disueltos - Causas y efectos.pdf
- II.b Análisis de gases - T1 Llano Sánchez.pdf
- II.c Análisis de gases - T1 Mata de Nance.pdf
- II.d Análisis de gases - T2 Mata de Nance.pdf
- II.e Análisis de gases - T2 Panamá.pdf
- II.f Análisis de gases - T3 Panamá.pdf
- II.g Análisis de gases - T2 Chorrera.pdf
- II.h Análisis de gases - Resumen.xls
- II.i Pruebas - T1 Llano Sánchez.pdf
- II.j Pruebas - T1 Mata de Nance.pdf
- II.k Pruebas - T2 Mata de Nance.pdf
- II.l Pruebas - T2 Panamá.pdf
- II.m Pruebas - T3 Panamá.pdf
- II.n Pruebas - T2 Chorrera.pdf
- II.o Pruebas - Int. 11A12 Llano Sánchez.pdf
- II.p Pruebas - Int. 11B12 Llano Sánchez.pdf
- II.q Pruebas - Int. 11A22 Llano Sánchez.pdf
- II.r Pruebas - Int. 3R1 Llano Sánchez.pdf

- II.s Pruebas - Int. 11B12 Mata de Nance.pdf
- II.t Pruebas - Int. 11A12 Mata del Nance.pdf
- II.u Pruebas - Int. 11A22 Mata de Nance.pdf
- II.v Pruebas - Int. 11M22 Mata de Nance.pdf
- II.w Pruebas - Int. 11B22 Mata de Nance.pdf
- II.x Pruebas - Int. 11A22 Panamá.pdf
- II.y Pruebas - Int. 11M52 Panamá.pdf
- II.z Pruebas - Int. 11A52 Panamá.pdf
- II.aa Pruebas - Int. 11A62 Panamá.pdf
- II.bb Pruebas - Int. 11M62 Panamá.pdf

III Costos de mantenimiento predictivo y correctivo

- III.a Interruptores - Costos de mantenimiento.xls
- III.b Transformadores - Costos de mantenimiento.xls

IV Generación obligada y desplazada

- IV.a Análisis T3 Panamá 2010.doc
- IV.b Análisis T3 Panamá 2011.doc
- IV.c Análisis T3 Panamá 2012.doc
- IV.d Análisis T2 MDN.doc
- IV.e Costos Marginales – Caso REGMHTCB8

V Costos de inversión original y valores netos a la fecha de reposición

- V.a Costos originales y netos V-2.xls

PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

1 OBJETIVO DE LA REPOSICIÓN

ETESA ha determinado que una proporción significativa de sus activos ha superado o superará, en el corto plazo, los treinta años de antigüedad. Dado que para garantizar la confiabilidad y disponibilidad del servicio de transmisión, ETESA debe mantener en óptimo funcionamiento todos los equipos de potencia que conforman, tanto el sistema principal de transmisión, como las conexiones al mismo, resulta necesario para ello el reemplazo de todos aquellos que en ese período lleguen al final de su vida útil.

Las inversiones de reposición de equipos se vislumbran con una necesidad en crecimiento durante los próximos años, debido a que cerca del 50% de la red de transmisión tiene, entre 25 y 30 años de explotación, lo cual pone en evidencia el requerimiento de implementar un programa racional de reposición.

Para determinar cuáles de los activos antes citados deberán ser efectivamente reemplazados, ETESA está realizando los estudios necesarios, en diferentes etapas.

2 EQUIPOS ANALIZADOS

Este informe correspondiente a la **Fase I de Corto Plazo**, los equipos analizados son todos los autotransformadores de potencia de 230/115/13.8 y 230/115/34.5 kV, transformadores de aterrizaje e interruptores de 34.5 y 115 kV que hayan alcanzado o estén por alcanzar, durante el próximo período tarifario (2009-2013), treinta años de servicio¹. En los cuadros siguientes se muestran los equipos considerados en el estudio.

Las fechas indicadas corresponden a la original de puesta en servicio, indistintamente de la ubicación actual, como por ejemplo el transformador de Progreso que fue trasladado.

¹ Los interruptores de 230 KV que requerían reposición ya fue realizada, para garantizar el servicio de transmisión, con adecuados niveles de confiabilidad y seguridad.

2.1 Transformadores

Subestación	Activo	Identificación	Potencia nominal MVA	Relación de transformación kV	Fecha de puesta en servicio
Llano Sánchez	Autotransformador de Potencia	T1	70/60/30	230/115/34.5 kV	30-Jun-78
Panamá	Autotransformador de Potencia	T2	175/175/30	230/115/13.8 kV	30-Jun-76
Panamá	Autotransformador de Potencia	T3	350/350/75	230/115/13.8 kV	30-Jun-82
Progreso	Autotransformador de Potencia	T1	50/50/50	230/115/34.5 kV	30-Jun-75
Mata de Nance	Autotransformador de Potencia	T1	70/60/50	230/115/34.5 kV	30-Jun-78
Mata de Nance	Autotransformador de Potencia	T2	70/60/50	230/115/34.5 kV	30-Jun-78
Chorrera	Autotransformador de Potencia	T2	50/50/50	230/115/34.5 kV	30-Jun-75
Llano Sánchez	Transformador de aterrizaje	TT1	5	34.5/13.8 kV	30-Jun-78
Mata de Nance	Transformador de aterrizaje	TT1	5	34.5/13.8 kV	30-Jun-78
Mata de Nance	Transformador de aterrizaje	TT2	5	34.5/13.8 kV	30-Jun-78
Chorrera	Transformador de aterrizaje	TT2	5	34.5/13.8 kV	30-Jun-77

Cuadro 1: Transformadores candidatos para reposición.

2.2 Interruptores

Subestación	Activo	Identificación	Tensión nominal	Corriente nominal	Capacidad de interrupción	Fecha de compra
			kV	A	kA	
Llano Sánchez	Interruptores	11A12	115	2000	20	30-Jun-78
Llano Sánchez	Interruptores	11B12	115	2000	20	30-Jun-78
Llano Sánchez	Interruptores	11A22	115	2000	20	30-Jun-78
Llano Sánchez	Interruptores	3ATA	34.5	1200	20	30-Jun-78
Llano Sánchez	Interruptores	3R1	34.5	1200	20	31-Dic-78
Mata de Nance	Interruptores	11B12	115	2000	20	30-Jun-78
Mata de Nance	Interruptores	11A12	115	2000	20	30-Jun-78
Mata de Nance	Interruptores	11A22	115	2000	20	30-Jun-78
Mata de Nance	Interruptores	11M22	115	2000	20	30-Jun-78
Mata de Nance	Interruptores	11B22	115	2000	20	30-Jun-78
Mata de Nance	Interruptores	3ATA	34.5	1250	20	30-Jun-78
Mata de Nance	Interruptores	3A22	34.5	1250	20	30-Jun-78
Panamá	Interruptores	11A22	115	2000	20	30-Jun-83
Panamá	Interruptores	11M52	115	2000	20	30-Jun-76
Panamá	Interruptores	11A52	115	2000	20	30-Jun-76
Panamá	Interruptores	11A62	115	2000	20	30-Jun-76
Panamá	Interruptores	11M62	115	2000	20	30-Jun-76

Cuadro 2: Interruptores candidatos para reposición.

3 EXPECTATIVAS DE VIDA DE LOS EQUIPOS

3.1 Consideraciones generales

El final de la vida útil de un equipo puede venir dado por:

1. Incapacidad por deterioro para seguir cumpliendo adecuadamente con los requisitos técnicos que su función le impone (vida útil técnica).
2. Ser ya económicamente más conveniente su reemplazo (vida útil económica).
3. Insuficiencia, por modificaciones en la red, de algunas características técnicas de los mismos, tales como capacidad de carga, nivel de aislamiento o condiciones de cortocircuito (vida útil operativa).

No se analiza en este estudio el final de la vida útil operativa de los equipos, ya que este análisis corresponde de manera más general al plan de expansión del sistema y no al de reposición.

El concepto de vida útil económica está referido en este estudio estrictamente al costo de mantener en servicio equipos que aún pueden cumplir con los requisitos técnicos necesarios, pero a expensas de un mayor costo de mantenimiento, de mayores pérdidas frente a nuevos desarrollos técnicos o de un mayor riesgo de colapso (fin abrupto de su vida útil técnica) que ponga en peligro al sistema en su conjunto.

3.2 Vida útil estadística

La predicción de la vida útil de un equipo no es tarea fácil, ya que la misma depende no sólo de su antigüedad sino también de múltiples factores, tales como condiciones medio ambientales y climáticas, calidad del material, condiciones de operación, historial de carga, prácticas de mantenimiento, desgaste mecánico, obsolescencia por falta de repuestos, mayores exigencias de seguridad, pérdida de confiabilidad, falta de mano de obra calificada para su mantenimiento y reparación, etc.

Se dispone no obstante de estadísticas que permiten conocer, en base a la experiencia acumulada por gran cantidad de empresas dedicadas a la explotación de sistemas de transmisión, la vida media de cada tipo equipo y la dispersión que muestran alrededor de dicha media, dispersión que indica la conveniencia de su tratamiento probabilístico.

3.2.1 Ley de distribución

Analizando tal dispersión se verifica que la ley de distribución normal es la que mejor representa los registros estadísticos obtenidos, de manera tal que los resultados pueden ser caracterizados por un valor medio y su correspondiente desviación estándar, verificándose que en el lapso comprendido entre más y menos una desviación estándar alrededor de esa media se ubican casi el 70% de los valores registrados.

3.2.2 Fuente de datos

En Panamá la ASEP ha examinado las tasas de depreciación utilizadas por empresas de electricidad en una variedad de mercados, y ha considerado aceptable que las empresas eléctricas recuperen sus costos de capital utilizando para activos de Plantas de Transmisión tasas de depreciación dentro del rango de 3 al 4% anual², porcentajes que representan una vida útil de entre 25 y 33 años, o sea de un valor medio de 29 años.

3.3 Probabilidades de falla

La probabilidad de que la falla suceda en un período determinado resulta de integrar desde su inicio la función de distribución normal, calculada con la desviación estándar que corresponda y centrada en la fecha esperada de expiración de la vida útil del activo (suma de la fecha de puesta en servicio más su vida media) hasta el final del período en cuestión.

Para los análisis de probabilidad de falla se ha considerado más representativo para transformadores el extremo superior del rango regulatorio, es decir una vida media de 33 años, mientras que para interruptores, equipos sometidos a trabajos mecánicos de mayor intensidad y frecuencia, se ha considerado más adecuado el extremo inferior, o sea 25 años de vida media. En ambos casos, se ha considerado una dispersión de 8 años, aproximadamente, correspondientes a la ventana considerada.

El gráfico siguiente muestra la distribución de probabilidades de finalización de su vida útil en un dado período para equipos con iguales expectativas de vida (33 años, con una desviación estándar de 8 años) pero instalados en distintas fechas (1975, 1978 y 1982).

²Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas para el Sector Eléctrico, con modificaciones aprobadas mediante Resolución JD- 4859, de 13/ago/2004.

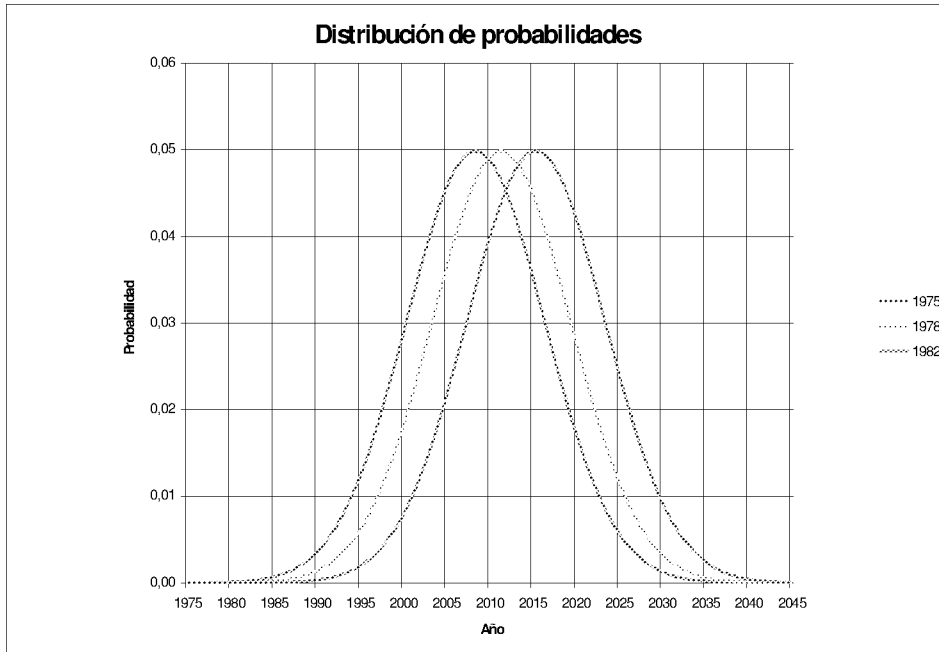


Gráfico 1: Densidad de probabilidad de falla

El gráfico que sigue, integral de la curva anterior, muestra la probabilidad de falla de los mismos equipos acumulada en el tiempo. La probabilidad de que éstos fallen en el período tarifario 2009-2013 es la probabilidad acumulada hasta el año 2013, fecha de finalización del mismo.

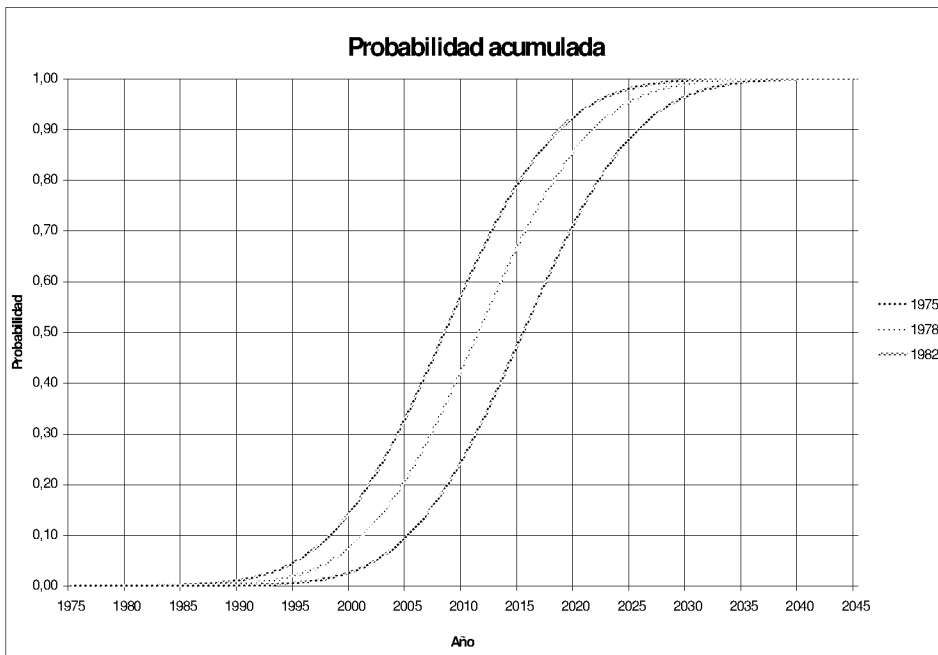


Gráfico 2: Probabilidad acumulada de falla

3.4 Redundancia

Ante la probabilidad cierta de falla de todo equipo, en ocasiones el mayor costo de capital asociado a duplicar funciones, que tiene como resultado reducir la probabilidad de falla a la de doble contingencia, es inferior al del perjuicio que causaría esa falla. Y es así que el Reglamento de Transmisión establece para el diseño del Sistema Principal de Transmisión el criterio de n-1.

Es entonces cuando conviene incluir en los criterios para evaluar costos de falla la probabilidad de doble contingencia, especialmente cuando, como en el caso de transformadores, la exposición al riesgo puede extenderse en el tiempo a veces durante dos o más años, dado el plazo de entrega de esos equipos para los cuales no se dispone de repuestos.

4 CAUSALES DE REPOSICIÓN

El Reglamento de Transmisión establece³ taxativamente los causales de reposición de un activo, debiendo justificarse:

- I. que la misma no se deba a falta de mantenimiento.
- II. la necesidad de la reposición.
- III. la evolución de los costos de mantenimiento de no procederse a la reposición.
- IV. la ampliación de la vida útil del equipamiento, de ser una reposición parcial.

4.1 Gestión de mantenimiento

Al menos desde que ETESA se hizo cargo del sistema de transmisión, en el año 1999, el mantenimiento ha sido efectuado de acuerdo con las buenas prácticas que la técnica recomienda para este tipo de equipos, para verificar lo cual se adjunta:

1. Historial de mantenimiento preventivo de cada una de las unidades cuya reposición se solicita, incluyendo los requerimientos y recomendaciones de los fabricantes al respecto⁴.
2. Detalle de las pruebas efectuadas sobre los equipos para verificar su estado y proceder, de ser necesario, a las tareas de mantenimiento predictivo que correspondan, acompañadas, en el caso de los transformadores, de una breve descripción de los efectos de los gases disueltos en el aceite y de la serie histórica de resultados de las mediciones realizadas para controlarlos⁵.
3. Historial de mantenimiento predictivo y preventivo, con sus costos⁶.

³ Reglamento de Transmisión, Art. 68, punto k) Plan de Reposición de Instalaciones de Corto Plazo.

⁴ Anexo I - Historial de inspecciones y mantenimiento preventivo

⁵ Anexo II – Registro de pruebas y mediciones.

⁶ Anexo III – Costos de mantenimiento predictivo y correctivo.

4.2 Necesidad de reposición

4.2.1 Transformadores

El final de la vida útil de un transformador está dado fundamentalmente por la degradación de la aislación (no tanto de las características de rigidez dieléctrica sino mecánicas del papel) por reducción del grado de polimerización, DP, de la celulosa⁷.

Este deterioro es acumulativo a lo largo de la vida del transformador e irreversible, y puede ser acelerado por diversas razones, a saber:

4.2.1.1 Condiciones operativas

La exposición de los transformadores a prolongados períodos de sobrecarga tiene por consecuencia la aceleración del envejecimiento del aislante por sobreelevación de su temperatura.

Desde que ETESA se hizo cargo de los transformadores los mismos han operado en un adecuado régimen de carga, asegurado por el correcto ajuste de las protecciones para evitar su posible operación en condiciones de sobretemperatura.

4.2.1.2 Factores externos

El recibir los transformadores descargas atmosféricas directas también daña la aislación, así como el soportar cortocircuitos pasantes que originen requerimientos de acciones mecánicas extraordinarias sobre los bobinados.

Si bien no se tienen registros de la ocurrencia de eventos de ese tipo, considerando el nivel isoceraúnico de la zona y el sistema en que estos equipos están insertos, no se puede excluir a priori que ello haya sucedido.

4.2.2 Interruptores

Las funciones de un interruptor de potencia son:

⁷ Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: IEEE, Set. 2006.

1. Conectar y desconectar un circuito cuando razones operativas así lo requieran, estableciendo e interrumpiendo su corriente nominal.
2. Desconectar un circuito en caso de falla, de manera de proteger vidas y bienes puestos en riesgo por la misma y limitar, dentro de lo posible, mayores daños al circuito fallado, interrumpiendo para ello corrientes normalmente muchas veces superiores a la nominal.

Es fundamentalmente esta última función, que es la que mayores exigencias y consiguiente desgaste impone a los contactos, la que hace a la seguridad del sistema y la que por tanto más debe ser tenida en cuenta a la hora de evaluar la confiabilidad de un interruptor.

La degradación del equipo viene dada, básicamente, por la de sus contactos y cámaras de interrupción, pero también por el desgaste del mecanismo que las comanda, que debe en todo momento garantizar el cumplimiento de las órdenes que recibe, emitidas, en el caso de fallas, por protecciones que requieren para que su función se cumpla una precisión de milisegundos, tanto en el proceso de desconexión en sí como en la necesaria concordancia entre los polos del interruptor.

4.2.2.1 Cámaras de interrupción

En lo que hace a los contactos, su desgaste viene dado fundamentalmente por las operaciones de corte, de manera tal que los fabricantes recomiendan su recambio según el número de aperturas, tanto normales como sobre falla, que el interruptor lleve acumuladas desde el último cambio, lo que devuelve a las cámaras de interrupción, al menos parcialmente, su poder de corte. Pero tan importante para el estado de los contactos es la cantidad de cortes realizados como la magnitud acumulada de corriente interrumpida.

Después de haber quedado el sistema bajo la responsabilidad de ETESA el conteo de las operaciones efectuadas (sin discriminación de tipo de operación: normal o sobre falla, dato este último sólo disponible por registro de eventos) ha quedado registrado por los contadores mecánicos de los equipos. Sin embargo, no se tienen los datos de la magnitud de las fallas interrumpidas (kA^2 acumulados), debido que sólo los equipos de protecciones más recientes brindan este tipo de información.

4.2.2.2 Mecanismo de comando

El sistema de comando en sí va sufriendo con la operación del interruptor un desgaste que sólo en parte puede ser reparado, minando así su confiabilidad. Pero dado que los interruptores representan los elementos de seguridad dentro de la red de transmisión, es necesario que sus accionamientos tengan un alto nivel de calidad, precisión, fiabilidad y larga duración de servicio.

Los interruptores de 115 kV cuya reposición se propone son todos comandados, mediante compresores individuales, por aire comprimido. O sea que las partes de cada interruptor sujetas a desgaste son dos: el compresor y el accionamiento neumático propiamente dicho.

ETESA ha debido ya reemplazar en la S/E Caldera el conjunto de compresores individuales de cada interruptor por una planta centralizada de aire comprimido, y es de prever que de no procederse al reemplazo de los interruptores lo mismo se deberá hacer como paliativo en las restantes S/E del sistema.

El reemplazo de la fuente de aire comprimido por una nueva, centralizada o no, no soluciona el problema de desgaste de los mecanismos individuales de comando de apertura y cierre del interruptor, lo cual es progresivo e irreversible.

4.2.2.3 Obsolescencia

La necesidad de reposición, en el caso de interruptores, puede ser adelantada por obsolescencia, ya que tratándose de equipos a los que por su importancia la tecnología va perfeccionando permanentemente, los de diseño más antiguo salen de fabricación y en relativamente poco tiempo quedan sin el respaldo de sus fabricantes, y por lo tanto sin repuestos.

4.2.2.3.1 Interruptores de 115 kV

Todos los interruptores de 115 kV cuya reposición se analiza son marca Magrini Galileo S.p.a., y han quedado obsoletos por una serie de razones, tanto operativas como técnicas.

Desde el punto de vista operativo, el mayor inconveniente que presentan es que esta fábrica fue absorbida por Siemens, con lo que sus repuestos se han vuelto muy onerosos y el soporte técnico difícil de conseguir. Se debe entonces evaluar la dificultad que presentan para poder efectuarles un adecuado mantenimiento, incrementándose así el riesgo de falla.

Desde el punto de vista técnico, los principales inconvenientes son:

Sistema de comando: el mecanismo de cierre y apertura de los interruptores Magrini es accionado por aire comprimido. Este mecanismo es mecánicamente muy complejo, con muchas piezas sujetas a desgaste, y los circuitos neumáticos, por la antigüedad de los equipos, tienen fugas que deben ser permanentemente vigiladas y reparadas, ya que si bien raras veces es necesaria la actuación del interruptor, ésta debe estar absolutamente garantizada en el momento en que se la requiera.

Los interruptores modernos, en cambio, tienen mecanismos de disparo a resorte, cargados por robustos motores eléctricos, y una vez estos resortes en tensión pueden estar años sin perder la carga, ofreciendo así una muy superior confiabilidad.

El tiempo de carga de los resortes después de un disparo, además, es mucho menor que el de recuperación de la presión en un comando neumático, lo que permite las maniobras de doble recierre (uno rápido y uno lento) necesarias para limpiar fallas no fugaces en líneas.

Cámaras de interrupción: a diferencia de los Magrini, los interruptores modernos utilizan para el apagado del arco sistemas de autosoplado, de capacidad de extinción proporcional a la magnitud de la falla, lo que evita el corte anticipado de corrientes inductivas pequeñas, tales como las de desconexión de transformadores en vacío, cortes éstos que generan peligrosas sobretensiones de maniobra.

Contactos: estos interruptores tienen contactos de cobre-plata, de mucha menor duración, en cantidad de maniobras necesarias para su reemplazo (500 contra 5000), que los de cobretungsteno que se usan en la actualidad.

Todo lo expuesto se resume en menor confiabilidad y mayores costos de mantenimiento.

4.2.2.3.2 Interruptores de 34.5 kV

Desde el punto de vista operativo, el interruptor de 34.5 kV 3AR de la S/E Llano Sánchez, marca Joslyn, es el único de ese origen en todo Panamá, lo que hace más crítica aún la falta de repuestos para su mantenimiento. Además su tecnología (de corte en vacío) agrava ese problema, ya que a ese tipo de cámara de interrupción no se le pueden cambiar los contactos sino que se la debe reemplazar entera.

Respecto del resto de los interruptores, a la obsolescencia por falta de repuestos debe sumársele la debida a cambios tecnológicos: los interruptores de 34.5 kV existentes, salvo el citado en el párrafo anterior, son de gran volumen de aceite, tecnología hace ya tiempo abandonada y reemplazada primero por la de pequeño volumen de aceite, hoy también ya superada, y posteriormente por las modernas cámaras de interrupción en SF6.

La técnica de gran volumen de aceite se abandonó porque presentaba el problema de la posibilidad de que el arco al ser extinguido se extendiera a las fases contiguas, transformado una operación de interrupción rutinaria en una falla tripolar de graves consecuencias.

4.3 Evolución de los costos de mantenimiento

A continuación se presentan gráficos de evolución de los costos de mantenimiento de transformadores e interruptores en los últimos años.

4.3.1 Transformadores

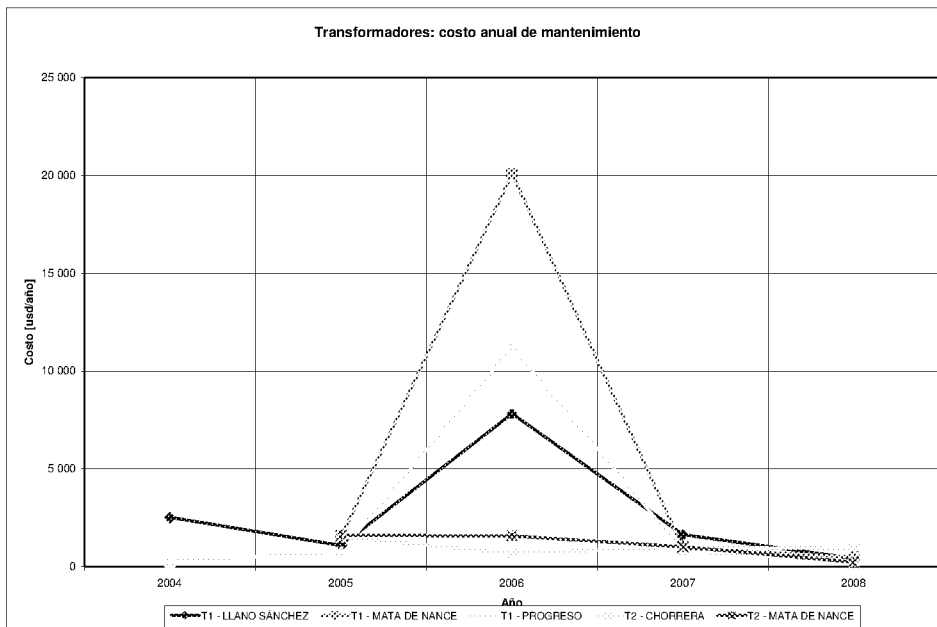


Gráfico 3: Evolución del costo de mantenimiento de transformadores

Puede observarse que el costo de mantenimiento, elaborados con base en registros horas/hombre de trabajos de mantenimiento exclusivamente, de los transformadores no muestra una tendencia en alza.

No obstante, el gráfico agregado a continuación refleja los resultados de las pruebas de análisis de gases disueltos en el aceite realizadas en los últimos años sobre el T2 de Mata de Nance, donde puede apreciarse un constante aumento, entre otros, del nivel de CO₂, índice de reducción del grado de polimerización (DP) de la aislación, lo que indica un creciente aumento del riesgo de falla.

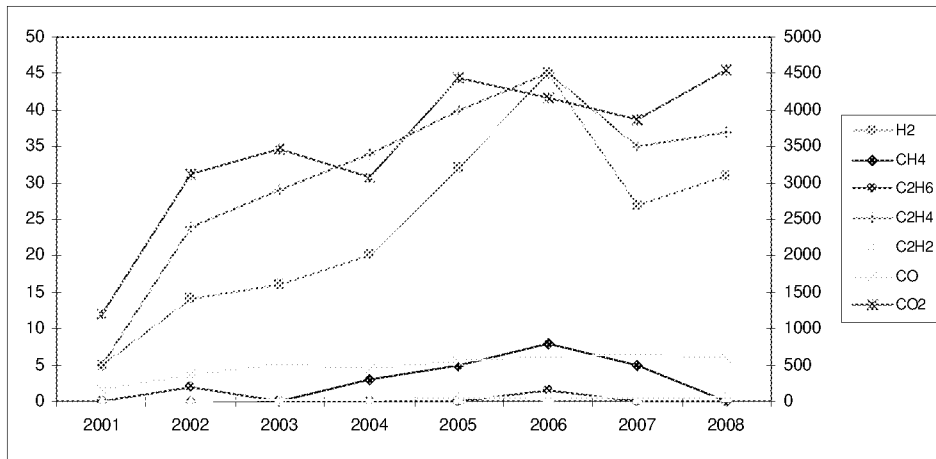


Gráfico 4: Análisis de gases del T2 de Mata de Nance

4.3.2 Interruptores

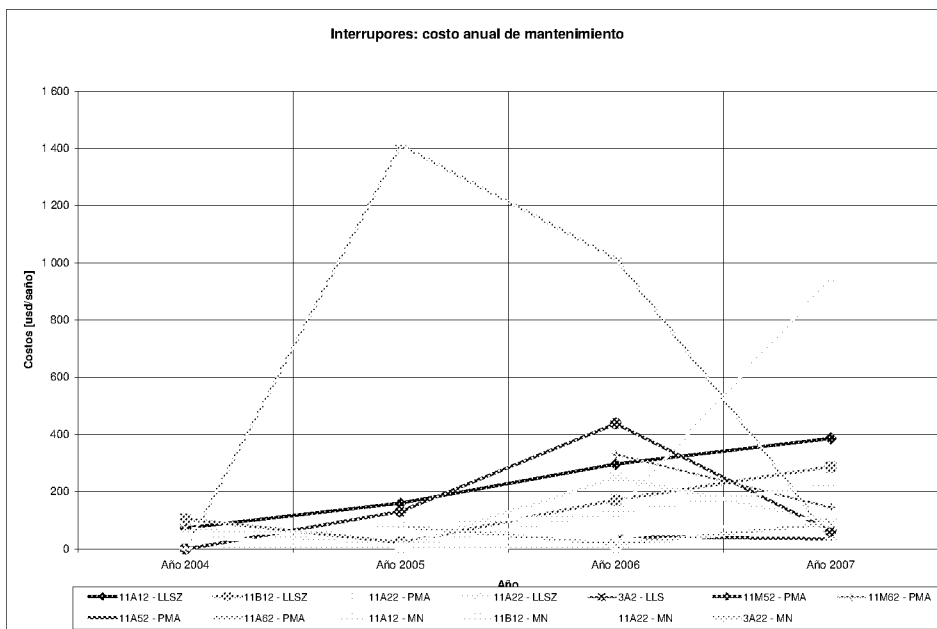


Gráfico 5: Evolución del costo de mantenimiento de interruptores

Como se observa, a partir de 2006 hay una clara tendencia al aumento en los costos registrados, y en particular del 11A22 de la S/E Panamá, lo que da indicios del aumento del riesgo de falla de los mismos.

4.4 Aumento de la vida útil por reposición parcial

4.4.1 Transformadores

Si bien es posible la reposición de componentes importantes del transformador, tales como bushings o RBC, de manera de recuperar en parte su capacidad operativa, es imposible la reposición de la aislación, ya que tal reparación, consistente en el reemplazo liso y llano de toda la parte activa del transformador, debería ser hecha en fábrica o lugar equivalente donde se disponga de facilidades para el decubaje, e implicaría un costo mayor que el del propio transformador, sin contar con la necesidad de sacarlo de servicio por un período inaceptable.

Dado que es precisamente la aislación la que limita la vida útil del transformador, por lo expuesto en el punto 4.2.1 relativo a la irreversibilidad de su degradación queda descartada, para extender la vida útil del equipo, toda posibilidad de reposición parcial.

4.4.2 Interruptores

La recuperación total de una cámara de interrupción sólo se puede conseguir con el reemplazo del polo completo. Ahora bien, esta operación sólo se justifica económicamente si el polo dañado es uno, pero nunca como recambio del conjunto tripolar, ya que en este caso su costo es prácticamente el mismo que el recambio del interruptor completo y no remedia el desgaste del resto del equipo. Queda entonces descartada la conveniencia de una reposición parcial de los interruptores.

5 ESTRATEGIAS A IMPLEMENTAR

Al aproximarse el fin de la vida útil de un equipo se pueden ensayar, estrictamente para mantener la confiabilidad del sistema y sin tener en cuenta opciones que amén de prevenir eventuales fallas sirvan a la vez para repotenciarlo o mejorarlo (aspectos estos que corresponden al plan de expansión), distintas alternativas:

1. Reemplazo del activo por otro equivalente (reposición).

2. Reposición parcial del activo para dejarlo a nuevo (refurbishment).
3. Extensión de la vida útil del activo a expensas de un mayor mantenimiento y supervisión hasta la falla (wait and see).

Habiéndose descartado por lo expuesto en los puntos anteriores la posibilidad de reposición parcial de los equipos, sólo quedan dos opciones: o reponer el equipo o asumir el riesgo de falla con el costo que el mismo implica.

6 ANÁLISIS DE RIESGO: COSTO DE FALLA VS. COSTO DE REPOSICIÓN

6.1 Transformadores

Evidentemente la falla de cualquier transformador del sistema ocasionaría graves problemas, de impacto directo sobre las áreas y poblaciones atendidas por los equipos pendientes de reposición, lo cual conllevaría penalizaciones económicas al Transportista por energía no servida y pagos en concepto de generación obligada y desplazada.

6.1.1 Metodología de evaluación de fallas

En las S/E que sólo tienen carga (Llano Sánchez y Chorrera) el costo de la falla ha sido evaluado por el de la energía no servida (ENS) originada por la misma.

En el caso del T3 de la S/E Panamá, en cambio, su falla no genera ENS y la evaluación ha sido hecha por el costo de generación térmica obligada aguas debajo de la S/E, estimada en 96 MW en horas de pico, durante ocho meses por año, desplazando energía hidráulica más barata.

En el caso de T1 y T2 de la S/E Mata de Nance, finalmente, el riesgo evaluado está dado por la probabilidad de doble contingencia con pérdida de la condición n-1 (se trata de una S/E con tres transformadores, dos de los cuales datan de 1978, y el tiempo de duración de falla que se debe considerar es muy extenso, del orden de los dos años). La falla de cualquiera de los dos transformadores restringiría el ingreso al sistema de aproximadamente 50 MW hidráulicos durante los meses de invierno, produciéndose así la necesidad de generación de energía obligada y desplazada.

Un caso particular lo representan los transformadores de aterrizaje de los terciarios de los autotransformadores de potencia, destinados a la formación de un neutro artificial en el sistema de 34.5 kV.

Estos transformadores son imprescindibles para la operación del sistema, ya que el nivel de aislación de éste último no permite su operación con neutro aislado. En consecuencia una falla de estos transformadores, que además sirven para reducir la magnitud de eventuales fallas a tierra, implica la pérdida total de la carga en 34.5 kV de la S/E afectada, con el consiguiente perjuicio económico.

De las tres S/E cuyos transformadores de aterrizaje reúnen la condiciones de antigüedad en estudio: Llano Sánchez, Mata de Nance y Chorrera, sólo la última tiene una carga significativa en 34.5 kV, y en ella hay dos transformadores de aterrizaje, por lo que la conveniencia de reposición del más antiguo ha sido analizada bajo la hipótesis de doble contingencia.

6.1.2 Costos de falla

El costo de las fallas ha sido calculado como el producto del costo de la energía o no suministrada al mercado u obligada y, eventualmente, desplazada, según sea el caso, multiplicada por la cantidad esperada de esa energía, producto a su vez de la probabilidad de ocurrencia de la falla en el período que se considere (producto de probabilidades, en el caso de doble contingencia) por el valor medio de la potencia interrumpida y por la duración de la falla.

6.1.2.1 Costo de la energía

Los costos de energía considerados han sido:

1. **ENS:** 1200 usd/MWh⁸
2. **Energía obligada:** Costo marginal medio en horario de punta para los meses de invierno, 124 usd/MWh⁹

⁸ Res. AN-1143-Elec. de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

⁹ Anexo IV – Generación obligada y desplazada, Costos Marginales – con base en Caso REGMHTCB8.xls

COSTO MARGINAL DE DEMANDA [\$/MWh]													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
2008	198,33	201,15	199,63	268,77	262,72	211,23	204,16	200,65	194,18	189,75	178,97	182,29	207,65
2009	176,63	181,63	199,47	225,63	194,60	168,02	154,96	155,08	145,71	136,62	129,74	137,59	166,63
2010	130,73	137,58	141,86	159,91	156,50	140,21	133,54	135,88	131,08	132,39	127,01	127,40	137,84
2011	129,70	137,51	153,89	171,74	144,94	128,16	122,24	122,06	116,86	118,78	119,55	116,79	133,04
2012	119,57	128,17	152,69	179,37	149,90	118,17	112,88	107,84	99,05	100,78	98,20	108,15	122,98
2013	100,43	122,19	137,81	175,80	144,58	106,20	86,62	91,94	80,77	89,56	86,11	95,91	109,83
2014	114,21	128,75	138,43	155,65	137,67	115,47	103,04	105,61	94,03	95,97	87,76	110,50	115,99
2015	124,14	134,48	149,81	157,81	136,95	127,63	112,29	115,85	104,81	103,90	105,85	117,17	124,22
2016	125,72	140,34	153,94	163,38	146,96	123,20	117,10	119,04	110,82	112,06	110,02	122,24	128,74
2017	135,19	143,63	159,77	177,96	157,73	135,21	123,58	113,55	97,23	95,67	103,92	121,80	130,44
2018	121,91	142,16	162,04	189,11	167,12	131,53	100,35	102,35	86,46	91,58	94,77	112,10	124,35
2019	131,16	152,62	182,13	188,59	177,60	144,10	124,25	121,02	97,55	93,47	99,07	114,32	135,49
2020	140,06	158,88	183,03	200,91	187,94	149,54	139,65	140,26	108,76	110,40	114,50	129,64	146,97
2021	134,13	164,35	188,74	185,44	172,09	131,36	123,89	126,85	95,97	101,31	105,92	121,80	137,65
2022	141,75	158,67	191,48	224,62	186,55	141,46	123,21	129,76	100,27	110,73	110,30	132,19	145,93
Promedio	134,90	148,83	165,98	188,31	168,24	138,10	125,45	125,93	111,04	112,20	110,85	123,06	

Cuadro 3: Costo marginal, meses de invierno

3. **Energía desplazada:** ídem energía obligada, teniendo en cuenta que las centrales desplazadas son hidráulicas de pasada. Esta energía ha sido cuantificada para el cálculo como el 50% de la total obligada, a falta de conocimiento de los contratos que podrían estar en vigencia en esa época.

No se consideran en este análisis, por exceder el alcance del estudio, los impactos políticos y sociales de interrupciones totales en el Sistema de Transmisión originados por fallas de los equipos objeto de reposición, considerando la magnitud y extensión en el tiempo que dichas interrupciones pudieran tener.

6.1.2.2 Probabilidades de falla

Las probabilidades de que estas fallas sucedan dentro del período tarifario en estudio, teniendo en cuenta la fecha de puesta en servicio de cada equipo (y la doble contingencia en el caso de Mata de Nance y del transformador de aterrizaje de Chorrera), para cada año son:

Subestación	Identificación	Fecha de puesta en servicio	Probabilidad de falla (simple contingencia)			Probabilidad de falla (doble contingencia)		
			2010	2011	2012	2010	2011	2012
Llano Sánchez	T1	30-Jun-78	43,4%	48,3%	53,3%	18,8%	23,4%	28,4%
Panamá	T2	30-Jun-76	53,3%	58,3%	63,1%	28,4%	33,9%	39,8%
Panamá	T3	30-Jun-82	25,2%	29,4%	33,8%	13,5%	17,1%	21,3%
Progreso	T1	30-Jun-75	58,3%	63,1%	67,7%	33,9%	39,8%	45,8%
Mata de Nance	T1	30-Jun-78	43,4%	48,3%	53,3%	18,8%	23,4%	28,4%
Mata de Nance	T2	30-Jun-78	43,4%	48,3%	53,3%	18,8%	23,4%	28,4%
Chorrera	T2	30-Jun-75	58,3%	63,1%	67,7%	33,9%	39,8%	45,8%
Llano Sánchez	TT1	30-Jun-78	43,4%	48,3%	53,3%	18,8%	23,4%	28,4%
Mata de Nance	TT1	30-Jun-78	43,4%	48,3%	53,3%	18,8%	23,4%	28,4%
Mata de Nance	TT2	30-Jun-78	43,4%	48,3%	53,3%	18,8%	23,4%	28,4%
Chorrera	TT2	30-Jun-77	48,3%	53,3%	58,3%	23,4%	28,4%	33,9%

Cuadro 4: Transformadores - Probabilidades de falla

No se consideran las probabilidades de falla en 2009, no por no existir, sino, porque en ese caso la reposición sería decidida por razones de urgencia.

6.1.2.3 Energía no servida (ENS) y obligada y/o desplazada

El cuadro siguiente muestra la magnitud de la falla según su punto y fecha de ocurrencia, teniendo en cuenta, tanto la tasa de incremento anual de la demanda prevista, como las posibles reconfiguraciones del sistema, que incluyen hasta el traslado, transitorio o no, de transformadores de otras localidades cuyo servicio así lo permita o en donde el costo económico o estratégico de la falla sea menor.

Subestación	Identificación	Energía No Servida anual [MWh]				
		2009	2010	2011	2012	2013
Llano Sánchez	T1	74089	102308	134441	171617	213171
Panamá	T2	0	0	0	0	0
Panamá	T3	0	0	3703	98743	127248
Progreso	T1	0	0	0	0	0
Mata de Nance	T1	51429	51429	51429	51429	51429
Mata de Nance	T2	51429	51429	51429	51429	51429
Chorrera	T2	97134	123576	150603	177692	204797
Llano Sánchez	TT1	0	0	0	0	0
Mata de Nance	TT1	0	0	0	0	0
Mata de Nance	TT2	0	0	0	0	0
Chorrera	TT2	97134	123576	150603	177692	204797

Cuadro 5: Energía No Servida

La ENS inicial (2008) ha sido tomada para las S/E Llano Sánchez 115 kV, Progreso, Mata de Nance 34.5 kV y Chorrera 34.5 kV de las demandas registradas, por períodos de 15 minutos, en los 12 meses que van desde el 01/03/2007 al 29/02/2008¹⁰, de las cuales se han restado las mismas demandas pero limitadas por la capacidad nominal en MVA del arrollamiento en falla de la tensión que corresponda multiplicado por el factor de potencia mínimo aceptado por el Reglamento de Transmisión (0.97).

Los gráficos que siguen muestran, a manera de ejemplo, lo que hubiera sucedido en caso de falla de un transformador en una semana típica en las S/E donde la situación es más crítica.

¹⁰ Demanda anual por S/E.xls

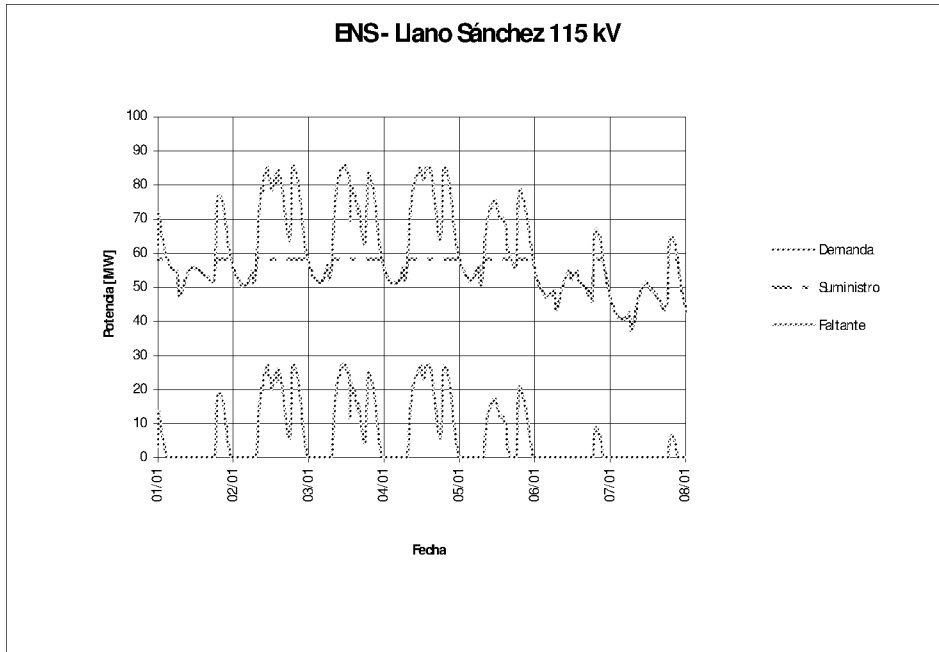


Gráfico 6: S/E Llano Sánchez 115 kV - ENS semana del 01/01/08 al 08/01/08

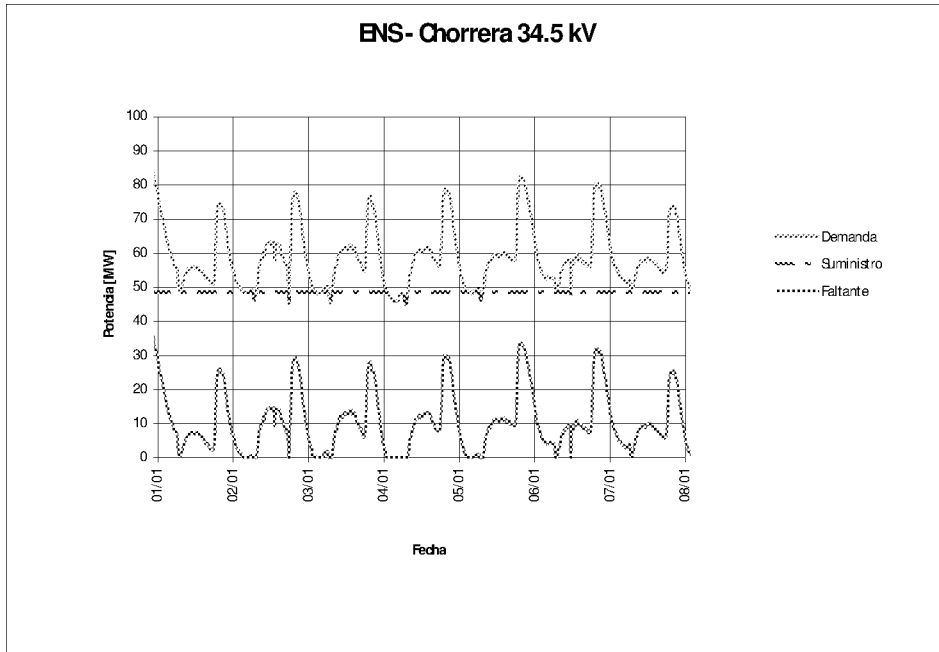


Gráfico 7: S/E Chorrera 34.5 kV - ENS semana del 01/01/08 al 08/01/08

Los valores iniciales de ENS han sido proyectados para el resto del período tarifario con base en las proyecciones de demanda suministradas por los agentes del sistema¹¹, para el PESIN/2008.

¹¹ Proyección de la demanda.xls

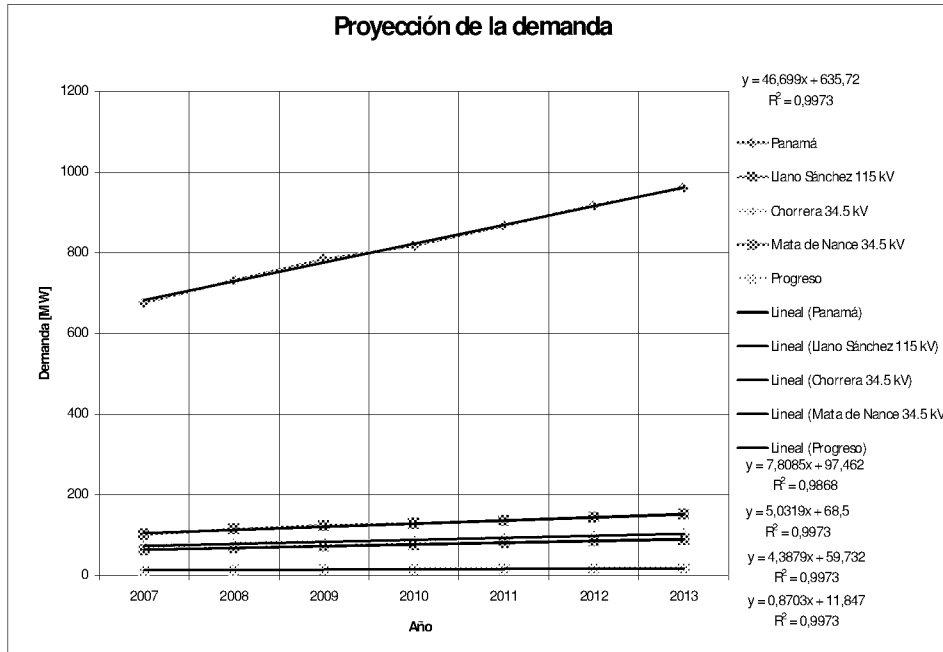


Gráfico 8: Proyección de la demanda

Las energías obligadas correspondientes a una falla en el T3 de la S/E Panamá y en el T2 de la S/E Mata de Nance han sido estimadas según los esquemas de flujo adjuntos¹², teniendo en cuenta el despacho económico que en cada caso corresponda.

6.1.2.4 Duración de la falla

Considerando que ninguno de los activos analizados tiene repuesto se ha considerado como duración de la falla el tiempo necesario para la puesta en servicio del nuevo transformador que reemplace al fallado desde que se decide solicitar su adquisición.

Las tareas a desarrollar para la adquisición, instalación y puesta en servicio de las reposiciones se pueden desagregar en tres etapas:

¹² Anexo IV – Generación obligada y desplazada

- 1) Proceso de compra:
 - a. Elaboración de Pliegos de Especificaciones Técnicas y Condiciones Especiales.
 - b. Preparación de Documentación para Compra.
 - c. Publicación en Panamá Compra.
 - d. Acto Público, Estudio de Ofertas, Adjudicación, Redacción y Firma del Contrato y Preparación de Documentación para Contraloría.
 - e. Refrendo.
- 2) Fabricación y Pruebas en Fábrica:
- 3) Traslado y Puesta en Servicio:
 - a. Transporte.
 - b. Nacionalización.
 - c. Puesta en Obra.
 - d. Montaje (incluye desmontaje del equipo a reponer).
 - e. Pruebas en Obra.

Los tiempos asignados a cada una de esas etapas pueden verse en los cronogramas adjuntos, con las siguientes particularidades:

- 1) **Proceso de compra:** los plazos, estimados por la Gerencia de Compras, corresponden a una compra programada normal por Acto Público, que requiere todos los pasos legales de un proceso de ese tipo y, dado el monto de la inversión, de un tiempo de publicación en Panamá Compra de 40 días calendario.

En caso de compras no programadas (caso de falla no prevista del equipo, teniendo en cuenta que la situación podría ser considerada de emergencia nacional y la adquisición ser efectuada por compra directa), estos plazos podrían ser acortados en aproximadamente dos meses.

- 2) **Fabricación:** el plazo aproximado de entrega en fábrica desde la recepción de la orden de compra hasta el embarque del equipo, que por ser prototipo exige considerables trabajos de ingeniería de detalle y de preparación en fábrica, ha sido estimado en función de anteriores gestiones. Este plazo varía con su tamaño: seis meses para los transformadores de 5 MVA, un año para las unidades de 50 y 70 MVA y un año y medio para las unidades de 175 y 350 MVA.

- 3) **Traslado y Puesta en Servicio:** estos plazos son independientes de la modalidad de compra y del tamaño de la unidad.

Como se observa, el tiempo total desde que se decide la compra hasta la puesta en servicio del transformador (y por lo tanto de duración de la falla) es del orden de un año y medio para los transformadores de aterrizaje, de dos años para las unidades de potencia menores (S/E Llano Sánchez, Mata de Nance y Chorrera) y de dos años y medio para las mayores (S/E Panamá), si la compra es programada, y en todos los casos de unos dos meses menos si se trata de una emergencia.

6.1.2.5 Costo total

Para los costos de ENS y marginal considerados el VPN del costo de una falla, según la fecha en que se produzca, será:

Subestación	Identificación	Plazo de entrega	VPN costo de falla [USD]			
			Años	2010	2011	2012
Llano Sánchez	T1	2,0	\$ 110 977 374	\$ 139 406 376	\$ 160 843 016	\$ 137 075 589
Panamá	T2	2,5	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Panamá	T3	2,5	\$ 4 381 164	\$ 7 386 316	\$ 9 427 485	\$ 7 064 988
Progreso	T1	2,0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Mata de Nance	T1	2,0	\$ 4 095 108	\$ 4 276 515	\$ 4 427 722	\$ 4 266 448
Mata de Nance	T2	2,0	\$ 4 095 108	\$ 4 276 515	\$ 4 427 722	\$ 4 266 448
Chorrera	T2	2,0	\$ 165 173 927	\$ 187 186 395	\$ 199 237 541	\$ 183 865 954
Llano Sánchez	TT1	1,5	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Mata de Nance	TT1	1,5	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Mata de Nance	TT2	1,5	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Chorrera	TT2	1,5	\$ 48 080 992	\$ 61 837 809	\$ 76 020 368	\$ 61 979 723

Cuadro 6: Costos de falla

Estos costos incluyen el de reposición del equipo fallado, actualizados al momento de su decisión de compra, es decir al del inicio de la falla.

6.1.3 Inversión

Los costos de inversión se han estimados con base en costos de suministro de licitaciones realizada durante el año 2007 en la Región Centroamericana, actualizados para el año 2009, mediante el índice que más adelante se indica, habiéndose tenido en cuenta, además, los siguientes renglones de costos:

Concepto	%	Observación
Montaje	6,04%	Sobre subtotal suministro
Contingencias	5,00%	Sobre total costo base
Diseño	2,00%	Sobre total costo base
Ingeniería	4,00%	
Administración	4,00%	
Inspección	3,00%	

Cuadro 7: Porcentajes de costos de inversión de reposición.

- Para el desmontaje del equipo a reponer se ha considerado un porcentaje igual al de instalación del equipo nuevo.

- Para la ingeniería, inspección y administración, los porcentajes corresponden a los estipulados en el Reglamento de Transmisión¹³, mientras que para el diseño se considerado un punto porcentual inferior al estipulado.

6.1.3.1 Valor total actual

El valor total de inversión a precios actuales es:

Subestación	Identificación	Suministro (puesto en obra)	Desmontaje y Montaje	Subtotal	Contingencias	Diseño	Ingeniería	Inspección	Administración	Inversión total [USD]
		USD	12.08%	USD	5.00%	2.00%	4.00%	3.00%	4.00%	2009
Llano Sánchez	T1	\$ 1,238,141	\$ 149,567	\$ 1,387,708	\$ 69,385	\$ 27,754	\$ 55,508	\$ 41,631	\$ 55,508	\$ 1,637,496
Panamá	T2	\$ 1,701,026	\$ 205,484	\$ 1,906,510	\$ 95,326	\$ 38,130	\$ 76,260	\$ 57,195	\$ 76,260	\$ 2,249,682
Panamá	T3	\$ 2,164,943	\$ 261,525	\$ 2,426,468	\$ 121,323	\$ 48,529	\$ 97,059	\$ 72,794	\$ 97,059	\$ 2,863,232
Progreso	T1	\$ 1,077,317	\$ 130,140	\$ 1,207,456	\$ 60,373	\$ 24,149	\$ 48,298	\$ 36,224	\$ 48,298	\$ 1,424,799
Mata de Nance	T1	\$ 1,238,141	\$ 149,567	\$ 1,387,708	\$ 69,385	\$ 27,754	\$ 55,508	\$ 41,631	\$ 55,508	\$ 1,637,496
Mata de Nance	T2	\$ 1,238,141	\$ 149,567	\$ 1,387,708	\$ 69,385	\$ 27,754	\$ 55,508	\$ 41,631	\$ 55,508	\$ 1,637,496
Chorrera	T2	\$ 1,077,317	\$ 130,140	\$ 1,207,456	\$ 60,373	\$ 24,149	\$ 48,298	\$ 36,224	\$ 48,298	\$ 1,424,799
Llano Sánchez	TT1	\$ 113,402	\$ 13,699	\$ 127,101	\$ 6,355	\$ 2,542	\$ 5,084	\$ 3,813	\$ 5,084	\$ 149,979
Mata de Nance	TT1	\$ 113,402	\$ 13,699	\$ 127,101	\$ 6,355	\$ 2,542	\$ 5,084	\$ 3,813	\$ 5,084	\$ 149,979
Mata de Nance	TT2	\$ 113,402	\$ 13,699	\$ 127,101	\$ 6,355	\$ 2,542	\$ 5,084	\$ 3,813	\$ 5,084	\$ 149,979
Chorrera	TT2	\$ 113,402	\$ 13,699	\$ 127,101	\$ 6,355	\$ 2,542	\$ 5,084	\$ 3,813	\$ 5,084	\$ 149,979

Cuadro 8: Transformadores - Inversión actual

6.1.3.2 Inversión diferida

Considerando una tasa de aumento de precios de transformadores según el PPI¹⁴ del 3,0925% (variación media registrada en el período 1975-2007) el valor de dicha inversión, de diferirse su compra, sería:

¹³ Reglamento de Transmisión, Art. 179.

¹⁴ Índices PPI.xls, Producer Price Index, Electric Power and Specialty Transformer Mfg, publicado por el Bureau of Labor Statistics del Department of Labor de los EEUU.

Subestación	Identificación	Inversión total [USD]	Inversión diferida (fecha estimada de emisión de O/C: julio de cada período) [USD]				
		2009	2010	2011	2012	2013	
Llano Sánchez	T1	\$ 1,637,496	\$ 1,740,341	\$ 1,794,161	\$ 1,849,645	\$ 1,906,846	
Panamá	T2	\$ 2,249,682	\$ 2,390,976	\$ 2,464,917	\$ 2,541,145	\$ 2,619,730	
Panamá	T3	\$ 2,863,232	\$ 3,043,061	\$ 3,137,168	\$ 3,234,184	\$ 3,334,202	
Progreso	T1	\$ 1,424,799	\$ 1,514,285	\$ 1,561,114	\$ 1,609,392	\$ 1,659,162	
Mata de Nance	T1	\$ 1,637,496	\$ 1,740,341	\$ 1,794,161	\$ 1,849,645	\$ 1,906,846	
Mata de Nance	T2	\$ 1,637,496	\$ 1,740,341	\$ 1,794,161	\$ 1,849,645	\$ 1,906,846	
Chorrera	T2	\$ 1,424,799	\$ 1,514,285	\$ 1,561,114	\$ 1,609,392	\$ 1,659,162	
Llano Sánchez	TT1	\$ 149,979	\$ 159,398	\$ 164,328	\$ 169,410	\$ 174,649	
Mata de Nance	TT1	\$ 149,979	\$ 159,398	\$ 164,328	\$ 169,410	\$ 174,649	
Mata de Nance	TT2	\$ 149,979	\$ 159,398	\$ 164,328	\$ 169,410	\$ 174,649	
Chorrera	TT2	\$ 149,979	\$ 159,398	\$ 164,328	\$ 169,410	\$ 174,649	

Cuadro 9: Transformadores - Inversión diferida

6.1.3.3 Flujos de desembolsos

A los efectos de los flujos de fondos se ha considerado para transformadores de potencia el pago del un anticipo del 30% de su costo con la O/C, otro 30% a mitad del plazo de entrega, otro 20% al finalizar la fabricación, un 10% a la recepción y el 10% restante a su llegada a obra.

Para los de aterrizaje se ha previsto un anticipo con la O/C del 30%, un 50% a la finalización de la fabricación, un 10% a la recepción y el 10% restante a su llegada a obra.

ETAPA	Mes																								Total	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24		
DISEÑO	\$ 24,149																								\$ 24,149	
Ingeniería		\$ 48,298																								\$ 48,298
Administración			\$ 8,050	\$ 8,050	\$ 8,050	\$ 8,050	\$ 8,050	\$ 8,050	Referido																	\$ 48,298
Suministro											\$ 323,195					\$ 323,195					\$ 215,463	\$ 107,732				\$ 1,077,917
Instalación																								\$ 130,140	\$ 130,140	
Inspección																					\$ 12,025					\$ 35,330
Coeficiencias																										\$ 60,373
VPR	\$ 24,149	\$ 48,298	\$ 8,050	\$ 8,050	\$ 8,050	\$ 8,050	\$ 8,050	\$ 8,050	\$ 0	\$ 0	\$ 323,195	\$ 0			\$ 323,195	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 215,463	\$ 107,732	\$ 119,806	\$ 107,732	\$ 214,562	\$ 1,424,799

Cuadro 10: Cronograma de desembolsos típico - Transformador 50 MVA

ETAPA	Mes																								Total	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24		
Diseño	\$ 27,754																								\$ 27,754	
Ingeniería		\$ 55,508																								\$ 55,508
Administración			\$ 9,251	\$ 9,251	\$ 9,251	\$ 9,251	\$ 9,251	\$ 9,251	\$ 9,251	\$ 9,251	Referendo															\$ 92,502
Suministro												\$ 271,442									\$ 247,629	\$ 122,814	\$ 123,074			\$ 1,223,941
Instalación																										\$ 149,597
Inspección																										\$ 27,754
Contingencias																										\$ 41,631
VPN	\$ 27,754	\$ 55,508	\$ 9,251	\$ 9,251	\$ 9,251	\$ 9,251	\$ 9,251	\$ 9,251	\$ 9,251	\$ 9,251	\$ 0	\$ 0	\$ 371,442	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 247,629	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 247,629	\$ 137,691	\$ 123,814	\$ 0	\$ 0	\$ 1,637,255

Cuadro 11: Cronograma de desembolsos típico - Transformador 70 MVA

ETAPA	Mes																														Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
Diseño	\$ 36,180																														\$ 36,180
Ingeniería		\$ 76,260																													\$ 76,260
Administración			\$ 12,710	\$ 12,710	\$ 12,710	\$ 12,710	\$ 12,710	\$ 12,710	\$ 12,710	\$ 12,710	Referendo																				\$ 127,050
Suministro												\$ 316,324															\$ 340,205	\$ 170,103	\$ 170,103		\$ 1,701,030
Instalación																															\$ 205,484
Inspección																															\$ 37,155
Contingencias																															\$ 45,224
VPN	\$ 36,180	\$ 76,260	\$ 12,710	\$ 12,710	\$ 12,710	\$ 12,710	\$ 12,710	\$ 12,710	\$ 12,710	\$ 12,710	\$ 0	\$ 0	\$ 316,324	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 340,205	\$ 170,103	\$ 170,103	\$ 0	\$ 2,516,233

Cuadro 12: Cronograma de desembolsos típico - Transformador 175 MVA

ETAPA	Mes																															Total		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31			
Diseño	\$ 46,326																															\$ 46,326		
Ingeniería		\$ 97,059																														\$ 97,059		
Administración			\$ 16,176	\$ 16,176	\$ 16,176	\$ 16,176	\$ 16,176	\$ 16,176	\$ 16,176	\$ 16,176	Referendo																					\$ 161,757		
Suministro												\$ 445,403																\$ 445,403	\$ 216,484	\$ 216,484		\$ 2,164,839		
Instalación																																\$ 416,702		
Inspección																																\$ 77,704		
Contingencias																																\$ 94,255		
VPN	\$ 46,326	\$ 97,059	\$ 16,176	\$ 16,176	\$ 16,176	\$ 16,176	\$ 16,176	\$ 16,176	\$ 16,176	\$ 16,176	\$ 0	\$ 0	\$ 445,403	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 445,403	\$ 216,484	\$ 216,484	\$ 0	\$ 3,066,233

Cuadro 13: Cronograma de desembolsos típico - Transformador 350 MVA

ETAPA	Mes																		Total	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		
Diseño	\$ 2,542																		\$ 2,542	
Ingeniería		\$ 5,084																	\$ 5,084	
Administración			\$ 847	\$ 847	\$ 847	\$ 847	\$ 847	\$ 847	\$ 847	\$ 847	Referendo								\$ 8,468	
Suministro												\$ 34,021				\$ 56,701	\$ 11,340	\$ 11,340	\$ 113,402	
Instalación																			\$ 13,659	
Inspección																			\$ 2,642	
Contingencias																			\$ 3,355	
VPN	\$ 2,542	\$ 5,084	\$ 847	\$ 847	\$ 847	\$ 847	\$ 847	\$ 847	\$ 847	\$ 847	\$ 0	\$ 0	\$ 34,021	\$ 0	\$ 0	\$ 56,701	\$ 12,611	\$ 11,340	\$ 22,596	\$ 149,979

Cuadro 14: Cronograma de desembolsos típico - Transformador de aterrizaje 5 MVA

6.1.4 Resultados económicos

El cuadro siguiente compara, para una tasa de descuento del 12%, el valor presente neto de la inversión, según el cronograma de desembolsos indicado, con el del costo medio de la falla que ocasionaría la no reposición del activo, indicando además los resultados económicos de cada inversión.

Dado que los beneficios de la reposición (costo evitado de falla) varían según el año en que ésta se produzca, en el cuadro se presentan los valores para cada año, mientras que los cálculos y el promedio.

Subestación	Identificación	VPN inversión total USD	VPN costo de falla [USD]				VPN neto [USD] Promedio	TIR				Relación Beneficio/Costo promedio
			2010	2011	2012	Promedio		2010	2011	2012	Promedio	
Llano Sánchez	T1	\$ 1,388,499	\$ 110,987,440	\$ 139,415,585	\$ 160,851,441	\$ 137,084,822	\$ 135,696,324	635%	305%	203%	381%	98.73
Panamá	T2	\$ 1,883,178	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	-\$ 1,883,178	0%	0%	0%	0%	0.00
Panamá	T3	\$ 2,350,318	\$ 4,397,745	\$ 7,401,485	\$ 9,441,364	\$ 7,080,196	\$ 4,729,880	64%	71%	64%	67%	3.01
Progreso	T1	\$ 1,208,144	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	-\$ 1,208,144	0%	0%	0%	0%	0.00
Mata de Nance	T1	\$ 1,388,499	\$ 4,105,174	\$ 4,285,725	\$ 4,436,147	\$ 4,275,682	\$ 2,887,183	169%	80%	56%	102%	3.08
Mata de Nance	T2	\$ 1,388,499	\$ 4,105,174	\$ 4,285,725	\$ 4,436,147	\$ 4,275,682	\$ 2,887,183	169%	80%	56%	102%	3.08
Chorrera	T2	\$ 1,208,144	\$ 165,182,686	\$ 187,194,408	\$ 199,244,872	\$ 183,873,989	\$ 182,665,844	729%	338%	219%	429%	152.20
Llano Sánchez	TT1	\$ 130,868	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	-\$ 130,868	0%	0%	0%	0%	0.00
Mata de Nance	TT1	\$ 130,868	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	-\$ 130,868	0%	0%	0%	0%	0.00
Mata de Nance	TT2	\$ 130,868	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	-\$ 130,868	0%	0%	0%	0%	0.00
Chorrera	TT2	\$ 130,868	\$ 48,081,971	\$ 61,838,704	\$ 76,021,187	\$ 61,980,621	\$ 61,849,752	948%	432%	279%	553%	473.81

Cuadro 15: Resultados económicos

6.1.5 Priorización de reposiciones de transformadores.

La reposición fundamentada exclusivamente en razones económicas, prioriza los transformadores cuya falla ocasione mayores perjuicios. Por su parte, tanto la relación Beneficio/Costo, como la rentabilidad de marcan diferentes prelaciones.

Subestación	Identificación	Costo de falla Promedio [USD]	Relación Beneficio/Costo promedio	TIR PROMEDIO
Chorrera	T2	1	2	2
Llano Sánchez	T1	2	3	3
Chorrera	TT2	3	1	1
Panamá	T3	4	4	5
Mata de Nance	T1	5	4	4
Mata de Nance	T2	5	4	4

Cuadro 16: Alternativas de orden de reposiciones, según resultados económicos

Sin embargo, los trabajos propios de desmontaje y reemplazos presentan otras condicionantes que ameritan considerarse para determinar la programación de estas reposiciones.

Por ejemplo, la reposición del T3 de la S/E Panamá debe ser coordinada con la instalación del T4 de la misma S/E. Para garantizar la continuidad del servicio, se recomienda aumentar primero la capacidad instalada de transformación, antes de la reposición. Diferir la reposición del T3 tendría además la ventaja de poder sacarlo de servicio sin tener que recurrir a generación obligada, de efectuarse el cambio en invierno, ya que con el T4 en operación la capacidad de la S/E aseguraría el paso de toda la generación hidroeléctrica que pudiera ser requerida por un despacho económico.

El cuadro siguiente muestra la programación recomendada, tanto de las reposiciones de transformadores justificados, como de las adiciones de expansión, requeridas para atender el crecimiento de la demanda. Es importante destacar que se recomienda priorizar la entrada de los equipos nuevos, para luego realizar las reposiciones, debido a que en subestaciones como Chorrera, Panamá y Llano Sánchez, la demanda existente y en crecimiento, excede la capacidad de transformación que podría ser atendida por la subestación, durante los trabajos de reposición de los transformadores.

Subestación	2009	2010	2011	2012	2013
Chorrera				T-3	T-2 y TT-2
Panamá				T-4	T-3
Mata D. Nance				T-2	
LL. Sanchez			T-3	T-1	

Expansión
Reposición

Cuadro 17: Cronograma de reposición recomendado de transformadores

El siguiente cuadro muestra los flujos de desembolsos del plan de reposición de transformadores recomendado.

TRANSFORMADOR	2,009		2,010		2,011		2,012		2,013	TOTAL
	2° Sem.	1° Sem.	2° Sem.	1° Sem.	2° Sem.	1° Sem.	2° Sem.	1° Sem.		
T1 Llano Sánchez	\$ 0		\$ 120,268	\$ 389,945	\$ 371,442	\$ 755,840	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 1,637,496
T2 Mata de Nance	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 120,268	\$ 389,945	\$ 371,442	\$ 755,840	\$ 0	\$ 0	\$ 1,637,496
T2 Chorrera					\$ 104,646	\$ 339,294	\$ 323,195	\$ 657,663		\$ 1,424,799
TT2 Chorrera	\$ 0	\$ 0				\$ 11,015	\$ 35,715	\$ 103,248		\$ 149,979
T3 Panamá	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 210,294	\$ 681,836	\$ 0	\$ 649,483	\$ 1,321,619		\$ 2,863,232
TOTAL	\$ 0	\$ 0	\$ 120,268	\$ 720,507	\$ 1,547,869	\$ 1,477,593	\$ 1,764,233	\$ 2,082,531		\$ 7,713,001

Cuadro 18: Transformadores – Cronograma de inversiones

6.2 Interruptores

6.2.1 Consecuencias de las fallas

6.2.1.1 Interruptores de líneas y transformadores

Dado el esquema de interruptor y medio utilizado en los patios de 115 kV, los efectos de la falla de un interruptor varían según su posición:

En caso de falla de un interruptor de barra (falla en la apertura ordenada por la protección de alguna salida), lo que sucederá es la pérdida de la barra asociada por operación de las protecciones de falla de interruptor (BF), pérdida que durará hasta que se solucione el problema que originó la actuación de la primera protección.

Esto, en el caso de Mata de Nance (interruptores 11A12, 11B12, 11A22 y 11B22), ocasionará la salida de servicio de los transformadores, conectados directamente a barras sin interruptor propio. Dado que el patio de 115 kV de la Subestación Mata del Nance tiene como primordial objetivo el transportar la generación proveniente de las actuales plantas de La Estrella y Los Valles y futuras de Algarrobo y Mendre a través de la subestación Caldera, utilizando para ello las líneas de transmisión 115-16 y la 115-15, este objetivo se verá malogrado.

Algo similar ocurrirá en caso de falla de los interruptores 11A12 y 11A22 de Llano Sánchez, con pérdida total de la carga de los transformadores tanto en 115 como en 34.5 kV.

En el caso de la S/E Panamá, la consecuencia de la falla de alguno de los interruptores de barra (11A22, 11A52 o 11A62) será la salida de servicio de los bancos de capacitores N° 1 y 2, necesarios para el control de la tensión del sistema.

En caso de falla de un interruptor central la consecuencia será la pérdida de la salida asociada. En la S/E Panamá, por ejemplo, las fallas de los interruptores 11M52 o 11M62 en ocasión de un problema en las líneas 115-10 o 115-9 desconectarían, respectivamente, los transformadores T2 y T1, sacando por el tiempo de duración de la falla de la línea 175 MW del sistema.

6.2.1.2 Interruptores de equipos para control de voltaje

La falla de estos interruptores provocaría serios trastornos en la calidad del servicio, dado que inhabilitaría equipos de control de voltaje destinados a mantener la tensión dentro del rango de valores aceptables.

A diferencia de los interruptores de protección y operación de líneas y transformadores, de actuación esporádica, los interruptores para comando de reactores y bancos de capacitores deben operar varias veces al día, según lo requiera el control de voltaje del sistema. Esto resulta gravoso para las cámaras de interrupción, y más aún si se tiene en cuenta que la carga que deben desconectar es reactiva pura, con todo lo que eso implica de reducción de vida útil de los contactos por comparación con un interruptor común.

Respecto del interruptor 3AR de la S/E Llano Sánchez, en particular, cuya función es la de operación del único reactor de esa S/E, debe tenerse en cuenta además que si bien su fabricante produce equipos para comando de capacitores (no reactores), éste es un seccionalizador, diseñado sólo para protección de sistemas de distribución, preferentemente en esquemas de interruptor principal y de reserva¹⁵, y no para conexión y desconexión diaria y permanente de cargas reactivas puras.

6.2.2 Costos de falla

Resulta difícil evaluar en términos económicos el costo de la falla de un interruptor, dada la multiplicidad de situaciones en la que puede ocurrir, y más teniendo en cuenta que el simple costo de la ENS, de carácter meramente punitivo, no refleja el verdadero perjuicio que un disturbio de este tipo causa en el sistema.

Se indican a continuación, no obstante, algunos parámetros que permiten evaluar, al menos conceptualmente, la magnitud de la perturbación.

6.2.2.1 Probabilidades de falla

Las probabilidades de que una falla ocurra, en función de la antigüedad de cada interruptor, son:

¹⁵ <http://www.ioslvnhivoltage.com/PDFFiles/db750-321vbmtransfer.pdf>

Subestación	Identificación	Fecha de compra	Probabilidad de falla (2009-2013)	
			Simple contingencia	Doble contingencia
Llano Sánchez	11A12	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Llano Sánchez	11B12	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Llano Sánchez	11A22	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Llano Sánchez	3ATA	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Llano Sánchez	3R1	31-Dic-78	89,4%	80,0%
Mata de Nance	11B12	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Mata de Nance	11A12	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Mata de Nance	11A22	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Mata de Nance	11M22	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Mata de Nance	11B22	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Mata de Nance	3ATA	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Mata de Nance	3A22	30-Jun-78	89,4%	80,0%
Panamá	11A22	30-Jun-83	73,4%	53,9%
Panamá	11M52	30-Jun-76	93,3%	87,1%
Panamá	11A52	30-Jun-76	93,3%	87,1%
Panamá	11A62	30-Jun-76	93,3%	87,1%
Panamá	11M62	30-Jun-76	93,3%	87,1%

Cuadro 19: Interruptores – Probabilidades de falla

Como puede observarse, la probabilidad de falla de los dos interruptores (doble contingencia) de una salida, con lo que la misma quedaría anulada, es muy alta.

6.2.2.2 Duración de la falla

Se estima que el tiempo necesario para identificar una falla (de línea, por ejemplo), aislar el interruptor fallado y reponer el servicio no debería exceder de dos horas.

Pero hecho esto y considerando que no hay en las S/E interruptores de repuesto, la funcionalidad del esquema de interruptor y medio quedaría anulada por el lapso necesario para la compra e instalación de un nuevo interruptor de reemplazo, tiempo estimado, en función del plazo de entrega en fábrica de estos equipos, prácticamente inmediato, en unos nueve meses, considerando, por comparación con el esquema de compra de un transformador descrito en 6.1.2.4, que por el monto de la compra el plazo de publicación en Panamá Compra se reduciría a 5 días laborables y que algunos otros plazos podrían también reducirse, según se indica en el cronograma de trabajos típico que se muestra más adelante.

Durante todo ese tiempo la falla del segundo interruptor de la salida (doble contingencia) dejaría a ésta fuera de servicio.

6.2.2.3 Costos de Reposición

Los precios unitarios considerados para cada equipo son los utilizados para el PESIN/2008, actualizados para el inicio del período tarifario (2009) mediante el índice que más adelante se indica, habiéndose tenido en cuenta, además del suministro, los siguientes costos:

CONCEPTO	%	OBSERVACION
Herrajes, Estructuras y Soportes	25.25%	Sobre suministro de equipo
Cables, Conductores, Ductos, etc.	12.99%	
Montaje	6.04%	Sobre total de suministro
Contingencia	5.00%	Sobre costo base
Diseño	2.00%	
Ingeniería	4.00%	
Administración	4.00%	
Inspección	3.00%	

Cuadro 20: Costos varios

- Para el desmontaje del equipo a reponer se ha considerado un porcentaje igual al de instalación del equipo nuevo.
- Para la ingeniería, inspección y administración se han considerado los porcentajes estipulados en el Reglamento de Transmisión¹⁶, mientras que para el diseño se ha considerado un punto porcentual inferior al estipulado.

El valor total de inversión a precio actual es:

¹⁶ Reglamento de Transmisión, Art. 179.

Subestación	Identificación	Suministro (puerto en obra)	Herrajes, estructuras y soportes	Cables, conductores, ductos, etc.	Subtotal	Desmontaje y Montaje	Subtotal	Contingencias	Diseño	Ingeniería	Inspección	Administración	Inversión total [USD]
		USD	25.25%	12.99%	USD	12.08%	USD	5.00%	2.00%	4.00%	3.00%	4.00%	2009
Llano Sánchez	11A12	\$ 75,840	\$ 19,150	\$ 9,852	\$ 104,842	\$ 12,665	\$ 117,507	\$ 5,875	\$ 2,350	\$ 4,700	\$ 3,525	\$ 4,700	\$ 138,658
Llano Sánchez	11B12	\$ 75,840	\$ 19,150	\$ 9,852	\$ 104,842	\$ 12,665	\$ 117,507	\$ 5,875	\$ 2,350	\$ 4,700	\$ 3,525	\$ 4,700	\$ 138,658
Llano Sánchez	11A22	\$ 75,840	\$ 19,150	\$ 9,852	\$ 104,842	\$ 12,665	\$ 117,507	\$ 5,875	\$ 2,350	\$ 4,700	\$ 3,525	\$ 4,700	\$ 138,658
Llano Sánchez	3A1A	\$ 47,931	\$ 12,103	\$ 6,226	\$ 66,260	\$ 8,004	\$ 74,264	\$ 3,713	\$ 1,485	\$ 2,971	\$ 2,228	\$ 2,971	\$ 87,632
Llano Sánchez	3R1	\$ 47,931	\$ 12,103	\$ 6,226	\$ 66,260	\$ 8,004	\$ 74,264	\$ 3,713	\$ 1,485	\$ 2,971	\$ 2,228	\$ 2,971	\$ 87,632
Mata de Nance	11B12	\$ 75,840	\$ 19,150	\$ 9,852	\$ 104,842	\$ 12,665	\$ 117,507	\$ 5,875	\$ 2,350	\$ 4,700	\$ 3,525	\$ 4,700	\$ 138,658
Mata de Nance	11A12	\$ 75,840	\$ 19,150	\$ 9,852	\$ 104,842	\$ 12,665	\$ 117,507	\$ 5,875	\$ 2,350	\$ 4,700	\$ 3,525	\$ 4,700	\$ 138,658
Mata de Nance	11A22	\$ 75,840	\$ 19,150	\$ 9,852	\$ 104,842	\$ 12,665	\$ 117,507	\$ 5,875	\$ 2,350	\$ 4,700	\$ 3,525	\$ 4,700	\$ 138,658
Mata de Nance	11M22	\$ 75,840	\$ 19,150	\$ 9,852	\$ 104,842	\$ 12,665	\$ 117,507	\$ 5,875	\$ 2,350	\$ 4,700	\$ 3,525	\$ 4,700	\$ 138,658
Mata de Nance	11B22	\$ 75,840	\$ 19,150	\$ 9,852	\$ 104,842	\$ 12,665	\$ 117,507	\$ 5,875	\$ 2,350	\$ 4,700	\$ 3,525	\$ 4,700	\$ 138,658
Mata de Nance	3A1A	\$ 47,931	\$ 12,103	\$ 6,226	\$ 66,260	\$ 8,004	\$ 74,264	\$ 3,713	\$ 1,485	\$ 2,971	\$ 2,228	\$ 2,971	\$ 87,632
Mata de Nance	3A22	\$ 47,931	\$ 12,103	\$ 6,226	\$ 66,260	\$ 8,004	\$ 74,264	\$ 3,713	\$ 1,485	\$ 2,971	\$ 2,228	\$ 2,971	\$ 87,632
Panamá	11A22	\$ 75,840	\$ 19,150	\$ 9,852	\$ 104,842	\$ 12,665	\$ 117,507	\$ 5,875	\$ 2,350	\$ 4,700	\$ 3,525	\$ 4,700	\$ 138,658
Panamá	11M52	\$ 75,840	\$ 19,150	\$ 9,852	\$ 104,842	\$ 12,665	\$ 117,507	\$ 5,875	\$ 2,350	\$ 4,700	\$ 3,525	\$ 4,700	\$ 138,658
Panamá	11A52	\$ 75,840	\$ 19,150	\$ 9,852	\$ 104,842	\$ 12,665	\$ 117,507	\$ 5,875	\$ 2,350	\$ 4,700	\$ 3,525	\$ 4,700	\$ 138,658
Panamá	11A62	\$ 75,840	\$ 19,150	\$ 9,852	\$ 104,842	\$ 12,665	\$ 117,507	\$ 5,875	\$ 2,350	\$ 4,700	\$ 3,525	\$ 4,700	\$ 138,658
Panamá	11M62	\$ 75,840	\$ 19,150	\$ 9,852	\$ 104,842	\$ 12,665	\$ 117,507	\$ 5,875	\$ 2,350	\$ 4,700	\$ 3,525	\$ 4,700	\$ 138,658

Cuadro 21: Interruptores – Costo de inversión actual

6.2.2.4 Inversión diferida

Considerando una tasa de aumento de precios de interruptores según el PPI¹⁷ del 1,1206% (variación media registrada en el período 1975-2007) el valor de dicha inversión, de diferirse su compra, sería:

Subestación	Identificación	Inversión total [USD]	Inversión diferida (fecha estimada de emisión de O/C: julio de cada período) [USD]				
		2009	2010	2011	2012	2013	
Llano Sánchez	11A12	\$ 138,658	\$ 141,783	\$ 143,372	\$ 144,978	\$ 146,603	
Llano Sánchez	11B12	\$ 138,658	\$ 141,783	\$ 143,372	\$ 144,978	\$ 146,603	
Llano Sánchez	11A22	\$ 138,658	\$ 141,783	\$ 143,372	\$ 144,978	\$ 146,603	
Llano Sánchez	3A1A	\$ 87,632	\$ 89,607	\$ 90,611	\$ 91,626	\$ 92,653	
Llano Sánchez	3R1	\$ 87,632	\$ 89,607	\$ 90,611	\$ 91,626	\$ 92,653	
Mata de Nance	11B12	\$ 138,658	\$ 141,783	\$ 143,372	\$ 144,978	\$ 146,603	
Mata de Nance	11A12	\$ 138,658	\$ 141,783	\$ 143,372	\$ 144,978	\$ 146,603	
Mata de Nance	11A22	\$ 138,658	\$ 141,783	\$ 143,372	\$ 144,978	\$ 146,603	
Mata de Nance	11M22	\$ 138,658	\$ 141,783	\$ 143,372	\$ 144,978	\$ 146,603	
Mata de Nance	11B22	\$ 138,658	\$ 141,783	\$ 143,372	\$ 144,978	\$ 146,603	
Mata de Nance	3A1A	\$ 87,632	\$ 89,607	\$ 90,611	\$ 91,626	\$ 92,653	
Mata de Nance	3A22	\$ 87,632	\$ 89,607	\$ 90,611	\$ 91,626	\$ 92,653	
Panamá	11A22	\$ 138,658	\$ 141,783	\$ 143,372	\$ 144,978	\$ 146,603	
Panamá	11M52	\$ 138,658	\$ 141,783	\$ 143,372	\$ 144,978	\$ 146,603	
Panamá	11A52	\$ 138,658	\$ 141,783	\$ 143,372	\$ 144,978	\$ 146,603	
Panamá	11A62	\$ 138,658	\$ 141,783	\$ 143,372	\$ 144,978	\$ 146,603	
Panamá	11M62	\$ 138,658	\$ 141,783	\$ 143,372	\$ 144,978	\$ 146,603	

Cuadro 22: Interruptores – Inversión diferida

¹⁷ Índices PPI.xls, Producer Price Index, Power circuit breakers, all voltages, publicado por el Bureau of Labor Statistics del Department of Labor de los EEUU.

6.2.2.5 Flujos de desembolsos

A los efectos de los flujos de fondos se ha considerado para interruptores el pago de un anticipo del 30% de su costo con la O/C y el 70% restante a la recepción.

ETAPA	Mes									Total	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
Diseño	\$ 2,350										\$ 2,350
Ingeniería	\$ 4,700										\$ 4,700
Administración		\$ 1,175	\$ 1,175	\$ 1,175	\$ 1,175		Refrendo				\$ 4,700
Suministro							\$ 22,752	\$ 53,088			\$ 75,840
Estructuras, herrajes, etc.								\$ 19,150			\$ 19,150
Conductores, ductos, etc.									\$ 9,852		\$ 9,852
Instalación									\$ 12,665		\$ 12,665
Inspección								\$ 1,763	\$ 1,763		\$ 3,525
Contingencias								\$ 2,938	\$ 2,938		\$ 5,875
Total	\$ 7,050	\$ 1,175	\$ 1,175	\$ 1,175	\$ 1,175	\$ 0	\$ 22,752	\$ 76,938	\$ 27,217		\$ 138,658

Cuadro 23: Cronograma de desembolsos típico - Interruptor de 115 kV

ETAPA	Mes									Total	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
Diseño	\$ 1,485										\$ 1,485
Ingeniería	\$ 2,971										\$ 2,971
Administración		\$ 743	\$ 743	\$ 743	\$ 743		Refrendo				\$ 2,971
Suministro							\$ 14,379	\$ 33,552			\$ 47,931
Estructuras, herrajes, etc.								\$ 12,103			\$ 12,103
Conductores, ductos, etc.									\$ 6,226		\$ 6,226
Instalación									\$ 8,004		\$ 8,004
Inspección								\$ 1,114	\$ 1,114		\$ 2,228
Contingencias								\$ 1,857	\$ 1,857		\$ 3,713
Total	\$ 4,456	\$ 743	\$ 743	\$ 743	\$ 743	\$ 0	\$ 14,379	\$ 48,625	\$ 17,201		\$ 87,632

Cuadro 24: Cronograma de desembolsos típico - Interruptor de 34.5 kV

6.2.3 Esquema de los reemplazos de interruptores

Si bien es difícil cuantificar económicamente el perjuicio que la falla de cada interruptor puede producir, la alta probabilidad de ocurrencia que trae aparejada su antigüedad, su obsolescencia, por falta de repuestos y por razones técnicas, y el hecho de que no haya en ETESA interruptores de repuesto que permitan salvar el plazo de aproximadamente 3 meses que llevaría su reposición, hacen aconsejable el reemplazo total de los mismos.

Es importante señalar que es aconsejable la inversión en un interruptor de repuesto de 115 kV para cada subestación.

La reposición de los siguientes equipos es indispensable:

- El interruptor 11A22 de la S/E Panamá, por su estado.
- El de los tres interruptores en gran volumen de aceite de 34.5 kV.
- Los interruptores de 34.5 KV para equipos de control de reactivo.

Para garantizar la confiabilidad del sistema, ETESA utiliza en la mayoría de sus subestaciones el esquema de interruptor y medio. De ocurrir un daño permanente en un interruptor que amerite su reemplazo colocaría al sistema en una situación de riesgo, puesto que se perdería el criterio de N-1, durante el período que tome el reemplazo del interruptor afectado, con la posibilidad de que durante el tiempo que tome el reemplazo del interruptor, ocurriese una falla en los interruptores sin respaldo, enfrentando una doble contingencia en la nave en donde ocurrió la avería del primer interruptor, dejando fuera de servicio líneas de distribución y, por consiguiente, presentándose ENS en las áreas asociadas a estos equipos.

En el siguiente cuadro se presenta el año de reposición recomendada de los interruptores analizados, determinados en función de los años de explotación, priorizándose los de mayor edad y magnitud de demanda atendida.

Subestación	Tensión	Año de Reposición				
		2009	2010	2011	2012	2013
Panamá	115 kV		11M52			
Panamá	115 kV		11A52			
Panamá	115 kV		11A62			
Panamá	115 kV		11M62			
Panamá	115 kV		11A22			
Mata de Nance	115 kV			11B12		
Mata de Nance	115 kV			11A12		
Mata de Nance	115 kV			11A22		
Mata de Nance	115 kV			11M22		
Mata de Nance	115 kV			11B22		
Mata de Nance	34.5kV			3ATA		
Mata de Nance	34.5kV			3A2		
Llano Sánchez	115 kV			11A12		
Llano Sánchez	115 kV			11B12		
Llano Sánchez	115 kV			11A22		
Llano Sánchez	34.5kV			3ATA		
Llano Sánchez	34.5kV			3AR		

Cuadro 25: Cronograma de Reemplazo de Interruptores de 115Kv y 34.5Kv.

7 COSTOS DE LOS EQUIPOS A REPONER

A continuación se presenta la metodología y los resultados de los costos de inversión original estimada de los activos a reponer y los valores netos a la fecha de reposición recomendada.

7.1 Metodología para estimar costos de inversión originales.

La metodología utilizada, para el cálculo del costo de inversión original estimada del equipo a la fecha de puesta en operación, y el cálculo del valor neto estimado a la fecha de reposición se basa en la utilización de precios actuales y porcentajes de costos de montaje e instalación históricos, deflactados con índice de precios de producción o fábrica de equipos eléctricos específicos. A continuación se describen los procesos de cálculo.

1. Los costos directos (suministro, cables, conductores, ductos, etc.; Herrajes, Estructuras y Soportes; Montaje y Obras Civiles Generales) se estimaron con base en los precios de inversión del PESIN/2008.
2. Los costos indirectos de diseño, ingeniería, inspección y administración se estimaron utilizando porcentajes de costos históricos reales disponible más antiguos, (en

condiciones más próximas a la fecha de los costos a estimar), en este caso de la construcción y puesta en operación de las subestaciones Panamá II y Guasquitas.

- Los costos a precios de la fecha de puesta en operación se estimaron deflactando la sumatoria de los costos obtenidos en los procesos 1 y 2 anteriormente descritos, con los Índices de Precio de Fabricantes (PPI por sus siglas en inglés).

Código de Inventario (No. Unidad) (3)	Activos	Identificación	Tensión Nominal	Fecha de Compra	Costos Estimados							Costo Original Estimado del Equipo (1)
					Precio del Equipo (Suministro)	Cables, conductores, ductos y herrera	Subtotal Cables y Herrera	Montaje y Obras Civiles	Subtotal Montaje y Obras Civiles	Contingencia, Diseño, Ingeniería, Administración e Inspección	Subtotal Equipo más Instalación	
					1,164,600	445,395	1,609,995	482,693	2,092,688	711,514	2,804,202	1,686,447
S/E Llano Sánchez												
11276	Interruptores	11A12	115 KV	30-Jun-78	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	109,145
11291	Interruptores	11B12	115 KV	30-Jun-78	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	109,145
11332	Interruptores	11A22	115 KV	30-Jun-78	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	109,145
11458	Interruptores	3ATA	34.5 KV	30-Jun-78	47,400	18,126	65,526	19,646	85,174	28,959	114,133	68,979
11473	Interruptores	3AR	34.5 KV	31-Dic-78	47,400	18,126	65,526	19,646	85,174	28,959	114,133	68,979
S/E Mata de Nance												
11640	Interruptores	11B12	115 KV	30-Jun-78	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	109,145
11652	Interruptores	11A12	115 KV	30-Jun-78	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	109,145
11670	Interruptores	11A22	115 KV	30-Jun-78	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	109,145
11681	Interruptores	11M22	115 KV	30-Jun-78	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	109,145
11692	Interruptores	11B22	115 KV	30-Jun-78	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	109,145
11851	Interruptores	3ATA	34.5 KV	30-Jun-78	47,400	18,126	65,526	19,646	85,174	28,959	114,133	68,979
11868	Interruptores	3A2	34.5 KV	30-Jun-78	47,400	18,126	65,526	19,646	85,174	28,959	114,133	68,979
S/E Panamá												
10028	Interruptores	11A22	115 KV	30-Jun-83	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	145,341
10110	Interruptores	11M52	115 KV	30-Jun-76	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	98,008
10119	Interruptores	11A52	115 KV	30-Jun-76	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	98,008
10133	Interruptores	11A62	115 KV	30-Jun-76	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	98,008
10143	Interruptores	11M62	115 KV	30-Jun-76	75,000	28,683	103,683	31,085	134,769	45,821	180,590	98,008

(1) Deflactado a la fecha de puesta en operación del equipo.

Cuadro 26: Costo Original estimado de Interruptores de 115Kv y 34.5Kv.

Identificación de Activo	Potencia Nominal	Fecha de Compra y Puesta en Operación	Costos Estimados					Valor Original Estimado del Equipo(1)
			Precio del Equipo (Suministro)	Montaje y Obras Civiles	Subtotal - Montajes y Obras Civiles	Contingencia, Diseño, Ingeniería, Administración e Inspección	Equipo más Instalación	
			5,657,000	1,696,025	7,353,025	2,500,029	9,853,054	4,074,835
S/E Llano Sánchez T1	(70 MVA)	30-Jun-78	1,201,000	360,072	1,561,072	530,764	2,091,836	766,296
S/E Panamá T3	350 MVA	30-Jun-82	2,100,000	629,601	2,729,601	928,064	3,657,665	1,893,609
S/E Mata de Nance T2	(70MVA)	30-Jun-78	1,201,000	360,072	1,561,072	530,764	2,091,836	766,296
S/E Chorrera T2	50 MVA	30-Jun-75	1,045,000	313,301	1,358,301	461,822	1,820,124	581,980
TT2	5,975 Mva	30-Jun-77	110,000	32,979	142,979	48,613	191,592	66,653

(1) Deflactado a la fecha de puesta en operación del equipo.

Cuadro 27: Valor Original Estimado de Transformadores.

7.2 Metodología para estimar los valores netos

Para estimar el valor neto, a la fecha de reposición, al valor obtenido en el proceso anterior No. 3, se le restó la depreciación acumulada de los años de explotación, calculada por método lineal, considerando una vida útil de 33 años, para el caso de los transformadores y 25 años para los interruptores.

En ambos casos se han considerado periodos de vida útil dentro de los rangos implícitos en las tasas de depreciación regulatoria, establecidas para los equipamientos de sistemas de transmisión, según el Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas para el Sector Eléctrico, establecida mediante la Resolución No. JD-1623 del 15 de octubre de 1999 y modificado por la Resolución JD-4859 de 13 de agosto de 2004.

Código de Inventario (No. Unidad) (3)	Identificación de Activo	Fecha de Compra y Puesta en Operación	Años de Explotación Acumulada al	Vida Remanente al	Costos Estimados									
					31/12/2007	31/12/2007	Valor Original Estimado del Equipo(1)	Depreciación Anual	Depreciación Acumulada al	Fin de Vida útil	Fecha de reposición	Depreciaciones pendientes hasta la fecha de reposición	Depreciación Acumulada a la fecha de reposición	Valor Neto Estimado a la fecha de reposición
					31/12/2007	31/12/2007			31/12/2007					
TOTAL					5,633,295	168,997	4,746,985				739,179	5,486,164	147,070	
S/E Llano Sánchez														
11501	T1	30-Jun-76	29.5	3.8	1,059,362	31,781	937,633	30/10/2011	15/12/2012	121,729	1,059,362	0		
S/E Panamá														
10287	T3	30-Jun-82	25.5	7.8	2,617,811	78,534	2,002,667	30/10/2015	15/12/2013	487,873	2,470,740	147,070		
S/E Mata de Nance														
11922	T2	30-Jun-78	29.5	3.8	1,059,362	31,781	937,633	30/10/2011	15/12/2012	121,729	1,059,362	0		
S/E Chorrera														
11119	T2	30-Jun-75	32.5	0.8	804,558	24,137	794,533	29/10/2008	15/12/2013	20,023	804,556	0		
11074	TT2	30-Jun-77	30.5	2.8	92,144	2,784	84,318	30/10/2010	15/12/2013	7,826	92,144	0		

Cuadro 28: Valor Neto Estimado de transformadores a la fecha reposición.

Código de Inventario (No. Unidad) (3)	Activos	Identificación	Tensión Nominal	Fecha de Compra	Costos Estimados		
					Costo Original Estimado del Equipo (1)	Fecha de reposición	Valor Neto Actual Estimado a la fecha de reposición
					1,686,447		0
S/E Llano Sánchez							
11276	Interruptores	11A12	115 KV	30-Jun-78	109,145	15/10/2011	0
11291	Interruptores	11B12	115 KV	30-Jun-78	109,145	15/10/2011	0
11332	Interruptores	11A22	115 KV	30-Jun-78	109,145	15/10/2011	0
11458	Interruptores	3ATA	34.5 KV	30-Jun-78	68,979	15/10/2011	0
11473	Interruptores	3AR	34.5 KV	31-Dic-78	68,979	15/10/2011	0
S/E Mata de Nance							
11640	Interruptores	11B12	115 KV	30-Jun-78	109,145	15/10/2011	0
11652	Interruptores	11A12	115 KV	30-Jun-78	109,145	15/10/2011	0
11670	Interruptores	11A22	115 KV	30-Jun-78	109,145	15/10/2011	0
11681	Interruptores	11M22	115 KV	30-Jun-78	109,145	15/10/2011	0
11692	Interruptores	11B22	115 KV	30-Jun-78	109,145	15/10/2011	0
11851	Interruptores	3ATA	34.5 KV	30-Jun-78	68,979	15/10/2011	0
11868	Interruptores	3A2	34.5 KV	30-Jun-78	68,979	15/10/2011	0
S/E Panamá							
10028	Interruptores	11A22	115 KV	30-Jun-83	145,341	15/10/2010	0
10110	Interruptores	11M52	115 KV	30-Jun-76	98,008	15/10/2010	0
10119	Interruptores	11A52	115 KV	30-Jun-76	98,008	15/10/2010	0
10133	Interruptores	11A62	115 KV	30-Jun-76	98,008	15/10/2010	0
10143	Interruptores	11M62	115 KV	30-Jun-76	98,008	15/10/2010	0

Cuadro 29: Valor Neto Estimado de Interruptores a la fecha reposición.

8 CONCLUSIONES

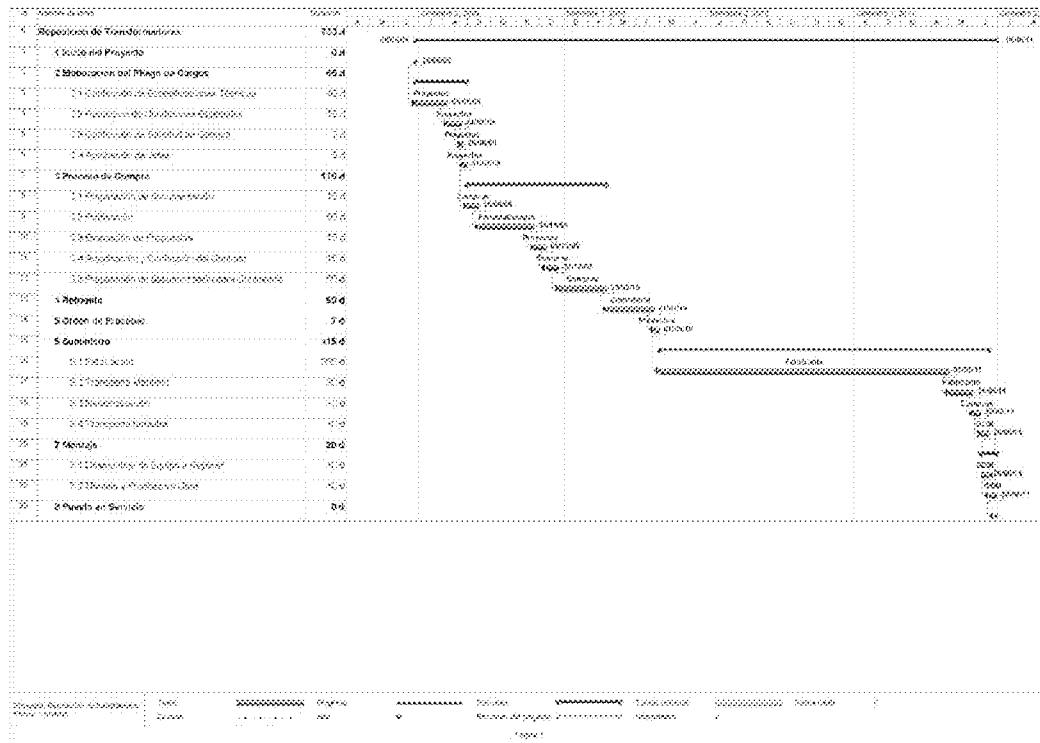
A continuación se listan las reposiciones recomendadas, las cuales se justifican principalmente por el beneficio de reducción de riesgos de falla, cuyo efecto sería significativamente negativo para la demanda atendida por los equipos en estudio.

Identificación de Activo	Fecha de reposición
Transformadores con Alta Prioridad de Reposición (Etapa I)	
S/E Llano Sánchez	
T1	15/12/2012
S/E Panamá	
T3	15/12/2013
S/E Mata de Nance	
T2	15/12/2012
S/E Chorrera	
T2	15/12/2013
TT2	15/12/2013
Interruptores con Alta Prioridad de Reposición (Etapa I)	
S/E Llano Sánchez	
11A12	15/10/2011
11B12	15/10/2011
11A22	15/10/2011
3ATA	15/10/2011
3AR	15/10/2011
S/E Mata de Nance	
11B12	15/10/2011
11A12	15/10/2011
11A22	15/10/2011
11M22	15/10/2011
11B22	15/10/2011
3ATA	15/10/2011
3A2	15/10/2011
S/E Panamá	
11A22	15/10/2010
11M52	15/10/2010
11A52	15/10/2010
11A62	15/10/2010
11M62	15/10/2010

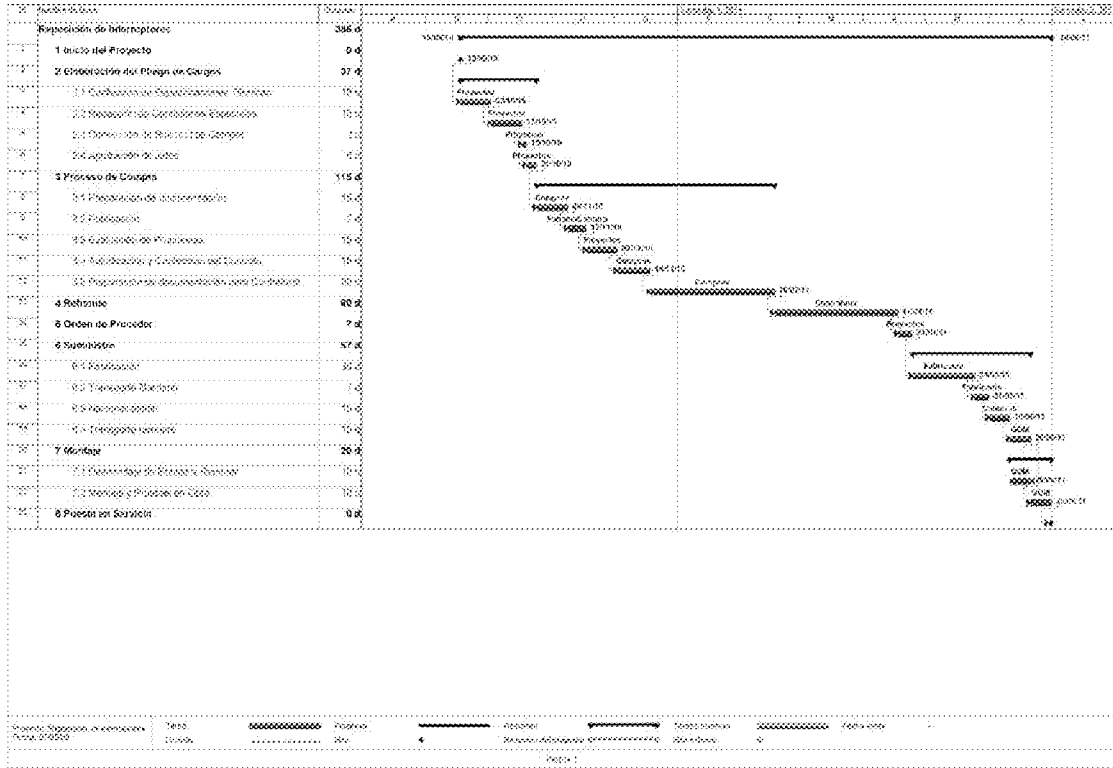
Cuadro 30: Reposiciones recomendadas de prioridad en el corto plazo.

9 CRONOGRAMAS TÍPICOS DE TRABAJOS DE REPOSICIÓN

9.1 Transformadores



9.2 Interruptores



ANEXO 28
PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES

Plan de Expansión del Sistema de Comunicaciones

A continuación presentamos una tabla que resume los proyectos contemplados dentro del Plan de Expansión del Sistema de Comunicaciones. .

PROYECTO: **MIGRACIÓN DE VHF A UHF EN LA FRECUENCIA DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

SUBPROYECTO: **INSTALACIÓN DE REPETIDORAS Y EQUIPOS ASOCIADOS PARA ACTUALIZAR LA RED DE RADIO COMUNICACIÓN A NIVEL NACIONAL**

ANTECEDENTES:

- En la actualidad nuestro sistema de radio comunicación está basado en repetidoras análogas **MSF-5000 MOTOROLA**. Tanto para el sistema troncal como para el sistema convencional, estas repetidoras han sido descontinuadas en su fabricación y repuestos por lo tanto es necesario emigrar hacia un sistema basado en tecnologías de transmisión digital con repetidoras que puedan soportar de manera mixta la transmisión análoga y digital.

OBJETIVO GENERAL:

- Instalar unidades repetidoras digitales y equipos asociados en los sitios de comunicación para actualizar la red de radio comunicación a nivel nacional.

OBJETIVOS ESPECIFICOS:

- Mejorar la cobertura de comunicación existente: Canales 2 y 4 de operación y mantenimiento utilizado por el CND el grupo de subestaciones y el grupo de mantenimiento de líneas. Garantizar la operación segura y confiable de los canales de comunicación 2 y 4, utilizados para la operación del SIN. Homologar en un solo sistema, todos los equipos de radio portátil para la comunicación de los distintos grupos de usuarios de ETESA.

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA:

Con la migración a una mejor tecnología se pretende dar un mejor aprovechamiento de los recursos del sistema **Smart Zone**, hoy en uso por ETESA y estar acorde con la tecnología digital utilizada actualmente en el mercado de radiocomunicación.

La migración se ejecutará en tres (3) etapas a razón, en un horizonte de tres (3) años, dando inicio en el año 2006.

En su primera etapa se detalla las siguientes inversiones:

Los sitios de comunicación que serán incluidos en este proyecto son los siguientes:

1. **CERRO JEFE:** Se instalarán los siguientes equipos
2. **CERRO MENA:** Se instalarán los siguientes equipos
3. **CERRO TABOGA**
4. **IBALÁ**

- 5. TOLÉ**
- 6. VOLCÁN BARÚ**
- 7. CERRO PEÑÓN**

Cada sitio (se suministrarán las coordenadas, la altura de la torre y la altitud por encima del nivel del mar) tendrá la cantidad de equipos siguientes:

- 3 repetidoras troncalizadas digitales, con operación en 800 Mhz.
 - 2 controladores de sitios
 - 2 antenas por sitio
 - 1 combinador
 - 1 multiacoplador
 - 1 Lote (líneas de transmisión, sistema de pararrayos y cables para interconexiones y conectores).
- 1. SANTA RITA**
- Este sitio no esta en el alcance del proyecto pero se solicita incluirlo en el estudio de cobertura a presentar por parte del contratista/fabricante con las coordenadas que se suministraran.

DETALLE DE LA INVERSIÓN NECESARIOS (EQUIPOS):

A continuación se presentan el detalle de los equipos de acuerdo a los sitios en los que son necesarios para lograr los objetivos del proyecto.

También se detallan los costos estimados de acuerdo las especificaciones de los nuevos equipos y las actualizaciones necesarias.

SITIO CND			
DESCRIPCION	MARCA	MODELO	UPGRADE
MBX	MOTOROLA	TDN8691A	
TERMINAL DE ADMINISTRACION	MOTOROLA		UPGRADE
CONTROLADOR SMART ZONE	MOTOROLA		UPGRADE
AEB	MOTOROLA		UPGRADE
BANCO DE CANALES	MOTOROLA	TENSAR	UPGRADE
SERVIDOR DE USUARIO	HP	715/64	UPGRADE
SERVIDOR DE DATOS	HP	715/100	UPGRADE
TERMINAL LOCAL X	MOTOROLA		UPGRADE
SWITCH 10 BASE-2	MOTOROLA	SUPER STACK 11	UPGRADE
IMPRESORA	OKIDATA		
TINY BRIDGE	RAD		
			149,222.00
		Total (B/.)	149,222.00

SITIO TUMBA MUERTO			
DESCRIPCION	MARCA	MODELO	COSTO (B/.)
TINY BRIDGE	RAD		
TERMINAL LOCAL X	MOTOROLA		
		Total (B/.)	

SITIO CERRO PEÑON			
DESCRIPCION	MARCA	MODELO	COSTO (B/.)
COMBINADOR			
MULTIACOPLADOR			
REPETIDORA QUANTAR	MOTOROLA		
REPETIDORA QUANTAR	MOTOROLA		
REPETIDORA QUANTAR	MOTOROLA		
REPETIDORA QUANTAR	MOTOROLA		18,456.41
REPETIDORA QUANTAR	MOTOROLA		18,456.41
ANTENA PENETRATOR	CELWAVE	BMR10-O-B1	
ANTENA PENETRATOR	CELWAVE	BMR10-O-B1	
		Total (B/.)	36,912.82

SITIO SANTA RITA			
DESCRIPCION	MARCA	MODELO	COSTO (B/.)
COMBINADOR			
MULTIACOPLADOR			
REPETIDORA QUANTAR	MOTOROLA		
REPETIDORA QUANTAR	MOTOROLA		
REPETIDORA QUANTAR	MOTOROLA		
GM300 DE UHF	MOTOROLA		
REPETIDORA QUANTAR	MOTOROLA		18,456.98
ANTENA YAGI DE UHF			
ANTENA PENETRATOR	CELWAVE	BMR10-O-B1 nota:1(a)	
ANTENA PENETRATOR	CELWAVE	BMR10-O-B1 nota:1(a)	
Total (B/.)			18,456.98

SITIO CERRO MENA			
DESCRIPCION	MARCA	MODELO	COSTO (B/.)
COMBINADOR			
MULTIACOPLADOR			
REPETIDORA QUANTAR	MOTOROLA		18,456.98
REPETIDORA QUANTAR	MOTOROLA		18,456.98
REPETIDORA QUANTAR	MOTOROLA		18,456.98
ANTENA PENETRATOR	CELWAVE	BMR10-O-B1 nota:2(h)	4,005.70
ANTENA PENETRATOR	CELWAVE	BMR10-O-B1 nota:2(h)	4,005.70
Total (B/.)			63,382.34

SITIO CERRO TABOGA			
DESCRIPCION	MARCA	MODELO	COSTO (B/.)
COMBINADOR			
MULTIACOPLADOR			
REPETIDORA QUANTAR	MOTOROLA		
REPETIDORA QUANTAR	MOTOROLA		
REPETIDORA QUANTAR	MOTOROLA		
ANTENA PENETRATOR	CELWAVE	BMR10-O-B1 nota 3(h)	4,005.70
ANTENA PENETRATOR	CELWAVE	BMR10-A-B1 nota 3(h)	4,005.70
Total (B/.)			8,011.40

SITIO CERRO CANAJAGUA			
DESCRIPCION	MARCA	MODELO	COSTO (B/.)
REPETIDORA QUANTAR	MOTOROLA		18,456.98
GM300 DE UHF			
ANTENA OMNI DE UHF			
ANTENA PENETRATOR	CELWAVE	BMR10-A-B1	
ANTENA PENETRATOR	CELWAVE	BMR10-A-B1	
Total (B/.)			18,456.98

SITIO CERRO IBALA			
DESCRIPCION	MARCA	MODELO	COSTO (B/.)
REPETIDORA QUANTAR	MOTOROLA		18,456.98
REPETIDORA QUANTAR	MOTOROLA		18,456.98
REPETIDORA QUANTAR	MOTOROLA		18,456.98
COMBINADOR	MOTOROLA		
ANTENA PENETRATOR	CELWAVE	BMR10-H-B1	13,725.03
ANTENA PENETRATOR	CELWAVE	BMR10-H-B1	
MULTIACOPLADOR	CELWAVE		11,683.77
Total (B/.)			80,779.74

SITIO CERRO JEFE			
DESCRIPCION	MARCA	MODELO	COSTO (B/.)
REPETIDORA QUANTAR	MOTOROLA		
REPETIDORA QUANTAR	MOTOROLA		
REPETIDORA QUANTAR	MOTOROLA		
REPETIDORA QUANTAR	MOTOROLA		18,456.98
GM300 DE UHF	MOTOROLA		
2 ANTENAS YAGI DE UHF			
ANTENA PENETRATOR	CELWAVE	BMR10-O-B1	
ANTENA PENETRATOR	CELWAVE	BMR10-O-B1	
COMBINADOR			30,269.75
MULTIACOPLADOR			
Total (B/.)			48,726.73

SITIO CERRO CHIMENEA			
DESCRIPCION	MARCA	MODELO	COSTO (B/.)
REPETIDORA QUANTAR	MOTOROLA		18,456.98
REPETIDORA QUANTAR	MOTOROLA		18,456.98
REPETIDORA QUANTAR	MOTOROLA		18,456.98
COMBINADOR			
ANTENA PENETRATOR	CELWAVE	BMR10-A-B1 (nota 3)	13,725.03
ANTENA PENETRATOR	CELWAVE	BMR10-A-B1 (nota 3)	
MULTIACOPLADOR			11,683.77
Total (B/.)			80,779.74

SITIO VOLCAN BARU			
DESCRIPCION	MARCA	MODELO	COSTO (B/.)
COMBINADOR			
COMBINADOR			
MULTIACOPLADOR			
REPETIDORA QUANTAR	MOTOROLA		
REPETIDORA QUANTAR	MOTOROLA		
REPETIDORA QUANTAR	MOTOROLA		
REPETIDORA QUANTAR	MOTOROLA		18,456.98
GM300 DE UHF	MOTOROLA		
ANTENA YAGI DE UHF			
ANTENA PENETRATOR	CELWAVE	BMR10-O-B1	
ANTENA PENETRATOR	CELWAVE	BMR10-O-B1	
Total (B/.)			18,456.98

RADIOS PARA TODA LA MIGRACIÓN			
MOVILES TRONCALES ANÁLOGOS DIGITAL	25	2,263.20	56,580.00
PORTATILES TRONCALES ANALOGOS DIGITAL CON TECLADO	15	1,702.80	25,542.00
PORTATILES TRONCALES ANALOGOS DIGITAL SIN TECLADO	100	1,217.04	121,704.00
Total			B/. 203,826.00

Gran Total	B/. 807,791.45
-------------------	-----------------------

A continuación se presentan algunas ampliaciones a los cuadros sobre los cambios a realizarse.

- **Nota 1:** se le cambiarán las antenas de patrón "O" por patrón "A".
- **Nota 2:** se le cambiarán las antenas de patrón "O" por patrón "H" o "A" dependiendo de las pruebas de cobertura.
- **Nota 3:** se le cambiará la antena de patrón "O" y patrón "A" por patrón "H".
- **Nota 4:** dependiendo de las pruebas de cobertura las antenas podrían ser de patrón "A" o patrón "H".

También se puede observar que ETESA está aprovechando la estructura actual del Sistema **Smart Zone**, ya que se aplicarán "**up grades**" en algunos equipos que ya existen.

A continuación se presenta un esquema con la situación actual del **Sistema Smart Zone**, que administra los sitios y los radios troncales de ETESA. Igualmente se presenta un esquema de cómo funcionara en el futuro el nuevo sistema, una vez se realice la migración, del sistema **Smart Zone**.

Ilustración 2 - Sistema SMART ZONE (Situación Actual)

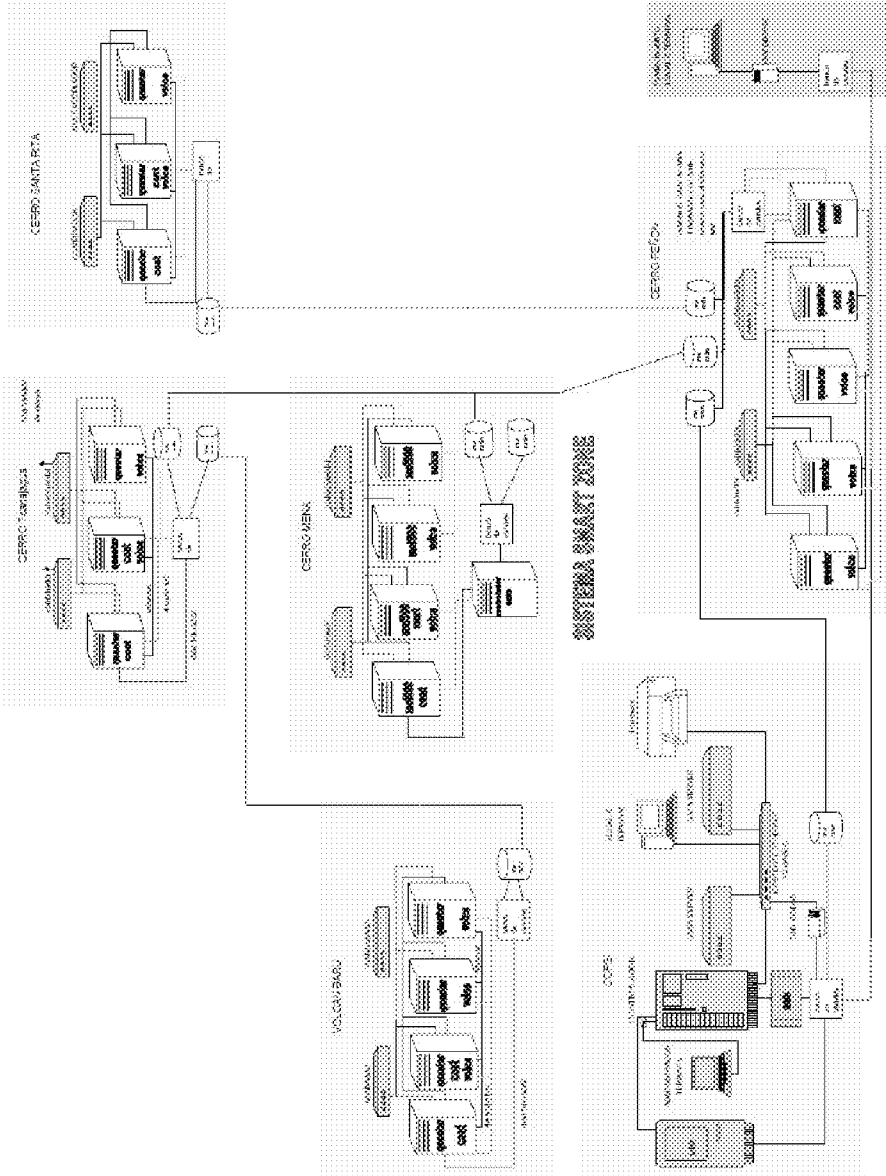


Ilustración 1 - Sistema SMART ZONE (Futuro)



JUSTIFICACIÓN ECONOMICA:

A continuación detallamos algunos aspectos que indican que la Migración VHF-UHF es lo más recomendado:

- **Fin del periodo de vida útil (Obsolescencia):** De acuerdo a los fabricantes de las repetidoras (en nota formal), han informado que el modelo de equipo utilizado por ETESA ha sido descontinuado, así como los repuestos. Esta situación obliga a ETESA a que actúe de forma rápida para solucionar este riesgo que podría afectar la confiabilidad y eficacia del sistema de radio que hasta ahora mantenido el grupo de comunicaciones.
- El proyecto es integral ya que se pretende mejorar la comunicación y a la vez integrar todos los servicios ofrecidos desde esta plataforma en un solo radio, con posibilidades de ofrecer mejores alternativas de servicios a nuestros usuarios (Operación & Mantenimiento y CND). En exploración de mercado con compañías similares que ofrecen estos servicios se determinó que **no cubrían ni la mitad de los puntos de interés importantes para el control y operación de ETESA**, ya que este sistema está diseñado para cubrir las necesidades de ETESA y no busca población con un perfil altamente comercial para poder brindarle el servicio.
- De no realizarse el proyecto, no se podrá garantizar la operación de los canales de comunicación existentes, con lo cual, se puede comprometer la adecuada operación del SIN.
- En caso de surgir una falla en el Sistema de Transmisión Eléctrica, el CND no podrá coordinar apropiadamente con las plantas, subestaciones y líneas asociadas, para poder restablecer el sistema. Debe recordarse que el medio principal para el control y coordinación es el sistema de radio comunicación convencional VHF y troncal UHF. La falta de coordinación puede ocasionar costos en multas y penalidades por energía no servida u otro motivo que tendrán repercusiones directas a la empresa.
- Si en un momento determinado el sistema de radio comunicación colapsa, la coordinación de maniobras con el personal de campo y técnicos se vería afectada significativamente, poniendo en riesgo la vida de alguno de los involucrados. Entre las consecuencias, estaría la probación de heridas leves, graves y hasta la muerte.

Para el Análisis Económico de acuerdo al siguiente escenario:

- Daño de los radios troncales, en un horizonte de 10 años.
- De darse algún problema con las comunicaciones existentes, ETESA tendría que adquirir los servicios de radios troncales de proveedores locales. Debe recordarse que en el mercado local no existe ningún proveedor que pueda brindarle la cobertura que ETESA requiere. Indiferentemente, ETESA deberá enfrentar la situación, por lo que se ha cotizado el costo de los servicios dando como resultado que es de **B/.19,170.00** mensuales aproximadamente.

Con las premisas anteriores, en el análisis los ingresos y los costos directos e indirectos del proyecto, se realiza el siguiente flujo de fondos.

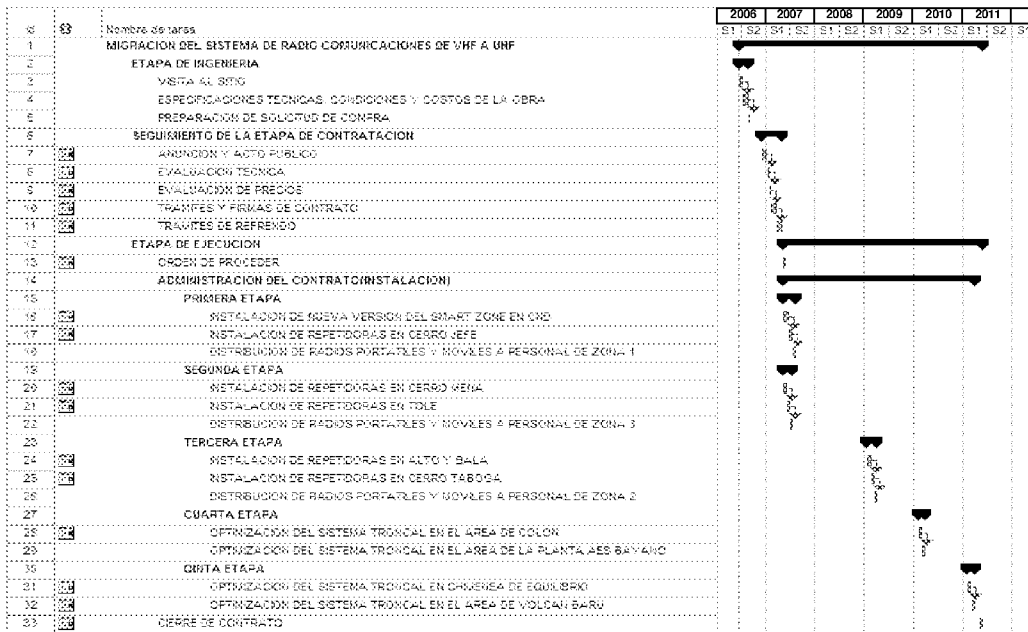
ANÁLISIS ECONÓMICO											
Costo Capital	10.0%										
	AÑOS										
INVERSIÓN	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Suministro e Instalación	1,299,600										
GASTOS (de hacerlo ETESA)											
Mantenimientos	0	16,500	16,500	16,500	16,500	16,500	16,500	16,500	16,500	16,500	16,500
Total	1,299,600	16,500	16,500	16,500	16,500	16,500	16,500	16,500	16,500	16,500	16,500
INGRESOS (por no hacer el proyecto)											
Gastos de Alquiler	0	230,040	230,040	230,040	230,040	230,040	230,040	230,040	230,040	230,040	230,040
Total	0	230,040	230,040	230,040	230,040	230,040	230,040	230,040	230,040	230,040	230,040
Flujo de Presupuesto	-1,299,600	213,540	213,540	213,540	213,540	213,540	213,540	213,540	213,540	213,540	213,540
VAN	B/. 12,511										
TIR	10.2%										

Del análisis del flujo del proyecto de la tabla anterior se puede afirmar que la ejecución del proyecto es factible bajo las premisas establecidas, ya que el proyecto presenta un **Valor Actual Neto (VAN)** positivo de **B/.12,511** y una **Tasa Interna de Retorno (TIR)** de **10.2%**, superior al **Costo del Capital** considerado en el proyecto.

La vida útil estimada de esta inversión es de 10 años.

PLAN DE IMPLANTACIÓN

La implantación del proyecto se realizara en 5 etapas, descritas en el cronograma que se muestra a continuación.



COSTO TOTAL DEL PROYECTO: B/.1,299,272.80**FLUJO DE DESEMBOLSO:****ETAPA 1:**

SUMINISTRO		\$ 180,000.00
INSTALACION		\$ 2,000.00
TOTAL COSTO BASE		\$ 182,000.00
<hr/>		
INGENIERIA	3.0%	\$ 5,460.00
DISEÑO	2.0%	\$ 3,640.00
ADMINISTRACION	4.0%	\$ 7,280.00
INSPECCION	3.0%	\$ 5,460.00
<hr/>		
TOTAL COSTOS INDIRECTOS		\$ 21,840.00
<hr/>		
TOTAL		\$ 203,840.00

	2005	2006
	\$ 180,000.00	\$ 2,000.00
	\$ 5,460.00	\$ 7,280.00
	\$ 3,640.00	\$ 5,460.00
	\$ 189,100.00	\$ 14,740.00

ETAPA 2:

SUMINISTRO		\$ 250,000.00
INSTALACION		\$ 2,000.00
TOTAL COSTO BASE		\$ 252,000.00
<hr/>		
INGENIERIA	3.5%	\$ 6,388.20
DISEÑO	1.5%	\$ 2,730.00
ADMINISTRACION	4.0%	\$ 7,280.00
INSPECCION	3.0%	\$ 5,460.00
<hr/>		
TOTAL COSTOS INDIRECTOS		\$ 21,858.20
<hr/>		
TOTAL		\$ 273,858.20

	2006	2007
	\$ 250,000.00	\$ 2,000.00
	\$ 6,388.20	\$ 7,280.00
	\$ 2,730.00	\$ 5,460.00
	\$ 259,118.20	\$ 14,740.00

ETAPA 3:

SUMINISTRO		\$ 250,000.00
INSTALACION		\$ 2,000.00
TOTAL COSTO BASE		\$ 252,000.00
<hr/>		
INGENIERIA	3.5%	\$ 6,388.20
DISEÑO	1.5%	\$ 2,730.00
ADMINISTRACION	4.0%	\$ 7,280.00
INSPECCION	3.0%	\$ 5,460.00
TOTAL COSTOS INDIRECTOS		\$ 21,858.20
<hr/>		
TOTAL		\$ 273,858.20

	2007	2008
	\$ 250,000.00	\$ 2,000.00
	\$ 6,388.20	\$ 7,280.00
	\$ 2,730.00	\$ 5,460.00
	\$ 259,118.20	\$ 14,740.00

ETAPA 4:

SUMINISTRO		\$ 250,000.00
INSTALACION		\$ 2,000.00
TOTAL COSTO BASE		\$ 252,000.00
<hr/>		
INGENIERIA	3.5%	\$ 6,388.20
DISEÑO	1.5%	\$ 2,730.00
ADMINISTRACION	4.0%	\$ 7,280.00
INSPECCION	3.0%	\$ 5,460.00
TOTAL COSTOS INDIRECTOS		\$ 21,858.20
<hr/>		
TOTAL		\$ 273,858.20

	2008	2009
	\$ 250,000.00	\$ 2,000.00
	\$ 6,388.20	\$ 7,280.00
	\$ 2,730.00	\$ 5,460.00
	\$ 259,118.20	\$ 14,740.00

ETAPA 5:

SUMINISTRO		\$ 250,000.00
INSTALACION		\$ 2,000.00
TOTAL COSTO BASE		\$ 252,000.00
<hr/>		
INGENIERIA	3.5%	\$ 6,388.20
DISEÑO	1.5%	\$ 2,730.00
ADMINISTRACION	4.0%	\$ 7,280.00
INSPECCION	3.0%	\$ 5,460.00
TOTAL COSTOS INDIRECTOS		\$ 21,858.20
<hr/>		
TOTAL		\$ 273,858.20

2009	
\$ 250,000.00	\$ 2,000.00
\$ 6,388.20	\$ 7,280.00
\$ 2,730.00	\$ 5,460.00
\$ 259,118.20	\$ 14,740.00

ANEXO 29
PLAN DE PLANTA GENERAL

Plan de Planta General

Presentamos a continuación la descripción y justificación de estos proyectos.

PROYECTO: ADQUISICIÓN DE EQUIPO DE MONITOREO EN LINEA DE AUTOTRANSFORMADORES

SUBPROYECTO: MONITOREO DE AUTOTRANSFORMADORES DE LAS SUBESTACIONES DE ETESA

ANTECEDENTES

Los autotransformadores de potencia del sistema eléctrico de ETESA, están llegando al promedio de la vida útil, con más o menos 30 años de explotación, lo que es un indicativo de que la probabilidad de fallas relacionadas al aislamiento del tanque pueda darse.

En la siguiente tabla podemos ver los años de servicio de los autotransformadores con más antigüedad.

SUBESTACION	EQUIPO	AÑOS DE SERVICIO	POTENCIA (MVA)	EXPECTATIVA DE VIDA(AÑOS)
M. DE NANCE	T-1	27	70	30
M. DE NANCE	T-2	27	70	30
PROGRESO	T-1	29	50	30
LL. SANCHEZ	T-1	27	70	30
PANAMA	T-2	30	175	30
PANAMA	T-3	26	350	30
*CHORRERA	T-1	12	50	30
CHORRERA	T-2	29	50	30

*Se incluyó este autotransformador porque la carga en Chorrera es muy alta y cada año es más difícil sacarlos para mantenimiento, un solo autotransformador no lleva la carga total.

OBJETIVO GENERAL:

Extender la vida útil de los autotransformadores de Potencia, mediante el monitoreo en tiempo real y continuo de diferentes parámetros.

OBJETIVOS ESPECIFICOS:

Tenemos identificados ocho (8) autotransformadores de potencia que están en el rango de 27 a 30 años de servicio, el tener vigilados estos autotransformadores nos evitaría desenergizar los autotransformadores de potencia para su mantenimiento predictivo, con la movilización de personal especializado, lo cual involucra costos en concepto de salarios, sobretiempos, viáticos, combustible, etc. Sin considerar los costos de desligue de energía durante el periodo de inspección.

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA:

Tomando en cuenta las demanda de energía y el crecimiento de la carga en la red eléctrica a nivel nacional, los autotransformadores son sometidos a incrementa en la carga, lo cual llegará a niveles que por su edad y capacidad, ocasionaran en el futuro posibles eventos, antes de realicen sus respectivos reposiciones.

Con el fin de conocer con antelación la condición instantánea de estos autotransformadores y como parte de la modernización del mantenimiento de subestaciones, considerando los cambios de paradigmas nace la necesidad de incursionar en la automatización y control remoto de las subestaciones, por ende de los equipos que en ella se encuentran ubicados.

Esto lo podemos ver en el control SCADA que utiliza el CND para controlar ciertos equipos en las principales subestaciones; tal es el cierre y apertura de interruptores, cuchillas motorizadas y medición de otros parámetros como son: potencia real y reactiva, voltaje, amperaje y otras más. Esta automatización y control se usan en las subestaciones **Panamá II, Santa Rita, Veladero y Guasquitas**, computarizadas en su totalidad.

Es necesario que ETESA, este a la vanguardia en lo que a tecnología se refiere, para afrontar las exigencias en materia de calidad y disponibilidad para así cumplir con los requerimientos del mercado eléctrico. Con cada salida no programada de algún componente eléctrico se ocasionan grandes pérdidas a la empresa, situación que hay que prevenir para mantenerse competitiva.

JUSTIFICACIÓN ECONOMICA:

- Hay muchas razones económicas para monitorear los autotransformadores en línea, siendo la principal de ellas el alto costo de reemplazar estos equipos; que en el peor de los casos, requeriría una inversión según el nivel de voltaje y potencia de aproximadamente **B/.15,000.00 por MVA**.

El monitoreo en tiempo real de ocho (8) autotransformadores reducirían los gastos de mantenimiento de la siguiente forma:

Descripción de Costos	Costo Anual (B/.)
Pruebas Eléctricas a los 8 Transformadores de Potencia	28,000.00
Calibración de los Equipos de Prueba	18,000.00
Mano de Obra	6,850.00
Combustible	288.00
Viáticos	1,980.00
TOTAL	55,118.00

Es importante tomar en cuenta que por cada autotransformador se le realizan dos (2) tipos de mantenimientos, el predictivo y el preventivo, los cuales se realizan a cada uno, una vez al año; por lo tanto solamente se indisponen estos autotransformadores dos (2) veces al año.

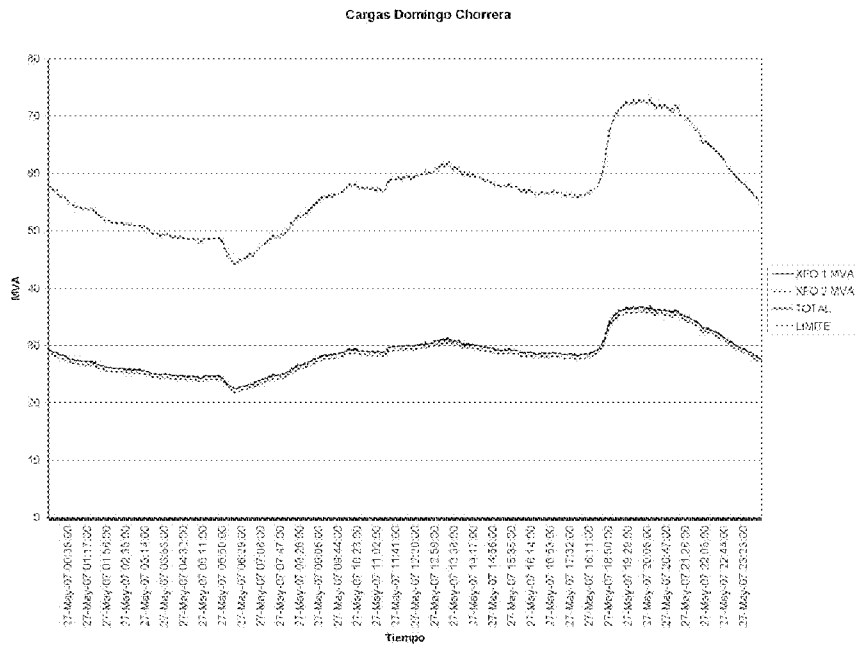
Tomando en cuenta este dato, con la instalación del sistema de monitoreo remoto se tendría un monitoreo constante del autotransformador y se detectarían al instante cambios en el estado del mismo.

Hay que tomar en cuenta que al pasar los años los costos del mantenimiento van aumentando debido al alza del precio del petróleo, al deterioro de los vehículos, incremento de salario de los trabajadores, que se estiman en un factor de crecimiento de 3 al 5% anual.

La inspección actual de los autotransformadores vuelve más sensible al sistema, al tener que sacar los equipos (caso típico y más crítico: la S/E Chorrera), al incrementar la carga se afectaría más clientes al salir un autotransformador por motivos no deseados y los cargos serían mayores (energía no servida, multas, etc.).

También la razón más importante de conectar estos equipos es que se evita tener que sacar de servicio los autotransformadores de potencia para realizarle mantenimiento predictivo, eso significaría que no se verían afectados los usuarios de los agentes distribuidores debido al desligue de carga durante el periodo de ejecución de los trabajos de mantenimiento.

A continuación presentamos el gráfico de carga de la Subestación Chorrera, en donde se muestra claramente lo expuesto en el párrafo anterior:



El crecimiento económico que actualmente tiene nuestro país se refleja directamente en un incremento de la carga del Sistema, por lo que es difícil realizar un mantenimiento sin tener que afectar a clientes finales. Con este sistema de monitoreo remoto (On Line) tratamos de minimizar el impacto que estas desconexiones ocasionarían a la economía del sector.

Con todo lo expuesto sino realizamos estos mantenimientos, aumentaría la probabilidad de una falla.

Escenario en Horas Picos de la S/E Chorrera	Escenario en Horas Valles de la S/E Chorrera
Penalización por Energía No Servida = $(16.83 \frac{\text{MW}}{\text{h}}) \times 12\text{h} \times 1,500 \frac{\text{B/.}}{\text{MW}} = \mathbf{B/.302,940.00}$	Penalización por Energía No Servida = $(1.22 \frac{\text{MW}}{\text{h}}) \times 12\text{h} \times 1,500 \frac{\text{B/.}}{\text{MW}} = \mathbf{B/.21,960.00}$
<i>Costo del Mantenimiento Correctivo (Reemplazo de Cuatro Pasamuros)</i>	
<i>Duración de la Reparación = 24 horas</i>	
CMC = Pasamuros + Mano de Obra + Prestaciones = (2,500x4) + (8 x 10 personas x 6.4135) + (16 x 10 personas x 6.4135 x 1.5) = 10,000 + 513.08 + 1,539.24 + 230.89 = B/.12,283.21	
<i>Análisis de Costo – Beneficio:</i>	
$\frac{\text{Beneficio (B/.)}}{\text{Costo (B/.)}} \geq 1$	$\frac{337,183.21}{62,060} = 5.43$

Este es el análisis para una sola subestación, si incluimos el resto de las subestaciones se incrementa el valor de la razón de Beneficio/Costo.

- **Costo Total de la Inversión:** B/.496,480.00

MONTOS DE INVERSIÓN

No.	Ítem	Suministro		Instalación (B/.)	Total (B/.)
		Cantidad	Monto (B/.)		
Costos Base					
1	Equipo de Monitoreo de Transformadores	8	416,000.00	7,000.00	423,000.00
2	Materiales Eléctricos:	Varios	5,000.00		5,000.00
	Cable UTP Cat 5e				
	Conectores				
		<i>Subtotal Base</i>	421,000.00	7,000.00	<u>428,000.00</u>
	Contingencias (5%)				<u>21,400.00</u>
	Costos Indirectos				
	Diseño (3%)				0.00
	Ingeniería (4%)				17,120.00
	Inspección (3%)				12,840.00
	Administración (4%)				17,120.00
		<i>Subtotal Indirectos</i>			<u>47,080.00</u>
	Total (B/.)				<u>496,480.00</u>

PLAN DE TRABAJO

Código	Descripción	Duración
100	PROYECTO - EQUIPO DE MONITORES DE TRANSFORMADORES	1019 días
101	ETAPA 1 - SE PARRAMA	214 días
102	Ingeniería	15 días
103	Administración	34 días
104	Sanitario e Instalación	165 días
105	ETAPA 2 - SE PARRAMA Y CROPECORÁ	214 días
106	Ingeniería	15 días
107	Administración	34 días
108	Sanitario e Instalación	165 días
109	ETAPA 3 - SELLAKI SANCHEZ Y PROGRESO	214 días
110	Ingeniería	15 días
111	Administración	34 días
112	Sanitario e Instalación	165 días
113	ETAPA 4 - SE MAYA DE NUEVE	214 días
114	Ingeniería	15 días
115	Administración	34 días
116	Sanitario e Instalación	165 días

FLUJO DE DESEMBOLO:

ETAPAS	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL
Suministro	54,525.00		257,275.00	203,225.00	908,150.00	1,423,175.00
Diseño		6,420.00	4,280.00	4,280.00		15,100.00
Ingeniería	2,140.00	875.00	2,825.00	1,750.00		7,690.00
Instalación		1,695.00	4,815.00	3,210.00	1,750.00	11,570.00
Inspección		6,420.00	4,280.00	4,280.00		15,100.00
Administración	2,140.00					2,140.00
Contratante	5,250.00		5,250.00	5,250.00	5,250.00	21,000.00
Total	66,005.00	20,670.00	179,225.00	115,170.00	115,360.00	496,430.00

PROYECTO: AUTOMATIZACIÓN E INTEGRACIÓN DE LAS SUBESTACIONES MANUALES A AUTOMATIZADAS (PLAN PILOTO)

ANTECEDENTES

Actualmente en la Red de Transmisión de ETESA, existen subestaciones que vienen del inicio del Sistema Interconectado Nacional, estas subestaciones cuentan con más de 25 años de servicio y las mismas en la parte de monitoreo y control, son de tecnología obsoleta.

En estas subestaciones tenemos IED de diferentes fabricantes y los mismos que no pueden comunicarse entre sí, ya que no manejan los mismos protocolos. En adición, los esquemas de supervisión de los circuitos de disparos, esquemas de verificación de sincronismo, y los paneles de alarmas y señalización requieren ser reemplazados, ya que cuentan con una tecnología obsoleta que además no disponen de repuestos en el mercado.

La mayoría de estas subestaciones, están confrontando problemas de alambrado, disminución con el espacio físico y baja confiabilidad al momento de ejecución de maniobras de forma remota. Todos estos inconvenientes serían superados modernizando los sistemas de maniobras de las subestaciones.

El proyecto propone actualizar las subestaciones, a través de la integración de los IED's actualmente instalados; mediante nuevos dispositivos controladores de bahía e implementar la automatización de la subestación utilizando un concentrador (Gateway) de información para crear una red TCP/IP local, de manera que estas subestaciones lleguen a un nivel igual que el de las subestaciones automatizadas, con que actualmente cuenta ETESA.

El alcance de la gestión es a nivel nacional e involucra a todas las subestaciones de ETESA con más de 20 años de servicio y que actualmente cuenta con tecnología obsoleta para realizar las funciones de supervisión y control de la subestación.

OBJETIVO GENERAL

Incrementar la eficiencia en el área de Protección, Control y Monitoreo de las Subestaciones de ETESA:

- Mejorar la confiabilidad de las subestaciones de ETESA.
- Optimizar la recopilación de data en la subestación a través de una red de gestión de la información con los dispositivos instalados en la subestación (IED).
- Actualizar y mejorar los esquemas de supervisión y control de la subestación.
- Disponer de datos no operativos.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Mejorar el tiempo de elaboración de informes de eventos ocurridos en el SIN.
- Contar con una sola base de datos de la información extraída de los diferentes IED instalados en las subestaciones.
- Aumentar la confiabilidad de los diferentes esquemas de control.
- Contar con monitoreo de alarmas de los diferentes equipos instalados en la subestación en un solo dispositivo.

- Aumentar el espacio disponible en la sala de protección y control.
- Disminución del cableado existente.
- Inicio de migración hacia el protocolo de interoperabilidad de subestaciones utilizando IED's de diferentes fabricantes, protocolo IEC 61850.
- Plataforma de comunicación TCP/IP.

En la siguiente tabla se muestran subestaciones que serán automatizadas progresivamente:

Subestación	Entrada en Operación	Años en Servicio
Panamá	1978	30
Cáceres	1975	33
Chorrera	1976	32
Llano Sánchez (Vieja)	1978	30
Mata de Nance	1978	30
Caldera	1976	32
Progreso	1982	26

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

El objetivo general del proyecto es migrar a un Sistema Automatizado de Subestación mediante la integración de los distintos IED's e implementar un Sistema de Gestión Local y Remoto. El principal beneficio del proyecto es el aumento de la confiabilidad de nuestro sistema por medio del reemplazo de tecnologías obsoletas que no poseen respaldo de sus fabricantes y que en caso de una contingencia ocasionaría grandes pérdidas económicas a la empresa y al país.

¿Por qué Automatizar las Subestaciones Manuales de ETESA?

Los avances tecnológicos realizados a los IED's en los sistemas de automatización modernos proporcionan datos precisos para dar apoyo a las funciones principales del negocio, también facilita el mejoramiento mediante la adición o modificación remota de las funciones de los IED's, diagnóstica y remedia los problemas de manera expedita, y mantiene documentación precisa de la configuración funcional de la subestación. Los sistemas automatizados, cuentan con las siguientes características:

- La creciente demanda requiere de la expansión de las subestaciones existentes, por lo que la confiabilidad y continuidad del servicio de transmisión se vuelve cada día un factor determinante, ya que ante una contingencia se requiere de una rápida respuesta. Esto solamente puede ser obtenido mediante la automatización, la cual brinda al supervisor de la subestación una rápida identificación del área donde ocurrió la falla.
- Desde el punto de vista del negocio, las futuras subestaciones deben proporcionar información precisa, en tiempo real y confiable a los centros de control de potencia.
- Los sistemas convencionales existentes requieren muchos cambios en equipos secundarios para agregar funciones adicionales, lo cual implica ampliaciones en las Casas de Control, siendo las mismas muy onerosas y poniendo en peligro al sistema, ya que se estaría trabajando próximos a equipos energizados.

- Los nuevos IED's multifuncionales tienen la capacidad de agregar funciones a los equipos primarios existentes sin tener que alambrear. Igualmente, los IED's proporcionan mayor información sobre las condiciones operativas de los sistemas y equipos.
- La automatización brinda la posibilidad de poder diagnosticar y/o monitorear los problemas en tiempo real que ocurran en las subestaciones, y provee información precisa sobre las mismas, acortando el tiempo requerido para el análisis de los problemas, lo cual resulta en una minimización del tiempo de restauración ante una falla y aumenta la confiabilidad de la subestación y por ende del Sistema.

Para garantizar la continuidad y confiabilidad del sistema ante los cambios tanto tecnológicos como demográficos que afectan a el Sistema Interconectado Nacional (SIN), es necesario reemplazar los equipos con tecnologías obsoletas por equipos que brinden una mayor ventajas desde el punto de vista tecnológico como el funcional para evitar fallas que pueda ocasionar grandes repercusiones para la el país.

Con el fin de cumplir con los objetivos del proyecto, se ha diseñado una primera fase con un Plan Piloto, el cual incluye la automatización de gran parte de la S/E Chorrera. De obtenerse los resultados esperados, se extenderá las otras subestaciones (Panamá, Cáceres, Llano Sánchez, Mata de Nance, Progreso, Charco Azul y Caldera).

Arquitectura para la Automatización e Integración de las Subestaciones Manuales de ETESA

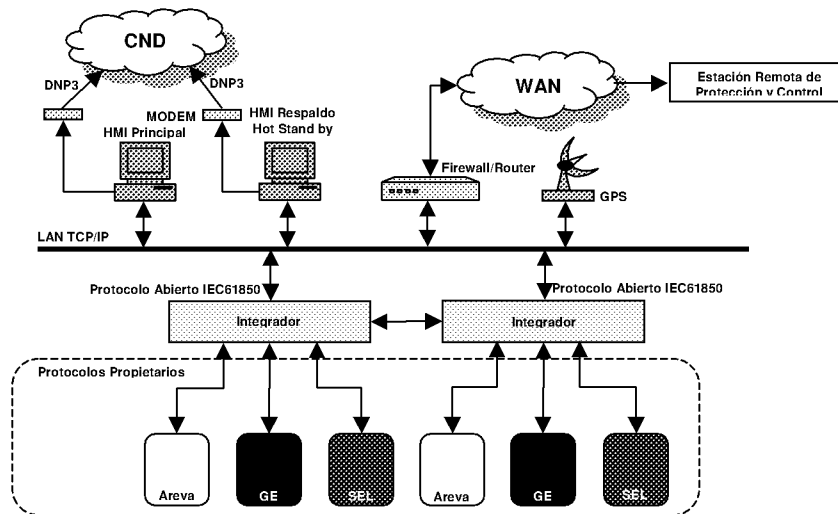
Los avances tecnológicos a nivel de protección, control y comunicación hacen que cada día más, sea importante tener en tiempo real la información tanto operativa como no operativa, para que la información esté disponible en los distintos centros de control y monitoreo.

Con un sistema de comunicación de alta velocidad y la implementación de IED's multifuncionales, la información pueda ser utilizada remotamente. Eso conlleva a otra interrogante, ¿Cómo lograr todo esto, cuando los IED's en las subestaciones son de diferentes fabricantes?

La solución esta interrogante se logra con la implementación de una arquitectura distribuida utilizando un integrador, el cual pueda comunicarse con cada IED y a su vez enviar dicha información a los centros de control y monitoreo.

Este integrador va convertir los protocolos de comunicación propietario de cada uno de los IED's a un protocolo abierto (IEC 61850), de manera que no nos veamos amarrados o atados a un solo fabricantes sino tener la posibilidad de poder seleccionar aquellos equipos que cumplan con nuestras especificaciones y que nos brinden mayores valores agregados.

En el siguiente diagrama mostramos el esquema que ETESA pretende implementar en las Subestaciones Manuales ó denominadas "Viejas":



JUSTIFICACIÓN ECONOMICA

- Expectativa de Vida:** Los equipos de control a reemplazar tienen una expectativa de vida promedio de 10 años, por obsolescencia tecnológica. Estos equipos han superado este periodo, ya que han estado en servicio por más de 20 años. Los repuestos para los equipos actuales, ya no se fabrican lo que pone en riesgo la confiabilidad de las subestaciones que aún utilizan este tipo de tecnología, a esto hay que sumarle el incremento en el costo del mantenimiento debido al aumento de la periodicidad de los mismos, ya sea Mantenimiento Preventivo (MP) como Mantenimiento Correctivo (MC).
- No Realizar la Inversión:** El no realizar este proyecto podría provocar grandes implicaciones en la estabilidad y confiabilidad del SIN, ya que la falla de estos equipos pueden provocar desconexiones a clientes, trayendo como consecuencia penalizaciones económicas por Energía No Servida (ENS) y el pago en concepto de Generación Obligada y Desplazada.

Basados en un supuesto, de ocurrir una falla en la Subestación de Chorrera y que el CND (Centro Nacional de Despacho) no podrá cerrar los interruptores por telemando porque el equipo de control de los interruptores sufrió un daño a causa del evento o posterior al mismo no se cuenta con repuestos porque fabricante dejó de producirlos.

Esto significa que se tendría que restablecer el sistema de forma manual. Ese tiempo que toma el personal de subestaciones en llegar a la subestación y detectar la falla, significa para ETESA, grandes pérdidas económicas en concepto de penalizaciones y la imagen de la empresa se ve afectada.

Energía Perdida (Aprox.) = 170 MWh
 Duración de la Falla = 2 horas
 Penalización por ENS = 1,500 \$/MWh

Penalización por la Falla = 170 MWh x 1,500 \$/MWh = B/.255,000.00

Ahora bajo el escenario (muy probable) en que no se puede reparar el equipo, esto significaría que un técnico de subestaciones deberá estar disponible en sitio, las 24 horas. Esto es otra gran erogación que estimamos en B/.8,000.00 por mes, en concepto de sobretiempo, recargos y gastos de alimentación.

Si a este costo, lo multiplicamos por la cantidad de meses que toma la gestión de compra más la entrega del equipo, esto puede tomar aproximadamente 4 meses sin tomar en consideración la instalación y el análisis que se debe realizar previo a la instalación, ya que sería un equipo totalmente moderno, ya que el equipo existente no es fabricado, lo que agrega una variante más, que aumenta tiempo de respuesta.

Costo Total de No Realizar la Inversión = 255,000 + (8,000 x 6)
 = **B/.303,000.00**

Costo Total de la Inversión 2009: B/.207,060.00

MONTOS DE INVERSIÓN

No.	Ítem	Suministro		Instalación (B/.)	Total (B/.)
		Cantidad	Monto (B/.)		
Costos Base					
1	Equipo Integrador	2	40,000.00	0.00	80,000.00
2	Controladores de Bahía	4	9,000.00	0.00	36,000.00
3	Equipo de Entradas/Salidas Remoto	6	8,000.00	0.00	48,000.00
4	Materiales Eléctricos	1	10,000.00	0.00	10,000.00
		Subtotal Base	67,000.00	0.00	174,000.00
	Contingencias (5%)				8,700.00
Costos Indirectos					
	Diseño (3%)				5,220.00
	Ingeniería (4%)				6,960.00
	Inspección (3%)				5,220.00
	Administración (4%)				6,960.00
		Subtotal Indirectos			24,360.00
	Total (B/.)				207,060.00

PROYECTO: ADQUISICIÓN DE TORRES DE EMERGENCIA PARA RESTAURAR EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL EN CASO DE NECESIDAD

ANTECEDENTES

ETESA tiene la gran limitante por no contar con un mecanismo o dispositivo que le permita actuar con rapidez y eficiencia para la normalización el servicio de transmisión eléctrica, en caso de producirse un colapso de una o más torres de la red de transmisión.

Existen evidencias históricas de antecedentes con problemas de colapso de torres, como lo representa lo sucedido en los años 90 cuando el entonces **Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE)** tuvo que enfrentar un incidente sucedido en una en las torres de los circuitos de transmisión 230-5 y 6, ubicada en el **distrito de Cañazas, provincia de Veraguas**. En este evento ocurrido en la época del IRHE, se utilizó una considerable cantidad de recursos en concepto de horas-hombre y equipos durante un período de 36 horas continuas, solo para normalizar el servicio; para reparar la estabilización de la torre fue necesaria la utilización de una gran cantidad de recursos adicionales.

OBJETIVO:

- Adquirir seis (6) torres de emergencia, o de armado rápido, fabricadas de aluminio de alta resistencia, con características apropiadas para trabajar tanto en tensión o en suspensión, con y sin ángulos, para una rápida respuestas ante eventos catastróficos producido por naturaleza o por el hombre que afecten las torres de 230 o 115 KV.

DESCRIPCIÓN:

Las torres de emergencia, serán de gran beneficio para trabajos relacionados a la reubicación de torres o para reforzar torres existentes, así como para atender el colapso de torres.

BENEFICIOS:

- Estas torres presentan una gran beneficio, ya que en comparación con los postes de madera de 75 pies existentes en los almacenes de ETESA, tienen mayor maniobrabilidad de ser desarmar y armadas, en cuanto al tiempo y personal necesario.
- El traslado de las torres de emergencia, en comparación con otros recursos disponibles, presentan ventajas en cuanto a su peso y dimensión, en el momento que sea necesario atender un evento en sitios de difícil acceso.
- Ahorro de costos por concepto de Mano de Obra, Generación Obligada y desplazada, en caso del colapso de una o más torres.

SUMINISTRO

- El proyecto contempla el suministro por parte de un proveedor de las torres de emergencia y capacitación. El personal de ETESA, realizará los operativos de campo cuando sea necesario para su utilización.
 - Además se contempla que el suministro cuente con lo siguiente:
 - Programa computarizado que permita introducir los datos específicos de la(s) torre(s) averiada(s), para obtener sugerencias del proceso a seguir para instalar la(s) torre(s) de emergencia.

- x Adiestramiento de personal de ETESA, en campo para el montaje y para el uso de los programas computarizados.
 - Estas torres deben tener facilidades de transporte, y de armado en busca de una economía en los tiempos de reposición ante estos eventuales colapsos. Se propone de la adquisición de seis (6) torres, dos para cada zona operativa, con altura y robustez apropiada para la red de 230 KV, lo cual evidentemente también las hace apropiadas para los sistemas de 115 KV.

COSTOS Y PROGRAMA FECHAS DE ENTREGA

- La inversión total será de **B/. 793,800**, desglosados así:
 - o Costo directos de torres: **B/. 735,000** a razón de **B/. 122,500** por torre.
 - o Costos indirectos asociados: **B/. 58,800.00**.
- Esquema de entregas parciales (escalonado) de la siguiente manera:
 - o Dos (2) torres cargadas al presupuesto del año 2009.
 - o Dos (2) torres cargadas al presupuesto del año 2010.
 - o Dos (2) torres con el presupuesto del año 2011.

MONTOS DE INVERSIÓN

No.	Item	Suministro		Instalación (B/.)	Total (B/.)
		Cantidad	Monto (B/.)		
	Costos Base				
1	Torres de Emergencia	6	90,000.00	0.00	540,000.00
2	Juegos de Herramientas para Instalación	3	55,000.00	0.00	165,000.00
3					
4					
		Subtotal Base	155,000.00	0.00	735,000.00
	Contingencias (5%)				0.00
	Costos Indirectos				
	Diseño (3%)				9.00
	Ingeniería (4%)				29,400.00
	Inspección (3%)				9.00
	Administración (4%)				29,400.00
		Subtotal Indirectos			58,800.00
	Total (B/.)				793,800.00

EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN NUEVO EDIFICIO PARA ETESA

CONTENIDO

- 1. ANTECEDENTES: 17**
- 2. AREAS DE TRABAJO POR DIRECCIÓN. 18**
- 3. PERSPECTIVA: ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS 18**
 - a) CASO CONTINUAR ARRENDANDO OFICINAS. 19**
 - A1) SERVICIOS
 - B) CONSTRUCCIÓN DEL NUEVO EDIFICIO EN EL TERRENO DEL COMPLEJO DEPORTIVO. 21**
 - B1) SERVICIOS
 - B2) SISTEMAS ESPECIALES
 - B3) PERÍODO DE EJECUCIÓN DEL EDIFICIO
- 4. ANALISIS DE MINIMO COSTOS Y RENTABILIDAD DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA. 23**
- 5. CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIÓN 26**

ANEXO A

ANEXO B

1. ANTECEDENTES:

Durante los últimos 40 años, desde la operación del Instituto de Recursos Hidráulico y Electrificación, y hasta la creación de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A., (ETESA), se pagaron diez millones quinientos sesenta mil balboas **(B/10,560,000.00)**, aproximadamente, en concepto de alquiler de edificio. Durante todo ese tiempo, se evaluaron diferentes alternativas para la construcción de un edificio propio con niveles de rentabilidad aceptables, las cuales por diferentes razones no se culminaron.

Desde la creación de ETESA, en el año 1998, a través de La ley 6, marco regulatorio del proceso privatización del Sector Eléctrico hasta la fecha, se ha incurrido en altos costos de alquiler, aproximadamente se han gastado unos **B/ 2,644,744.90.** Adicionalmente, se han realizado remodelaciones a las oficinas, compra de mobiliarios y modulares para albergar la sede principal de ETESA, en instalaciones que no son de su propiedad, alcanzando un costo promedio por año de B/. 31,250.00.

La compra del Edificio Hatillo, por parte de la Alcaldía de Panamá, a inicios de del año 2007, obligó el traslado de nuestras oficinas administrativas a una nueva sede. La búsqueda de instalaciones, apropiadas a las necesidades de ETESA, culminó con la identificación del Edificio Sun Tower Mall, ubicado en la Vía Ricardo J. Alfaro, Corregimiento de Bethania, Distrito y Provincia de Panamá, construido sobre la finca N° 102958, lo cual fue aprobado por nuestra Junta Directiva, representando un gasto de remodelación, acondicionamiento y mudanza, de B/ 930.000.00 aproximadamente (ver anexo).

2. AREAS DE TRABAJO POR DIRECCIÓN.

Para realizar esta evaluación, se determinaron los espacios requeridos según la estructura organizativa de la empresa, un detalle de esta información se presenta en el anexo. A continuación se presenta la distribución en metros cuadrados asignados a cada área de trabajo, según dirección administrativa.

AREAS DE TRABAJO POR DIRECCIÓN

Unidad Administrativa	Áreas Mts²
Despacho Superior	837
Dirección Ejecutiva de Transmisión	2473
Dirección Ejecutiva de Servicios Corporativos y Finanzas	2263
Dirección de Operación Integrada	2745
Fiscalización CGR	111
Área Común	610
TOTAL	9039

Adicionalmente, se destinarán 3758 m² para estacionamientos de los autos del personal y la flota vehicular del área metropolitana de ETESA. Resultando un área total de 12,797 m².

3. PERSPECTIVA: ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS

En este documento se presenta el estudio de las diferentes alternativas, para atender las necesidades del personal que alberga las oficinas administrativas de ETESA, con la finalidad de obtener una solución al problema de la ubicación a partir de las evaluaciones realizadas. Las alternativas evaluadas son:

A. CASO CONTINUAR ARRENDANDO OFICINAS.

El costo del contrato de arrendamiento que se paga por los pisos alquilados en el edificio Sun Tower Mall, es de B/ 31,785.77 mensual, incluyendo el costo de mantenimiento y los impuestos correspondientes, que al compararlo al contrato de alquiler de las oficinas del Hatillo representa un incremento anual promedio de B/9,746.23.

Para el análisis de esta alternativa se consideró un incremento anual promedio de 2.5%, basados en el renglón de alquiler del Índice de Precios al Consumidor.

Esta alternativa, conlleva continuar con las limitaciones y los problemas asociados a la distancia entre las diferentes instalaciones de la empresa, ubicadas en la Vía Ricardo J. Alfaro, como lo son la Gerencia del Centro Nacional de Despacho (CND), en Condado del Rey, la Gerencia de Operaciones y Mantenimiento (GOM), en las instalaciones del Complejo Deportivo y las oficinas administrativas de ETESA, en el Edificio Sun Tower Mall.

1. La distancia entre el CND, la GOM y las oficinas administrativas ubicadas en el Edificio Sun Tower Mall, incide negativamente en el desempeño administrativo de la empresa, debido a que, tanto el desplazamiento del personal, el manejo de la documentación y trámites inherentes entre estas oficinas, se debe dar entre estas áreas de trabajo. Un 44% (144) de los trabajadores del área metropolitana, con sede en el Centro Nacional de Despacho - CND (51) y la Gerencia de Operación y Mantenimiento – GOM (93), laboran a 3.71 y 3.25 kilómetros respectivamente, de la sede principal actual, ubicada en el edificio Sun Tower Mall, generando gastos anuales aproximados en combustible por el orden B/. 6,682.50. También se incurre en gastos de horas-hombre, por viaje de ida y vuelta a las instalaciones de Tumba Muerto y el CND, y viceversa lo que representa una erogación anual de aproximadamente B/.48,205.00. Este costo se ha estimado con base en el salario promedio de ETESA, dado que el

personal en tránsito es variado, más la carga prestacional legal exigida.¹

2. La segmentación de instalaciones requiere duplicidad de contratos de algunos servicios, como por ejemplo seguridad y limpieza, entre otros.
3. La interrupción de labores, para dedicarlo al traslado o transporte produce atrasos en la ejecución de tareas, que no se ha cuantificado.

A.1 SERVICIOS: Con relación a los costos de operación (comunicación, energía y combustible) y mantenimientos adicionales (permanentes o temporales) se pueden cuantificar a continuación sobre la base de los parámetros actuales que se consumen en el área metropolitana:

- **Servicios Básicos:** Actualmente ETESA paga en promedio mensual la suma de veintisiete mil seiscientos sesenta y dos balboas con cero centésimos mensuales (B/.27,662.00) por estos servicios, totalizando B/.331,944.00.
- **Servicios de Seguridad:** personal y equipo técnico de vigilancia y control: tiene un costo siete mil ochocientos veinte con noventa centésimos (B/.7,820.90), totalizando unos B/.93,845.00 anuales.
- **Servicios de limpieza y mantenimiento:** Estos servicios cuestan alrededor de trece mil cuatrocientos sesenta y seis balboas con veinticinco centavos (B/.13,466.25) mensuales, totalizando B/.161,595.00, anuales.

¹. No considera el gasto de transporte de los colaboradores realizado por cuenta propia

B. CONSTRUCCIÓN DEL NUEVO EDIFICIO EN EL TERRENO DEL COMPLEJO DEPORTIVO.

Esta alternativa considera la construcción de un edificio moderno y eficiente, con diseño y tecnología de punta, en cuanto a ahorros de energía eléctrica se refiere, en un terreno propio de ETESA.

El costo de construcción de este nuevo edificio se ha estimado en B/.6,439,945.00. Esta inversión significaría un incremento de los activos de la empresa y una disminución de los costos de operación y mantenimiento por el orden de B/. 4,312,133.00.

Para este análisis se ha considerado el costo de diseño, de construcción, sistemas especiales (elevadores, sistema de aire acondicionado, planta auxiliar y otros) e imprevistos que totalizan B/.10,093,414.00.

INVERSION

Detalle	Monto (B/.)
Construcción del Edificio	6,439,945
Sistemas Especiales	2,102,450
Imprevistos	1,551,019
TOTAL SIN FINANCIAMIENTO	10,093,414

El proyecto considera la utilización de 4,000 m² de los terrenos, propiedad de ETESA ubicados en la vía Ricardo J. Alfaro, valuados en B/.350.00 el m².

B.1 SERVICIOS:

Con relación a los costos de servicios básicos, seguridad y limpieza se han considerado ahorros, respecto a los requeridos en la alternativa planteada de continuar alquilando, detallados a continuación.

- **Servicios Básicos:** Se estima que estos costos podrían disminuir en 5% al considerarse en el diseño del nuevo edificio, un sistema de ahorro de agua y energía eléctrica. Que asciende a B/.16,597.00 al año.
- **Servicios de Seguridad:** El ahorro de este renglón de gastos se ha estimado conservadoramente en 3%, respecto al monto actual, considerando una disminución del personal y equipo técnico de vigilancia y control requerido. Asciende a 2,815.00 al año.
- **Servicios de limpieza:** Al igual que en el caso del servicio de seguridad, la disponibilidad de un solo edificio presupone un ahorro, en este caso de 2% aproximadamente, B/.3,232.00 al año.

B.2 PERIODO DE EJECUCIÓN DEL NUEVO EDIFICIO.

Este proyecto tiene un período de ejecución de dos años y medio. De aprobarse el proyecto en el Plan de Expansión del año 2008, la programación del diseño se estima para el último trimestre del año 2008, o durante el primer trimestre del 2009. Por consiguiente, el acto competitivo, la evaluación de las propuestas, la adjudicación y la firma del contrato podrían darse durante los meses de octubre y noviembre de 2008, con lo cual la construcción estaría realizándose a partir del primer trimestre de 2009 y extenderse hasta junio de 2011. Con dicha programación, se estima el inicio de operación para el 01 de julio de 2011.

Basados en que la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., se rige por la Ley N°22 de la Dirección de Contrataciones Públicas, hemos considerado en el período de ejecución del proyecto, todos los requerimientos que la misma nos exige.

4. ANALISIS DE MÍNIMO COSTOS Y RENTABILIDAD DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA.

La metodología de evaluación consiste en determinar los beneficios por concepto de ahorro que el proyecto proporciona versus los costos que implica seguir alquilando las instalaciones para el funcionamiento de la empresa.

4.1 Identificación de beneficios

Los beneficios atribuibles a la construcción del edificio, son los siguientes:

a. **Ahorro en costos de operación del edificio:**

Corresponde a los ahorros por concepto de las horas-hombre pagadas por la movilización del personal y los servicios básicos pagados (agua, energía eléctrica y comunicaciones) así como los servicios de seguridad, combustible y limpieza, etc.

b. **Mejoramiento de la eficiencia del personal**

En este proyecto que se persigue concentrar, en un solo edificio, varias dependencias que funcionan en localizaciones separadas, se lograría el aumento de la productividad del personal. El aumento de productividad proviene de un ahorro de tiempo en el desplazamiento de los funcionarios entre las sedes a considerar.

c. **Ahorro de tiempo para los clientes, proveedores y colaboradores**

Este ahorro se traduce en un menor tiempo utilizado por los clientes internos y externos que realizan trámites en las distintas dependencias administrativas y que por causa del proyecto se concentran en una sola ubicación o en un mismo edificio.

d. **Ahorro por concepto de costos de arriendo de Inmuebles**

Por otra parte, el ahorro del costo de arriendo representa un beneficio directo del proyecto).

e. **Beneficios Intangibles**

El concepto de beneficios "intangibles" se refiere a la identificación de beneficios que no se pueden cuantificar, pero que deben incidir en la decisión cuando se debe optar entre estas alternativas. Dentro de éstos cabe mencionar la comodidad de

los clientes y proveedores, la imagen e identidad de la empresa, mejoramiento de las condiciones de trabajo para los colaboradores y mayor seguridad.

4.2 Identificación de costos

Los costos pueden clasificarse en: costos de inversión, costos de operación y costos de mantenimiento.

a. Costos de Inversión

Los costos de inversión están representados por los costos de construcción del edificio.

b. Costos de operación y mantenimiento.

Dentro de los costos de operación se pueden distinguir: costo de las horas-hombre en concepto de movilización entre las distintas sedes, costos de los servicios básicos (agua potable, electricidad, comunicaciones, etc.), seguridad y limpieza.

4.3 Horizonte de evaluación

El horizonte de análisis para este proyecto es de 15 años. Asumiendo que en ese período no se producirán cambios importantes que afecten los supuestos hechos al momento de evaluar el proyecto.

4.4 Indicadores de rentabilidad

El método de evaluación que se emplea tiene por finalidad determinar la rentabilidad económica de la construcción del edificio para albergar las oficinas administrativas y operativas de ETESA.

El indicador de rentabilidad utilizado en este proyecto es el Valor Presente Neto (VPN). Para lo cual se han identificado y cuantificado los costos y beneficios involucrados.

El criterio económico que se ha utilizado para decidir sobre cuál alternativa se debe ejecutar, es el de satisfacer la necesidad al mínimo costo. Este indicador de mínimo costo permite comparar proyectos que tienen beneficios similares en el tiempo. En este caso, lo relevante son los costos de inversión, de operación y mantenimiento.

Este criterio está basado en que generalmente este tipo de proyecto tiene por objeto recuperar el nivel de servicios ofrecidos; por lo tanto, la no ejecución de ellos, significa postergar beneficios

En el Anexo se presenta el detalle de cálculos de costos de cada una de las alternativas evaluadas, cuyos resultados de valor presente neto es el siguiente:

VALOR PRESENTE DE ALTERNATIVAS

ALTERNATIVA		IMPORTE
A	CONTINUAR ALQUILANDO	4,234,601.00
B1	CONSTRUCCIÓN DE EDIFICIO NUEVO EN TUMBA MUERTO SIN IDC	3,084,066.00
B2	CONSTRUCCIÓN DE EDIFICIO NUEVO EN TUMBA MUERTO CON IDC	3,202,494.00

Como se puede apreciar, el mínimo costo de las alternativas corresponde a la construcción del nuevo edificio.

El proyecto de construcción del nuevo edificio, adicional a los ingresos tarifarios, contiene significativos ahorros que le permiten alcanzar una tasa de rentabilidad interna de **18.39%**.

5. CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIÓN

Se recomienda la construcción del edificio principal de ETESA en el terreno ubicado en la vía Ricardo J. Alfaro, conocido como el Complejo Deportivo, debido a que presenta la alternativa de mínimo costo, más eficiente y rentable para la empresa y el país.

ANEXO A

SISTEMAS ESPECIALES-SUSTENTACIÓN DE COSTOS

1. TRANSFORMADOR DE GABINETE.

Para determinar el costo del transformador de gabinete y la acometida subterránea que se utilizará para suministrar la energía eléctrica a esta infraestructura, se consideraron los costos comerciales actuales referentes a la fabricación, suministro, transporte e instalación de los equipos y la mano de obra inherente a esta actividad.

Por las características del proyecto, se asumió una carga de 500 KVA, trifásico 120/208V.

➤ COSTO DEL TRANSFORMADOR.....	50,000.00
TRANSFORMADOR TRIFÁSICO, TIPO GABINETE, 500KVA, 120/208-13.2/7.7KV. A 70 VA/M2	
➤ VIGA Y CÁMARA SUBTERRÁNEA.....	20,000.00
200 METROS LINEALES, MÁS 2 CÁMARAS.	
➤ OTROS.....	5,000.00
CONECTORES, BOTAS, ETC.	
SUB-TOTAL.....	B/.75,000.00
GASTOS ADMINISTRATIVOS Y CONTINGENCIAS.....	9,375.00
TOTAL.....	B/.84,375.00

2. SISTEMA DE AIRE ACONDICIONADO.

Se consideró los valores actuales comerciales y del mercado de este tipo de servicio. Adicionalmente, sirvió de referencia el contrato No.GG-74-2007, referente a la instalación de un sistema de aire acondicionado completo, incluyendo suministro, transporte e instalación, en las oficinas de ETESA ubicadas en el edificio SUN TOWER MALL. Capacidad total instalada de 130 toneladas a B/.214,671.45. Costo promedio de B/.1,650.89 / ton.

Para este proyecto se asumió la capacidad instalada en unas 413 toneladas.

➤ SUB-TOTAL.....	B/.681,818.00
TOTAL(INCLUYE GASTO ADM. Y CONTING).....	B/.767,045.25

3. SISTEMA DE INFORMÁTICA Y TECNOLOGÍA.

Ver sustentación adjunta

➤ SUB-TOTAL.....	B/.280,250.00
------------------	---------------

TOTAL(INCLUYE GASTOS ADM. Y CONT.).....**B/.315,281.25**

4. SISTEMA ELÉCTRICO DE EMERGENCIA.

Se consideraron los precios y costos comerciales actuales y del mercado, en este tipo de actividad. Adicionalmente, se consideró como referencia la última experiencia relacionada con la instalación de un sistema eléctrico de emergencia en el edificio SUN TOWER MALL, según contrato N° GG-149-2007, diseño, suministro, instalación y puesta de funcionamiento del sistema. Se instaló una planta de 150 KVA de capacidad, con sus circuitos independientes, protecciones y accesorios. El costo total de esta contratación fue de B/.173,699.30. Costo promedio fue de B/.1,157.98 / KVA.

Para el proyecto del edificio nuevo, considerando que hay que suministrar un sistema redundante del servicio eléctrico a las instalaciones del CND, y el resto de áreas consideradas de importancia y de susceptibilidad para la operación del Sistema Integrado Nacional, de las Gerencias de Operación y Mantenimiento y de la Gerencia de Hidro-meteorología, se asumió una capacidad de respaldo de 385 KVA.

➤ SUB-TOTAL.....B/.445,821.44
TOTAL(INCLUYE GASTOS ADM. Y CONT.).....**B/.501,549.12**

5. ELEVADORES INTELIGENTES.

Para establecer los costos de los elevadores inteligentes se consideró información recabada de las compañías que suministran e instalan estos equipos en nuestro país, basándonos en los precios comerciales actuales. Estos costos incluyen la cabina, motores, cableado e instalación de potencia eléctrica.

En este proyecto se asume la utilización de por lo menos dos unidades elevadoras.

➤ SUB-TOTAL.....B/.145,455.00
TOTAL(INCLUYE GASTOS ADM. Y CONT.).....**B/.163,636.88**

6. SISTEMA DE COMUNICACIÓN.

Incluye los sistemas referente a data, telefonía IP y sistemas de computación no considerado en el contrato principal de este proyecto. Se consideraron los valores comerciales y de mercado actuales en el país.

El costo se estableció considerando la cantidad de usuarios del sistema que se tendrán en el nuevo proyecto que se estima en unos 418 colaboradores a B/.191.39 por cada uno.

➤ SUB-TOTAL.....	B/.80,000.00
TOTAL(INCLUYE GASTOS ADM. Y CONT.).....	B/.90,000.00

7. SISTEMA DE SEGURIDAD Y CONTROL.

Se consideró el precio y costo comercial y de mercado de este tipo de servicio en la República de Panamá. Adicionalmente, se observó los costos de estos servicios incurridos en la instalación de un sistema completo de seguridad y control en las instalaciones del edificio SUN TOWER MALL. El sistema incluye cámaras, alarmas monitores, cableado y accesorios. El costo para un sistema de 14 cámaras es de B/.18,959.00. Costo promedio por cámara de B/.1,352.80 / cámara.

Para este proyecto para establecer el estimado en este rubro se asumió la utilización de un sistema que utilizará un promedio de unas 42 cámaras.

➤ SUB-TOTAL.....	B/.56,818.00
TOTAL(INCLUYE GASTOS ADM. Y CONT.).....	B/.63,920.25

8. SISTEMA DE ACCESO.

Se consideró el precio y costo comercial y de mercado de este tipo de servicio en la República de Panamá. Adicionalmente, se observó los costos de estos servicios incurridos en la instalación de un sistema completo de acceso en las instalaciones del edificio SUN TOWER MALL. El sistema incluye cerraduras especiales, centros de marcación, cableado y accesorios. El costo para un sistema de tres estaciones de marcación es de B/.5,802.35 Costo promedio por estación es de B/.1,934.12 / estación.

Para este proyecto para establecer el estimado en este rubro se asumió la utilización de un sistema que utilizará un promedio de unas 20 estaciones.

➤ SUB-TOTAL.....	B/.38,682.00
TOTAL(INCLUYE GASTOS ADM. Y CONT.).....	B/.43,517.25

9. MUDANZA.

A raíz de la mudanza de las antiguas oficinas en el del edificio Hatillo a las nuevas oficinas en el edificio SUN TOWER MALL, se realizó la cotización para establecer el costo de desarmar, transporte, armado de modulares y

equipos de oficinas considerando los valores comerciales y del mercado de esta actividad.

➤ SUB-TOTAL.....B/.65,000.00
TOTAL(INCLUYE GASTOS ADM. Y CONT.).....**B/.73,125.00**

Gerencia de Tecnología

Habilitación de Data Center en nuevo local de ETESA

1. Antecedentes

Con la construcción de un nuevo edificio propiedad de la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. se hace imperativa la habilitación y mudanza de nuestra sede principal hacia la nueva localidad, en consecuencia se debe proceder al traslado de todas las facilidades y equipos tecnológicos y sus respectivos componentes desde la sede principal actual donde residen todos los enlaces y columna vertebral de las operaciones tecnológicas hacia estas instalaciones.

Esto involucra la verificación de las funcionalidades en la nueva sede y el acondicionamiento del nuevo Data Center con las normas mínimas de seguridad requeridas.

2. Alcance

De manera general estos trabajos comprenden:

- **Habilitación de Esquema de Comunicaciones**
Comprende el diseño y la habilitación de las comunicaciones en la nueva sede principal de ETESA, bajo el esquema de nodo central (Función actual del Nodo Sun Tower), de tal forma que se puedan iniciar los traslados de los equipos de comunicación, servidores y usuarios de manera escalonada sin afectar (en ninguno de los sitios) la disponibilidad de todos los servicios prestados ni la calidad de los mismos.
- **Cuarto de Comunicaciones**
Área donde residirán todos los equipos de comunicaciones.
- **Sala de Servidores**
Colocación de piso falso, bandejas bajo piso para el cableado de red y eléctrico de la sala de servidores. Distribución de racks de servidores, aire acondicionado, sistema contra incendio, sistema de acceso a instalación, racks de comunicaciones. Cableado de las líneas análogas de los faxes al faxserver.
- **Piso Falso**
Incluye el suministro, transporte y la instalación de piso falso para el cuarto de servidores. Se deberá tomar en cuenta que el cableado eléctrico y de datos, el sistema contra incendio y el flujo del Aire acondicionado de precisión, serán instalados/ implementados bajo el piso falso.

Se deberá aterrizar un mínimo de 13 gabinetes; adicionalmente se debe contemplar el aterrizaje del piso falso y bandejas de cableado. El proveedor deberá proporcionar todos los materiales necesarios para realizar dicho aterrizaje.

- **UPS (Instalación)**

Análisis de demanda y Habilitación de esquema de UPS paralelos ubicados y en función en el data Center actual. Incluye recomendaciones si es requerido de migración a nueva tecnología.

- **Aire Acondicionado de Precisión (principal y backup)**

Suministro e instalación de (1) una unidad de aire de precisión para el cuarto de servidores.

Instalación de (1) una unidad de aire de precisión para el cuarto de servidores.

En total son (2) dos unidades, una existente que se deberá instalar en la nueva localidad y otra nueva de respaldo que deberá suministrar el proveedor.

La propuesta debe ser capaz de cubrir la carga térmica de un conjunto aproximado de 14 gabinetes con sus servidores y donde la temperatura y humedad del Data Center deberá ser controlada en toda el área del mismo. La solución debe considerar el uso mínimo de energía para el enfriamiento, humidificación y deshumidificación.

- **Cableado Estructurado**

El sistema de cableado propuesto deberá ser respaldado con anexos de pruebas de laboratorio y cartas del fabricante (en caso que se requieran) que validen el cumplimiento del rendimiento de la categoría 6ª o superior, además de la documentación correspondiente al diagrama final de instalación.

El contratista adjudicado proveerá la mano de obra, supervisión, herramientas, materiales, etc., para la instalación de los sistemas de cableado.

- **Trabajos Eléctricos**

Instalación eléctrica para los siguientes sistemas: contra incendio, aire de precisión, sistema de acceso biométrico. Se debe incluir la instalación de luces de emergencia para la sala de servidores.

Deberá ocuparse de los aspectos y coordinaciones con los proveedores de la planta eléctrica.

Considera entre otros aspectos,

- Instalación del sistema eléctrico del Data Center con circuitos independientes para el sistema de Aires Acondicionados de precisión.

- Habilitación de panel eléctrico independiente para todos los dispositivos que serán alimentados directamente por la planta.
- Panel de sistema contra incendios.
- Lámparas de Emergencia para el cuarto de servidores.
- **Sistema de Prevención y extinción de Incendios**
Estos trabajos incluyen
 - Desmantelamiento del sistema actual.
 - Suministro, Transporte e Instalación del sistema en el área del Data Center de la nueva localidad.
 - Suministro, instalación de tanques adicionales con gas FM-200, pruebas y puesta en marcha de todo el sistema.
- **Acceso Biométrico**
Control de acceso a cuarto de servidores, que deberá incluir entre otros,
 - Software para la administración del acceso
 - Cerradura electromagnética en la puerta principal de acceso.
 - Sistema de cableado a puntos de conexión.
 - Periféricos, cableado y equipos requeridos para su operación.
- **Sala de Consola**
Se debe habilitar el área para colocar cuatro consolas. Adicional deben proporcionar sistema para realizar la interrogación de los servidores (lógico o físico), esto implica que se tendrá acceso desde cualquiera de las consolas a todos los servidores del Data Center.
- **Cableado Estructurado Usuarios Finales**
Abarca el cableado de las salidas de red de las computadoras, teléfonos e impresoras. El proyecto requiere de un Sistema de Cableado Monomarca (esto aplica también para los conectores, cables, cajillas, patch cords, patch panels, etc.).

El sistema de cableado propuesto deberá ser respaldado con anexos de pruebas de laboratorio que validarán el cumplimiento del rendimiento de la categoría 6 o superior, además de la documentación correspondiente al diagrama final de instalación.

El proponente deberá incluir la adquisición los gabinetes que se requieran, deben ser cerrados, para albergar el cableado y los equipos de distribución. El contratista adjudicado proveerá la mano de obra, supervisión, herramientas, materiales, etc., para la instalación de los sistemas de cableado.
- **Sistema de Marcación**
Comprende el traslado, instalación, pruebas y puesta en marcha de relojes de marcación y su correspondiente comunicación con el equipo que administra estas marcaciones.

- **Equipos Audiovisual**

Considera traslado de los sistemas de proyección, incluye pantalla automática, los proyectores empotrados en el cielo raso y dispositivos para las conexiones correspondientes en la pared.

3. Objetivo

Suministro e Instalación de infraestructura necesaria para la habilitación del nuevo "DataCenter" de ETESA. Reubicación de los equipos tecnológicos y sus componentes en las nuevas instalaciones operando de forma óptima.

4. Estimación de Monto de las Actividades

Aspecto	Unitario	Estimado Cantidad	Total
Costos de Inicialización e Instalación de Data Center			
Habilitación de Área de Consolas	4,000.00	1	4,000.00
Habilitación de Área de Comunicaciones	4,000.00	1	4,000.00
Habilitación del Área de Servidores			
Trabajos Eléctricos	6,000.00	1	6,000.00
Instalación de Piso Falso-cuarto de Servidores	20,000.00	1	20,000.00
Área Acabados/Materiales de Protección	40,000.00	1	40,000.00
Sistema de Supresión de Inundación	20,000.00	1	20,000.00
Sistema de Acceso Biométrico	5,000.00	1	5,000.00
Sistema de Monitores de Ambiente	5,000.00	1	5,000.00
Otros			
Planteo del Área	1,000.00	1	1,000.00
Instalación de gabinete (ground, salida de seguridad, desde negocio, etc)	2,000.00	16	32,000.00
Habilitación de Comunicaciones			
Cableado Estructurado	100.00	450	45,000.00
Cableado Estructurado Comunicaciones Red de Backup, Salidas de Referencia y Crecimiento	15.00	450	13,750.00
Esquema Periférico de Comunicaciones	40,000.00	1	40,000.00
Sistema de Ventilación	5,000.00	1	5,000.00
Habilitación de Comunicaciones			
Cableado Estructurado Comunicaciones Salidas de Servidores	105.00	160	17,200.00
Esquema Audiovisual	10,000.00	1	10,000.00
Sistema de Videovigilancia	10,000.00	1	10,000.00
LPS	10,000.00	1	10,000.00
Total Aprobación de Data Center			289,250.00

ANEXO B



**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.
GASTO DE ALQUILER - ETESA - HATILLO (1)**

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
148,596.48	12,666.96	12,666.00	22,581.60	35,688.60	11,244.24	23,710.68	142,263.96	409,418.52
2,970.00	148,596.48	148,596.48	564.00	112,907.88	23,710.68	118,553.28	16,947.00	572,845.80
16,512.48	3,960.00	6,360.00	5,927.67	12,666.00	118,553.27	24,255.00	82,323.60	270,558.02
15,730.20	22,250.40	16,512.48	12,666.00	15,960.00	24,255.00	18,931.50	129,515.23	255,820.81
	15,082.80	54,520.56	148,596.48	129,513.24	11,692.80	57,246.60		416,652.48
	54,520.56	22,250.40	12,110.00	16,512.48	17,338.08	7,738.92		130,470.44
	30,898.80	30,898.80	16,512.48	15,082.80	7,738.92	17,338.08		118,469.88
	16,512.48	15,082.80	22,250.40	54,520.56	57,246.59	22,939.93		188,552.76
	15,730.20		7,370.40	21,847.56	22,939.93			67,888.09
			19,190.97					19,190.97
			30,898.80					30,898.80
			23,210.40					23,210.40
			26,650.18					26,650.18
			15,082.80					15,082.80
			54,520.56					54,520.56
			21,847.56					21,847.56
			22,666.83					22,666.83
142,669.16	140,710.66	308,367.76	162,947.12	114,295.12	204,719.61	290,712.52	171,049.76	1,245,741.00

(1) Los alquileres difieren en área y dueños de pisos, con contratos diferentes; incluye pagos por estacionamientos.



**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.
COSTOS APROXIMADOS PARA EL TRASLADO TEMPORAL
DE LA SEDE DE ETESA AL EDIFICIO SUN TOWER MALL**

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO (Bs.)
1-	Diseño, remodelación y construcción de la sede temporal de ETESA en el edificio sun tower	390,000.00
2-	Diseño, suministro e instalación del sistema central del aire acondicionado en el edificio sun tower mall.	200,000.00
3-	Diseño suministro e instalaciones de un Sistema Energía Eléctrica (planta)	80,000.00
4-	Traslado e Instalación del Sistema de Informática completo	200,000.00
5-	Diseño Suministro e Instalación de un Sistema de Seguridad y Control	35,000.00
6-	Desmantelamiento Final	15,000.00
7-	Otros (Letreros, Etc.)	10,000.00
8-	Grande Total	950,000.00

 EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. GERENCIA DE RECURSOS HUMANOS Proyección del Personal 2007-2017						
Contar de cédula				Total	2007	Final
Cod-Ger	Cod-Dep	Cod-Sec.	Unidad		2017	
	0	0	GERENCIA GENERAL	8		8
		1	COORDINACION DE MEJORAS CONTINUAS	2	2	4
21	0	0	GERENCIA DE AUDITORIA INTERNA	6	1	7
		0	RELACIONES PUBLICAS	1	1	2
23	0	0	DIRECCION DE ASESORIA LEGAL	10		10
30	0	0	DIRECCION EJECUTIVA DE SERVICIOS CORPORATIVOS Y FINAN	2		2
	2	0	GERENCIA DE PROVEEDURIA, COMPRAS E INVENTARIO	3		3
		1	SECCION DE COMPRAS	7	1	8
		2	SECCION DE INVENTARIOS	6		5
	4	0	GERENCIA DE RECURSOS HUMANOS	5		5
		1	COORDINACION DE RECURSOS HUMANOS	5		5
		2	COORDINACION DE SEGURIDAD INDUSTRIAL Y SALUD OCUPACI	2		2
		3	PLANILIAS	2		2
	5	0	GERENCIA DE TECNOLOGIA	12	1	13
		6	GERENCIA DE ADMINISTRACION DE RIESGOS Y SERVICIOS GENE	7		7
		1	COORDINACION DE RIESGOS Y MANTENIMIENTO	3		3
		2	COORDINACION DE FLOTA VEHICULAR	2		2
		3	CORRESPONDENCIA Y ARCHIVOS	4		4
31	0	0	GERENCIA DE CONTABILIDAD	2		2
	1	0	DEPTO. DE CONTABILIDAD	8		8
	2	0	DEPTO. PLANIFICACION FINANCIERA	3	1	5
40	0	0	DIRECCION EJECUTIVA DE TRANSMISION	5		5
		1	GESTION DE CALIDAD	1	1	2
42	0	0	GERENCIA DE GESTION COMERCIAL	4	1	5
43	0	0	GERENCIA DE OPERACIONES Y MANTENIMIENTO	7		7
	1	0	REGION - PANAMA	5		5
		1	SUBESTACIONES - PANAMA	13	6	19
		2	LINEAS - PANAMA	35	7	42
	2	0	REGION COCLE - VERAGUAS	5		5
		1	SUBESTACIONES - COCLE VERAGUAS	7		7
		2	LINEAS - COCLE VERAGUAS	20		20
	3	0	REGION CHIRIQUI - BOCAS DEL TORO	4		4
		1	SUBESTACIONES CHIRIQUI	14	10	24
		2	LINEAS - CHIRIQUI	24	14	38
	4	0	DEPARTAMENTO DE PROTECCION Y COMUNICACIONES	2		2
		1	COORDINACION DE PROTECCION	7	8	15
		2	COORDINACION DE COMUNICACIONES	13	7	20
		3	PRUEBAS Y MEDICIONES	3	6	9
44	0	0	GERENCIA DE PROYECTOS	2		2
	1	0	PROYECTOS EN EJECUCION	7	2	9
	2	0	DESARROLLO TECNICO	2		2
	3	0	DOCUMENTACION TECNICA Y ASPECTOS CIVILES	3		3
45	0	0	GERENCIA DE GESTION AMBIENTAL Y SOCIAL	11	3	14
50	0	0	GERENCIA DEL CENTRO NAL. DE DESPACHO	6	1	7
	1	0	OPERACIONES	2		2
		1	SECCION DE OPERACIONES	14	2	16
		2	SECCION DE SEGURIDAD OPERATIVA	11	2	13
	2	0	SOPORTE TECNICO	4	1	5
		1	SECCION DE MANTENIMIENTO DE EQUIPO TECNICO	7	2	9
	3	0	GERENCIA DE MERCADO ELECTRICO	7	2	9
51	0	0	DIRECCION EJECUTIVA DE OPERACION INTEGRADA	1		1
55	0	0	GERENCIA DE PLANEAMIENTO	10		10
60	0	0	GERENCIA DE HIDROMETEOROLOGIA	7	2	9
		1	ANALISIS HIDROMETEOROLOGICO	2	4	6
		2	ACTUALIZACION DE BASE DE DATOS	5	4	9
	1	0	UNIDAD TECNICA	1	2	3
	2	0	REGION PANAMA, DARIEN, COLON, KUINA YALA	1	2	3
		1	UNIDAD DE ANALISIS HIDROLOGICO	2	2	4
		2	UNIDAD DE ANALISIS METEOROLOGICO	11	4	15
	3	1	UNIDAD DE ANALISIS HIDROLOGICO	3	4	7
		2	UNIDAD DE ANALISIS METEOROLOGICO	4	4	8
	4	1	UNIDAD DE ANALISIS HIDROLOGICO	2	4	6
		2	UNIDAD DE ANALISIS METEOROLOGICO	4	4	8
Total general				400	118	518



EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA S.A.

COSTOS EVITADOS

PRENDE Y LA ALTERNATIVA DEL ALQUILER DEL EQUIPO SUN TOWER		
ALQUILER	Caso Sun Tower	B/. 381,429.00
SUN TOWER		
COSTOS DE TRANSPORTE		B/. 54,888.37
	Cantidad de viajes diarios entre instalaciones	20.00
	anual	5,280.00
	Kilómetros de recorrido (ida y vuelta)	9.00 km
	Kilómetros de recorrido anual	47,520.00
	Rendimiento por galón promedio	32.00 km/gl
	Galones consumidos	1,485.00
	Costo del combustible	4.50 B./ gl
	Gasto en combustible anual evitado	6,682.50 B/.
	Horas hombre x viaje (ida y vuelta)	1.00
	Tiempo de transporte total	5,280.00 horas
	Tasa horaria promedio de la empresa	6.50 B/.
	Cargos prestacionales (1)	13,885.87
	Salario redireccionado	B/. 48,205.87

(1) CARGOS PRESTACIONES (% Sobre salario base)

12.00	Cuota Patronal Seg.Soc.
1.50	Seguro Educativo
4.16	Días Feriados (15 días al año)
3.64	Prima de antigüedad
9.09	Vacaciones
9.09	Bonificaciones
0.66	Décimo
0.32	Indemnización
40.46	Total

OTROS SERVICIOS

	MONEDAS NACIONALES		MONEDAS EXTRANJERAS	
	Mensual	Anual		
Servicios Básicos	27,662.00	331,944.00	5%	16,597
Seguridad	7,820.40	93,844.80	3%	2,815
Limpieza	13,466.25	161,595.00	2%	3,232
Total	48,948.65	587,383.80		\$22,644.44



**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.
GER. ADMÓN. DE RIESGO Y SERV. GRALES.**

ESTIMADO DE COSTO DE LA CONSTRUCCIÓN DEL EDIFICIO NUEVO

ÁREA	Mts²	COSTO (B./ Mts²)	TOTAL
ESTACIONAMIENTOS			
Planta Baja, calle de acceso, pavimento de hormigón	800	106	84,800
Losas	2,958	290	857,820
OFICINAS			
Losas	8,429	616	5,192,325
Anexos	610	500	305,000
TOTAL	12,797		6,439,945

Fuente: Gerencia de Administración Riesgos y Servicios Generales



EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA S.A.

INVERSION			
Item	Monto (C\$)	%	% de Imprevistos
Construcción del Edificio	6,439,945	24%	/ Construcción
Sistemas Especiales	2,102,450	74%	/ Sist. Espec
Imprevistos	1,551,019	18%	% / sub total -->
TOTAL SIN FINANCIAMIENTO	10,093,414	15%	/ Total
INTERESES DURANTE CONSTRUCCION (IDC) →		387,587	
TOTAL CON FINANCIAMIENTO *		10,481,001	

DISTRIBUCION ANUAL		
Año	%	Monto
2009	0.40	4,037,366
2010	0.40	4,037,366
2011	0.20	2,018,683
TOTAL DE LA INVERSION		10,093,414



EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.
PROYECTO DE INVERSIÓN EN CONSTRUCCIÓN DE NUEVO EDIFICIO CENTRAL EN TUMBA MUERTO
ANÁLISIS DE RENTABILIDAD INTERNA DEL PROYECTO
 (Balboas)

Año	Inversión				Flujos de Efectivo								
	Capital	Operativo	Financiero	Total	Operativo	Financiero	Total	Operativo	Financiero	Total	Operativo	Financiero	Total
1	10,033,413.80				10,415,403.05	393,643.14	968,037.11	220,036.42	1,591,216.57	391,429.00	54,899.37	22,644.44	468,961.82
2		322,969.24			322,969.24	393,643.14	926,751.53	220,036.42	1,542,431.09	390,964.73	55,966.14	22,757.67	469,708.53
3		322,969.24			322,969.24	393,643.14	889,465.94	220,036.42	1,503,145.50	400,738.84	57,105.86	22,871.45	480,716.16
4		322,969.24			322,969.24	393,643.14	850,180.36	220,036.42	1,463,859.92	410,757.31	58,247.98	22,985.81	491,991.11
5		322,969.24			322,969.24	393,643.14	810,895.77	220,036.42	1,424,574.33	421,026.25	59,412.94	23,100.74	503,539.93
6		322,969.24			322,969.24	393,643.14	771,609.19	220,036.42	1,385,288.75	431,551.90	60,601.20	23,218.24	515,369.35
7		322,969.24			322,969.24	393,643.14	732,323.60	220,036.42	1,346,003.16	442,340.70	61,813.22	23,332.33	527,486.25
8		322,969.24			322,969.24	393,643.14	693,038.02	220,036.42	1,306,717.58	453,399.22	63,049.49	23,448.99	539,897.69
9		322,969.24			322,969.24	393,643.14	653,752.43	220,036.42	1,267,431.99	464,734.20	64,310.48	23,566.23	552,610.91
10		322,969.24			322,969.24	393,643.14	614,466.85	220,036.42	1,228,146.40	476,352.55	65,596.59	23,684.06	565,633.30
11		322,969.24			322,969.24	393,643.14	575,181.26	220,036.42	1,188,860.82	488,261.37	66,908.62	23,802.48	578,972.47
12		322,969.24			322,969.24	393,643.14	535,895.68	220,036.42	1,149,575.23	500,467.90	68,246.79	23,921.50	592,536.19
13		322,969.24			322,969.24	393,643.14	496,610.09	220,036.42	1,110,289.65	512,979.60	69,611.73	24,041.10	606,632.43
14		322,969.24			322,969.24	393,643.14	457,324.50	220,036.42	1,071,004.06	525,804.09	71,003.96	24,161.31	620,969.36
15	6,308,383.63				5,985,384.39	393,643.14	418,038.92	220,036.42	1,031,218.48	538,949.19	72,424.04	24,282.12	635,655.35
Total													

Sin Financiamiento



EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.
FLUJO DE FINANCIAMIENTO

PORCENTAJE DE FINANCIAMIENTO	40%		
TASA DE FINANCIAMIENTO	8%		
PLAZO DE PAGO	8 Años		
PERIODO DE GRACIA	2.5 Años de construcción		
INVERSIÓN	10,093,414	TOTAL CON IDC:	10,481,001
AÑO 1	4,037,366	IDC =	-387,587
AÑO 2	4,037,366		
AÑO 3	2,018,683		

AÑO	DESEMBOLSOS DE CAPITAL PROPIO	ENTRADA DE FINANCIAMIENTO	FLUJO NETO EN INVERSIÓN	PAGOS		
				CAPITAL	INTERESES	TOTAL
-2	-2,422,419	1,614,946	-807,473			-807,473
-1	-2,422,419	1,614,946	-807,473		-129,196	-936,669
0	-1,211,210	807,473	-403,737		-258,391	-662,128
1				-379,572	-322,989	-702,561
2				-409,938	-292,623	-702,561
3				-442,733	-259,828	-702,561
4				-478,151	-224,410	-702,561
5				-516,403	-186,158	-702,561
6				-557,716	-144,845	-702,561
7				-602,333	-100,228	-702,561
8				-650,520	-52,042	-702,561
TOTAL	-6,056,048	4,037,366	-2,018,683	-4,037,366	-1,970,711	-8,026,759



EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.
COSTOS DE ALTERNATIVA SIN PROYECTO
CONTINUAR ALQUILANDO

AÑO	COSTOS				TOTAL
	ALQUILER 2.5%	SEGURIDAD	TRANSPORTE 2.0%	ERRAS 0.5%	
1	381,429.00		54,888.37	22,644.44	458,961.82
2	390,964.73		55,986.14	22,757.67	469,708.53
3	400,738.84		57,105.86	22,871.45	480,716.16
4	410,757.31		58,247.98	22,985.81	491,991.11
5	421,026.25		59,412.94	23,100.74	503,539.93
6	431,551.90	930,000.00	60,601.20	23,216.24	1,445,369.35
7	442,340.70		61,813.22	23,332.33	527,486.25
8	453,399.22		63,049.49	23,448.99	539,897.69
9	464,734.20		64,310.48	23,566.23	552,610.91
10	476,352.55		65,596.69	23,684.06	565,633.30
11	488,261.37		66,908.62	23,802.48	578,972.47
12	500,467.90	930,000.00	68,246.79	23,921.50	1,522,636.19
13	512,979.60		69,611.73	24,041.10	606,632.43
14	525,804.09		71,003.96	24,161.31	620,969.36
15	538,949.19		72,424.04	24,282.12	635,655.35
TOTAL	6,839,757	1,860,000	949,208	351,816	10,000,781
VPN		12%			B. 4,239,603

Con base en datos del alquiler del Edificio Sun Tower



EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.
COSTOS DEL CASO DE ALTERNATIVA DE
CONSTRUCCIÓN DE EDIFICIO NUEVO EN TUMBA MUERTO, SIN IDC
(Balboas)

AÑO	Depreciación anual	COSTOS		
		GASTOS ADEM		SUB TOTAL
		Porcentaje	Importe	
1	288,383.25	0.02	151,401.21	439,784.46
2	288,383.25	0.02	151,401.21	439,784.46
3	288,383.25	0.02	151,401.21	439,784.46
4	288,383.25	0.02	151,401.21	439,784.46
5	288,383.25	0.02	151,401.21	439,784.46
6	288,383.25	0.02	151,401.21	439,784.46
7	288,383.25	0.02	151,401.21	439,784.46
8	288,383.25	0.02	161,494.62	449,877.87
9	288,383.25	0.02	171,588.03	459,971.29
10	288,383.25	0.02	181,681.45	470,064.70
11	288,383.25	0.02	191,774.86	480,158.11
12	288,383.25	0.02	201,868.28	490,251.53
13	288,383.25	0.02	211,961.69	500,344.94
14	288,383.25	0.02	222,055.10	510,438.36
15	288,383.25	0.02	232,148.52	520,531.77
TOTAL	4,325,749		2,634,381	6,960,130
VPN		12%		B. 3,084,868



EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A
COSTO TOTAL DEL NUEVO EDIFICIO

RUBRO	MONTO (B.)
Construcción del Edificio	\$6,439,944.69
Sistemas Especiales	2,102,450.00
Imprevistos	<u>1,551,019.00</u>
TOTAL	B/. 10,093,413.68



**EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA S.A.
VALOR PRESENTE DE ALTERNATIVAS**

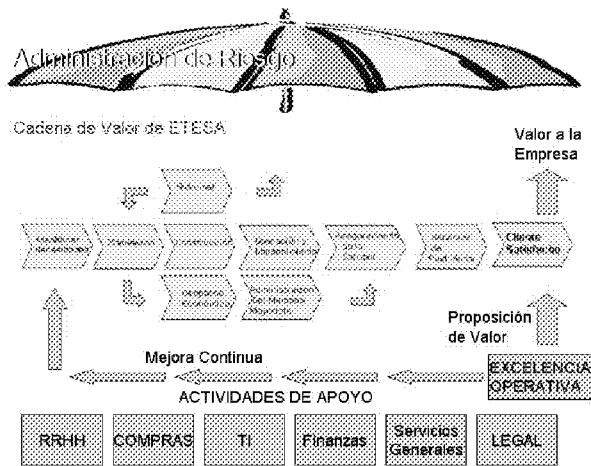
<i>ALTERNATIVA</i>		<i>IMPORTE</i>
A	CONTINUAR ALQUILANDO	B/. 4,234,603
B.1	CONSTRUCCIÓN DE EDIFICIO NUEVO EN TUMBA MUERTO, SIN IDC	B/. 3,084,066
B.2	CONSTRUCCIÓN DE EDIFICIO NUEVO EN TUMBA MUERTO, CON IDC	B/. 3,202,494

Inversiones de Tecnología de la Información

ETESA debe poner al servicio de la comunidad de usuarios internos y externos la posibilidad de participar óptimamente en las actividades involucradas en los procesos de transmisión de energía eléctrica, así como también contribuir con el desarrollo de actividades vinculadas a la expansión del sistema, y la optimización de las comunicaciones internas y externas de la organización. Esta posibilidad se da a través de una plataforma tecnológica adecuada.

En este plan impulsamos la implantación de tecnología de punta que ofrezca un valor a la empresa, con capacidades apropiadas, pendientes de su escalabilidad. Garantizamos la disponibilidad de la información residente en nuestros equipos de manera oportuna. Apoyamos a nuestros usuarios, para una mejor explotación de los recursos orientándolos hacia conductas seguras en el uso de los mismos.

ETESA es consciente del desafío tecnológico que afronta ante un sector altamente competitivo y tecnificado. El acceso en la organización a facilidades tecnológicas que generen valor y hagan al recurso más productivo asegura una mejor calidad de nuestros servicios.



Para hacer efectiva la realización de la cadena de valor de nuestra empresa, cada segmento identificado requiere de componentes tecnológicos.

Nuestra propuesta considera aspectos relevantes para continuar avanzando hacia la excelencia operativa y disponiendo de las mejores prácticas de la

industria.

Así se enfatiza en dos grandes bloques:

Consultorías

➤ **Estudio de Vulnerabilidad:**

Entendiendo que la problemática de la seguridad informática está estrechamente ligada al concepto de riesgo empresarial se considera imperativo un análisis científico de la vulnerabilidad de nuestra empresa, incorporando la más moderna tecnología que garantice resultados confiables de este análisis, acciones inmediatas para la mitigación de los mismos, además de una transferencia tecnológica para el gerenciamiento de las políticas de seguridad informática. Comprende la evaluación exhaustiva de todos los posibles "agujeros" de seguridad. Con esta iniciativa se da especial atención al reforzamiento en materia de Seguridad Informática interna y externa.

➤ **Auditoría de Tecnología:**

Estudio de los roles, actividades, estructura de la organización de Tecnología de ETESA frente a las últimas tendencias y realidades en esta cambiante disciplina. La misión de la Tecnología de la Información en las organizaciones desarrolladas es considerada un activo de relevante importancia. Debe incorporar un cuerpo de conocimientos, normas, técnicas y buenas prácticas dedicadas a la evaluación y aseguramiento de la calidad, seguridad, razonabilidad, y disponibilidad de la información. Apoyo en la definición y afinamiento de todos los recursos lógicos, físicos y humanos asociados. Esta iniciativa y la siguiente están estrechamente ligadas y contribuirán a la mejora sustancial de la gestión de tecnología y los procesos que apoya.

➤ **Estudio y plan de acción para el Mejoramiento de la Gestión de Servicios de Tecnología (ITIL):**

ITIL (Information Technology Infrastructure Library) nos apoyará en el establecimiento de estándares para el control, operación y administración de los recursos de la empresa. Se requiere de una revisión y reestructuración de los procesos existentes en caso de que estos lo necesiten, lo que nos lleva a una mejora continua. Comprende entre otros, el Diagnóstico y Evaluación de Madurez de los procesos de gestión de servicios de TI para nuestra empresa. Diseño e Implementación de procesos de gestión de servicios de TI según ITIL.

➤ **Reingeniería de Hidrometeorología:**

El sistema actual data de 1994 con una tecnología obsoleta y requerimientos que ya no son soportados por el mismo.

➤ **Estudio de Tráfico en la Red:**

Nos permitirá evaluar el tráfico de voz, data y video y tomando medidas para optimización de los canales, con esto disminuirémos la congestión, estandarizaremos facilidades y aumentaremos la capacidad de respuesta y la calidad de servicio hacia nuestros clientes.

➤ **Estudio para Plan de Recuperación de Desastres:**

Es imperativo tomar conciencia de la necesidad de establecer una estrategia ante un desastre permitiendo que los procesos críticos sigan funcionando a pesar de la falla. Este plan constituye una respuesta con las principales actividades a ejecutar en estos casos. Se requiere detectar los riesgos presentes en el entorno, analizar la probabilidad de ocurrencia, establecer su criticidad, y finalmente proponer un plan que logre mitigar estos riesgos.

Equipamiento

➤ **Equipo de Comunicaciones:**

La plataforma sobre la cual transitan todas las aplicaciones operativas de la organización está bajo una constante demanda de mayor disponibilidad. La incorporación de nuevos puntos a la red de datos, nuevas aplicaciones, nuevos usuarios de todas las facilidades exige equipos con tecnología de punta y con mayor robustez, es por ello que proyectamos la actualización de los mismos, obteniendo velocidades y distribución de los servicios de red óptimos.

Igualmente en áreas definidas de la organización hemos considerado relevante la habilitación de redes inalámbricas donde se da mucha movilidad, salones de reuniones y capacitación. También se considera en este segmento el reemplazo de teléfonos por incorporación de personal y desgaste de los mismos.

Finalmente hemos concluido que la empresa requiere un piloto para la habilitación de unidades de Telefonía IP móvil, a fin de abaratar costos en llamadas de emergencias o localización de profesionales claves cuyas llamadas se realizan, a través de telulares con los costos asociados.

➤ **Servidores:**

La demanda de los servicios suplidos por nuestra capacidad instalada va en aumento, requiriendo con ello renovar cierta parte de su plataforma tecnológica, para mejorar la respuesta que el área de tecnología da a sus clientes internos y externo, por ello se proponen inversiones para 2009 – 2013 para la adquisición y puesta en operaciones de servidores centrales y locales con capacidades adecuadas y escalabilidad. Esto incluye una gama de equipos y aplicaciones, por ejemplo herramientas como inteligencia de

negocios para generación de cubos y análisis en la WEB, que será modernizada y brindará a los

Agentes de Mercado, la comunidad en general y usuarios internos una alternativa dinámica de análisis de información.

Por otro lado, impulsamos la soluciones de Cuadro de Mando Integral que permitirá a nuestra empresa mejorar y dirigir su desempeño corporativo a través de índices, mediciones y monitoreo de las metas y actividades de cada gerencia.

Se considera también la actualización de servidores con funcionalidades críticas para la organización como el ERP, la segunda fase de consolidación y virtualización de servidores que cerrará el círculo para una solución de alta disponibilidad, donde todos los componente de Hardware serán redundantes o de funcionalidad comprobada en caso de falla de alguno de sus componentes, además el rendimiento del equipo propuesto deberá mantener una holgura mínima de 20% de capacidad para poder expandir y crecer.

Se propone además el reemplazo de la tecnología de los servidores donde reside uno de nuestros principales bastiones de seguridad, el muro de fuego. Con ello aseguramos a la organización el mantenimiento de los aspectos de seguridad en plataformas de hardware robustas.

Uno de los servicios fundamentales que brinda esta gerencia son los servicios de correos, por ellos transitan todas las operaciones del Mercado Eléctrico y es imperativo mantener una plataforma adecuada para garantizar a nuestros cliente y nuestra empresa una disponibilidad de estos servicios altamente confiable.

Adicionalmente se plantea la habilitación el Data Center que será instalado en el nuevo edificio de ETESA.

➤ Equipos:

Igualmente se sigue enfatizando en la dotación y actualización de equipos de computadoras personales y móviles, impresoras, plotters con especificaciones robustas, alcanzando enfrentar los retos de la organización con herramientas que acompañen en el avance requerido.

La adquisición e implantación de Dispositivos móviles para personal de campo apoyará a los supervisores de cuadrilla en la transportación de información y la actualización de la misma desde el lugar de los hechos eliminando la recaptura de los datos desde papel (Orden de Trabajo) hacia el sistema. La

implementación de estos dispositivos contribuirá a hacer más productivo el tiempo de nuestros técnicos. Igualmente, la tecnología actual de nuestros dispositivos de Control de Asistencia está obsoleta, se requiere la actualización de los mismos.

✦ **Software:**

Es indiscutible la necesidad de mantener actualizadas nuestras operaciones con sistemas que den respuesta a las últimas exigencias del mercado en el que nos desenvolvemos, quedarnos atrás con tecnología obsoleta puede acarrear costos adicionales a la empresa. El objetivo de la renovación es dotar a nuestra empresa con arquitectura y soluciones pioneras que agreguen valor a nuestras actividades. Esta proposición tiene un amplio alcance y comprende diferentes proyectos, entre los que destaca la Migración del Sistema de Maximo para el Mantenimiento de Planta y Equipo de nuestros Activos y su correspondiente adecuación para dar respuesta al Control de Flota Vehicular. Otro de los proyectos es la implantación de los Módulos de Contratos y Recursos Humanos en el ERP, para dar respuesta a las necesidades de Control de los Contratos y Contratistas que manejan nuestros millonarios proyectos, en el área de Recursos Humanos, nuestro sistema actual está obsoleto y demanda mejoras sustanciales que consideramos pueden ser respondidas e integradas en el mencionado módulo.

También contemplamos mejorar y actualizar varios software de uso extensivo en la organización.

Nuestra meta es mejorar e integrar todos los procesos de la empresa para lograr los niveles de eficiencia definidos.

✦ **Seguridad:**

Análisis y aplicación de controles de acceso seguro a nuestra red corporativa.

Reemplazo de la Flota Vehicular

La Gerencia de Administración, Riesgo y Servicios Generales tiene como una de sus funciones la Administración de la Flota Vehicular de la empresa la cual realiza con el apoyo de las siguientes unidades administrativas: el área de transporte y mantenimiento y la Coordinación de la Flota Vehicular.

El área de transporte y mantenimiento tiene como una de sus principales responsabilidades el transporte y mantenimiento de vehículos a motor, la cual realiza a través, de las siguientes actividades: identificación, control, mantenimiento-uso, asignación y renovación de cada vehículo, bajo estrictas normas que regulan cada una de estas actividades, garantizando la realización de las mismas de forma eficiente y práctica para la empresa.

La Coordinación de la Flota Vehicular, es la unidad administrativa de esta Gerencia responsable de garantizar el cuidado, preparar e implementar el programa de mantenimiento vehicular, para asegurar el buen funcionamiento de los mismos. Mantiene una constante revisión y monitorio de las condiciones mecánicas, para aprovechar al máximo los recursos y alargar la vida útil de este activo de la empresa.

Actualmente la flota vehicular de la empresa, está compuesta por un total de 109 vehículos distribuidos en las áreas de Transmisión, Hidro-meteorología y el Centro Nacional de Despacho, destinando el 70% de la flota vehicular al área de transmisión.

La Flota Vehicular no sólo es un medio de transporte, sino una valiosa herramienta para desarrollar las labores operacionales y administrativas de las antes citadas unidades administrativas. El setenta por ciento de la actual flota vehicular tiene entre siete y doce años, es decir ya han cumplido su vida útil y el valor en libros es de cero. Alto costo de mantenimiento, de igual forma en estos vehículos se transportan herramientas y equipos especializados de alto costo para la empresa y en ocasiones se dañan en los viajes, inclusive de noche, poniendo en riesgo la integridad de nuestro personal y de estos aparatos.

Está por descontado que la eficiencia y el rendimiento de la flota, que es aproximadamente 30Kms/galón, conlleva altos costos de mantenimiento.

La alternativa propicia es el reemplazo de estas unidades por unidades tecnológicamente adecuadas a las exigencias del servicio y que cumplan con las normas ambientales estrictas que se exigen en este tipo de actividad. En este contexto general y dado el alto costo de mantenimiento de cada unidad la incorporación de nuevas unidades se evalúa como impacto positivo al considerar el reemplazo de estas unidades que presentan bajos niveles de rendimiento.

A efecto de justificar la necesidad de renovar la flota vehicular para el próximo quinquenio seguidamente presentamos nuestra propuesta de inversión:

PROYECTO

REEMPLAZO DE LA FLOTA VEHICULAR

Nombre: Reemplazo de Flota Vehicular

Objetivos:

General: Garantizar un adecuado sistema de transporte a nivel nacional

Específico: Proporcionar un adecuado servicio de transporte vehicular para cubrir las actividades a nivel nacional de:

Transmisión:

- La atención a 1,885.74 kilómetros de líneas de transmisión,
- Recorrido a 12 subestaciones interconectadas a nivel nacional,
- Recorrido a los 35.84 kilómetros cuadrados de área de servidumbre.

Hidro-meteorología:

- Cubrir las 152 estaciones meteorológicas y
- Cubrir las 64 estaciones hidrológica.

Centro Nacional de Despacho:

- Atención al Mercado Mayorista de Electricidad
- Mantenimiento al Sistema Scada
- Verificación del Sistema de Medición Comercial

Beneficios esperados: Contar con una flota de transporte vehicular adecuada para las diferentes actividades de atención a los proyectos y técnicas-administrativas.

Indicadores de Impacto:

- Ahorro en cuanto a compra de piezas.
- Incremento de actividades (recorrido, supervisión y otras actividades)
- Ahorro en combustible (al rendir mas Kms/galón)
- Ahorro en mantenimiento correctivo a vehículos

Unidad Responsable: Gerencia de Administración, Riesgo y Servicios Generales

Período de Ejecución: 2008-2013

Descripción General: Reemplazo de flota vehicular, la cual esta depreciada y con valor en libros igual a cero; el 70% de la actual flota vehicular tiene entre 7 y 12 años, es decir, han cumplido su vida útil; debido a la utilización en áreas de difícil acceso y a la red vial en mal estado; utilización constante (giras, apoyo) y falta de un adecuado para mantenimiento.

Costo:

Inversión: B/.2,764,107.00

ANEXO 30
HERRAMIENTAS DE CÁLCULO UTILIZADAS

HERRAMIENTAS DE CÁLCULO UTILIZADAS

POWER SYSTEM SIMULATOR FOR ENGINEERING (PSS/E)

El programa utilizado para análisis de sistemas de potencia para el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión es el PSS/E, Power System Simulator for Engineering. El PSS/E es un paquete de programas desarrollado por Power Technologies, Inc. (PTI), compañía de consultoría para el análisis de sistemas eléctricos de potencia en las áreas de generación, transmisión, distribución y plantas ó sistemas industriales.

DESCRIPCIÓN FUNCIONAL DEL PSS/E

El PSS/E es un programa integrado e interactivo, que se emplea para simular, analizar y optimizar el comportamiento de un sistema de potencia en condiciones de estado estable y dinámicas.

Este programa consta de diferentes módulos y puede realizar los siguientes cálculos de análisis de sistemas de potencia:

- a. Flujo de Carga
- b. Flujo de Carga Optimo (OPF)
- c. Análisis de Fallas Balanceadas y Desbalanceadas
- d. Simulación Dinámica
- e. Simulación Dinámica Extendida
- f. Análisis de Límites de Transferencia
- g. Reducción de Redes

El programa alcanza sus máximas capacidades por una estructura altamente modular y, en la simulación dinámica se pueden crear subrutinas que describan algún problema de interés cuando los procedimientos estándares de cálculo no son apropiados.

Aplicando estas herramientas en la secuencia apropiada, se puede manejar un amplio rango de variaciones en el tema básico de flujo de carga y estabilidad.

La versión 30.2 del PSS/E con que cuenta ETESA tiene la capacidad de modelar hasta 50,000 barras, 100,000 líneas, 20,000 transformadores y 12,000 generadores. A continuación se presentan las tablas que muestran la cantidad total de elementos que puede simular el PSS/E.

Table P-1. Standard Maximum P55/E Program Capacities

	1000 Buses	4000 Buses	12000 Buses	50000 Buses
TRANSMISSION NETWORK COMPONENTS				
Buses (including "star point" buses of three-winding transformers)	1,000	4,000	12,000	50,000
Loads	2,000	8,000	24,000	100,000
Plants	300	1,200	3,600	10,000
Machines	300	1,440	4,000	12,000
Switched shunts	126	500	1,500	4,000
Branches (including transformers and zero impedance lines)	2,500	10,000	24,000	100,000
Two-winding transformers (including three-winding transformer members)	400	1,600	4,800	20,000
Three-winding transformers	100	400	1,200	5,000
Transformer impedance correction tables	16	32	64	96
Zero impedance lines	50	200	400	1,000
Multisection line groupings	100	400	800	1,600
Multisection line sections	250	1,000	2,000	4,000
Two-terminal dc transmission lines	20	30	40	50
Multiterminal dc lines	5	5	5	20
Converters per multiterminal dc line	12	12	12	12
dc buses per multiterminal dc line	20	20	20	20
dc circuits per multiterminal dc line	20	20	20	20
FACTS control devices	20	20	20	50
Interchange control areas	100	250	500	999
Interarea transfers	300	500	1,000	2,000
Zones	999	999	999	999
Owners	999	999	999	999

Table P-1. Standard Maximum PSS/E Program Capacities (Cont.)

	1000 Buses	4000 Buses	12000 Buses	50000 Buses
Machine owner specifications	720	2,880	8,000	24,000
Branch owner specifications	5,000	20,000	48,000	200,000
Zero sequence mutual couplings	500	2,000	3,000	4,000
DYNAMIC SIMULATION ELEMENTS				
Synchronous machines	360	1,440	4,000	12,000
Constant parameters (CONS)	12,500	40,000	80,000	200,000
Algebraic variables (VARs)	7,500	16,000	32,000	80,000
State variables (STATs)	5,000	20,000	40,000	100,000
Integer parameters (ICONS)	10,000	20,000	40,000	100,000
Output channels	750	3,000	8,000	24,000
User model definitions	60	60	60	60
Activity (FUNCTION) model entries	500	2,000	2,000	2,000
Load model table entries	1,000	4,000	12,000	50,000
Bus type load models	250	1,000	3,000	12,500
Owner type load models	999	999	999	999
Zone type load models	999	999	999	999
Area type load models	100	250	500	999
All type load models	5	10	15	25
Line relay model connection table entries	25	100	240	1,000
ONE-LINE DIAGRAM ELEMENTS				
Buses	500	1,000	1,000	1,000
Branches	1,000	2,000	2,000	2,000
Bus equipment elements	1,000	2,000	2,000	2,000
Text lines	350	700	700	700
Straight line segments	100	100	600	600
Symbols	250	500	600	600
Summation records	40	40	40	40
Summation participation records	300	300	300	300

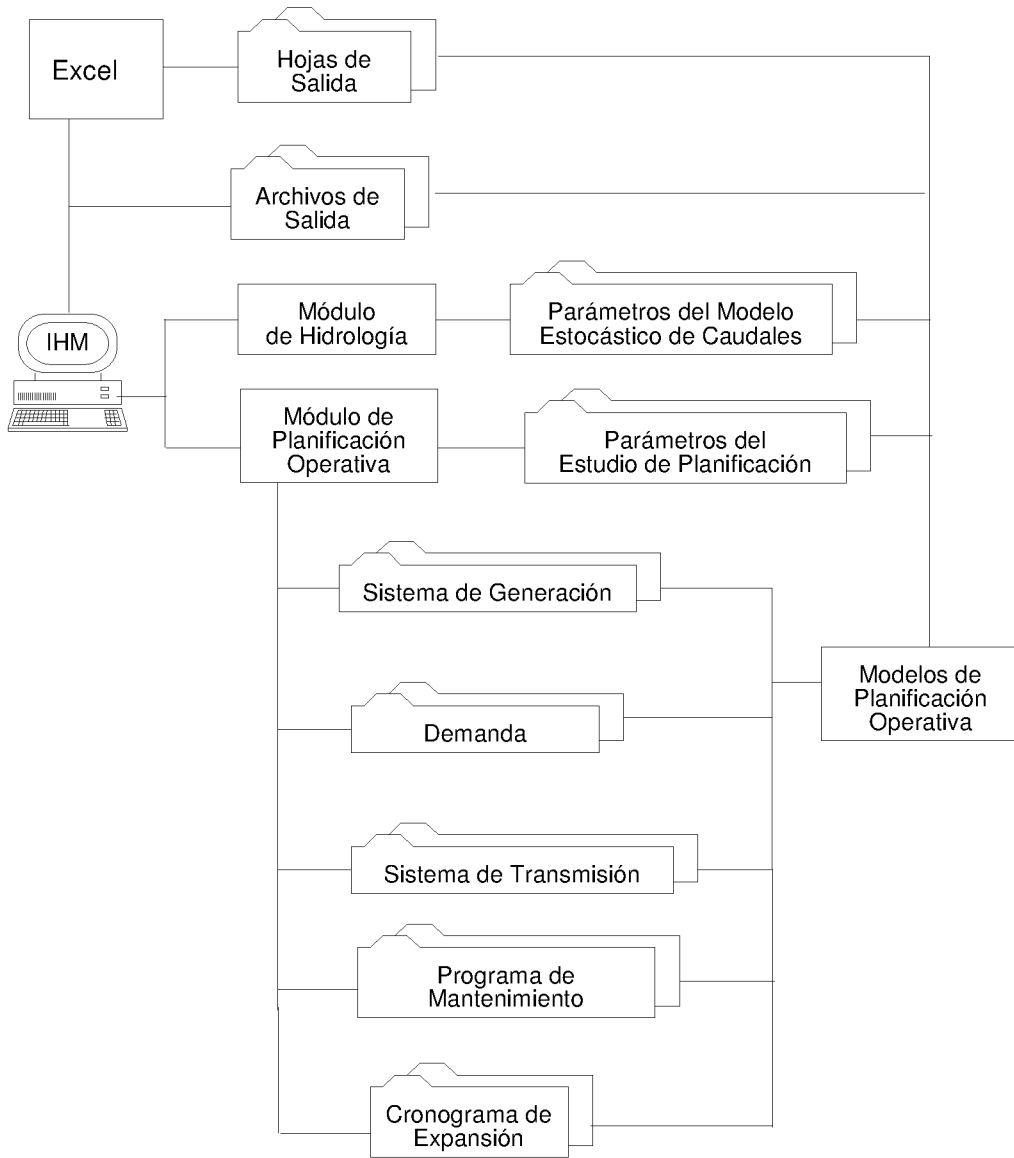
STOCHASTIC DUAL DYNAMIC PROGRAMMING (SDDP)

ESTRUCTURA DEL MODELO

El modelo SDDP se compone de dos módulos principales:

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

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



Flujo de Ejecución de la Planificación Operativa

FLUJO DE DATOS

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

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

Los datos de entrada para el módulo hidrológico incluyen:

- topología de los embalses
- datos históricos de los caudales

PROGRAMACION DINAMICA DUAL ESTOCASTICA

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

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

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

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

Modelo NETPLAN – Análisis y Expansión de Redes de Transmisión

NETPLAN es un sistema integrado para análisis y planificación de redes de transmisión que incluye: (i) herramientas para manejo de datos (edición, importación de otras bases de datos etc.); (ii) recursos para manejo de estudios (coherencia de datos y resultados, versiones, fechas, sensibilidades etc.); (iii) herramientas para visualización de la red y de los resultados de los estudios (diagramas esquemáticos, flujos en los circuitos, indicación de sobrecargas, costos marginales por barra, “contour plots” etc.); y (iv) una interfaz gráfica que permite controlar la ejecución de un conjunto de herramientas analíticas para el análisis y la planificación de la expansión de la red de transmisión.

En la corriente versión están disponibles dos herramientas de planificación: (i) **OptNet**, para análisis del desempeño y planificación de la expansión de redes de transmisión de alta voltaje (potencia activa); y (ii) **OptFlow**, para flujo de potencia óptimo AC y planificación de la expansión de fuentes de potencia reactiva (VaR). Ambos modelos utilizan herramientas de optimización “state-of-the-art” capaces de analizar redes de transmisión de grande porte.

A.1.1 Aspectos de modelaje

El modelo **OptNet** – análisis del desempeño y planificación de la expansión de redes de transmisión (parte activa) representa la red de transmisión a través de las ecuaciones linealizadas de flujo de carga y límites de los circuitos. La demanda se modela por bloques de la curva de carga, mientras que se pueden representar diferentes escenarios de despachos para los generadores (incertidumbre hidrológica).

El problema de expansión se formula como un modelo de optimización lineal entero mixto, donde las variables de decisión (inversión en proyectos de circuitos candidatos, cuyos datos el usuario debe informar) se representan por variables enteras. El modelo representa todavía la configuración de la red de transmisión para el “caso base” (sin contingencia) como también para un conjunto de contingencias seleccionadas por el usuario.

La función objetivo consiste en la minimización de la suma de los costos de inversión para construcción de los proyectos (líneas y transformadores) y los costos de confiabilidad de suministro. Para la solución del problema de optimización, el **OptNet** utiliza técnicas avanzadas de programación entera mixta, como por ejemplo, la formulación de un conjunto de restricciones lógicas con base en la topología y la capacidad de la red de transmisión. Los escenarios de despacho se solucionan por una estrategia de expansión incremental, es decir, el modelo automáticamente evalúa la severidad de cada escenario y aplica el algoritmo de expansión de forma incremental considerando cada escenario en orden decreciente de severidad, es decir, primer el escenario más severo, después el según etc. Esta estrategia de solución permite considerar un gran

número de escenarios de despacho en la planificación de la expansión de la red de transmisión, lo que es un requisito es estudios de sistemas termoeléctricos.

A su vez, el problema para flujo de potencia óptimo AC y planificación de la expansión de potencia reactiva (**OptFlow**) se plantea como un problema de optimización no lineal, cuyas restricciones incluyen:

- Las leyes de Kirchhoff: balance de potencia activa y reactiva en cada nodo de la red eléctrica;
- Los límites operativos de la red: tensión en las barras, transporte de potencia activa y reactiva en los circuitos, taps de los transformadores y otros;
- Las restricciones del sistema de generación hidroeléctrico y térmico.

La función objetivo representa la minimización de inyección de nuevas fuentes de potencia reactiva, y las variables de decisión incluyen la generación de potencia activa (nodo de referencia) y reactiva de las unidades generadoras, la tensión terminal de los nodos, los taps de los transformadores y susceptancias de bancos de los capacitores/reactores.

La metodología de solución consiste en aplicar un algoritmo de puntos interiores primal-dual, que está implementado en el lenguaje matemático AMPL y utiliza el paquete de optimización KNITRO.

A.1.2 Interfaz Grafica

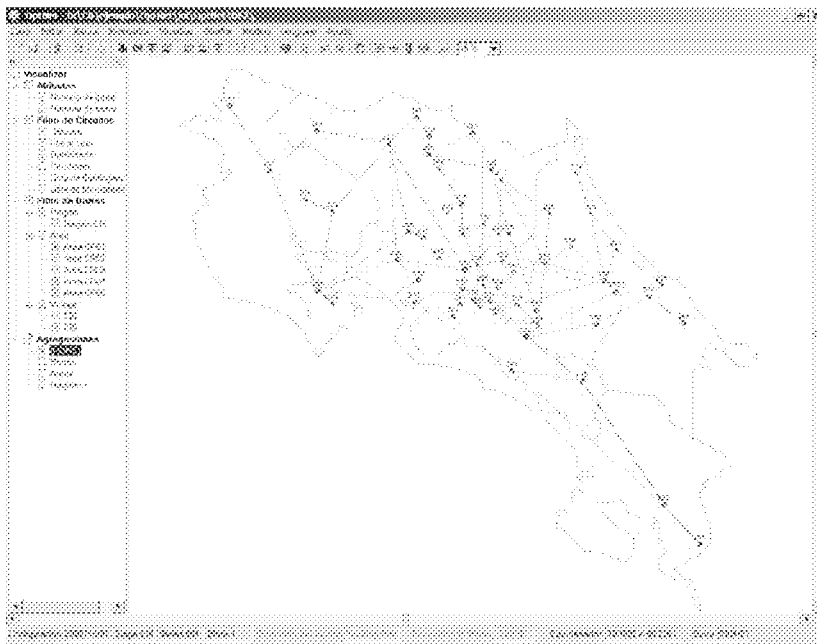
La interfaz grafica del **NETPLAN** se compone de cuatro partes: (i) una barra de menús y instrucciones (parte superior); (ii) la ventana gráfica principal que ilustra el dibujo del sistema de transmisión; (iii) una barra de visualización (a la izquierda); y (iv) una barra de status (parte inferior), como se ilustra en la figura a continuación. Como comentado, en la parte superior de la interfaz se organizan los menús y links de acceso directo a los datos y tareas de uso frecuente. Esta parte de la interfaz implementa la gerencia de los casos de análisis y planificación de la expansión; la edición y visualización de cualquier datos referente a los elementos del sistema de transmisión, al plan de expansión, etc.; y el control de ejecución de los modelos **OptNet** y **OptFlow**. A través de links, el usuario tiene también acceso a toda la documentación del sistema **NetPlan** (manuales de uso y de referencia).

La parte principal de la interfaz (área central) se utiliza para ilustrar el diagrama del sistema de transmisión, muestreando los nodos, cuyas coordenadas se informaron, y las líneas de transmisión, transformadores, etc., que conectan a los nodos que están representados en el diagrama de la red. Los nodos y circuitos se representan por un código de colores que observa el voltaje nominal de las barras. El diagrama permite diferenciar (padrón de la línea) los circuitos de acuerdo con su tipo (código del catastro, código es planeado para entrar en operación o código es un proyecto).

Diversas funcionalidades están disponibles directamente sobre el diagrama, por ejemplo el usuario puede:

- Editar y visualizar cualquier dato de los elementos del sistema de transmisión;
- Visualizar detalle de conexiones de un nodo con sus vecinos;
- Estimar distancia de líneas o entre barras;
- Posicionar nuevas barras – la interface proveen diversas facilidades para que el usuario pueda obtener (caso las coordenadas de los nodos no estén disponibles) la representación del diagrama de la red de transmisión.

También se utiliza el diagrama para ilustrar resultados de los modelos, como será presentado en la sección Resultados más adelante.



A la izquierda del área central se coleccionan funciones de visualización y filtros que afectan lo que se ve del dibujo de la red (área central). De forma bastante rápida y sencilla el usuario puede configurar el diagrama de la red para destacar y/o ocultar partes su interés. Además, están disponibles diferentes abstracciones de representación del dibujo de la red. i.e. se puede agregar los nodos en nodos definidas como “agregadores” (por ejemplo él de mayor voltaje en una subestación) o mismo agregándolos por áreas o regiones definidas previamente por el usuario.

En la parte inferior está la barra de status que muestra las informaciones de la configuración en uso (etapa, escenario y bloque de carga), el plan de expansión de circuitos y/o shunts activo, las coordenadas (latitud/longitud) correspondiente a la posición del "mouse", y el tipo de resultado visualizado que está activo en el diagrama de la red. La barra inferior también es sensitiva, es decir, permite que el usuario modifique los parámetros, por ejemplo con solo un clic se puede modificar la configuración en uso.

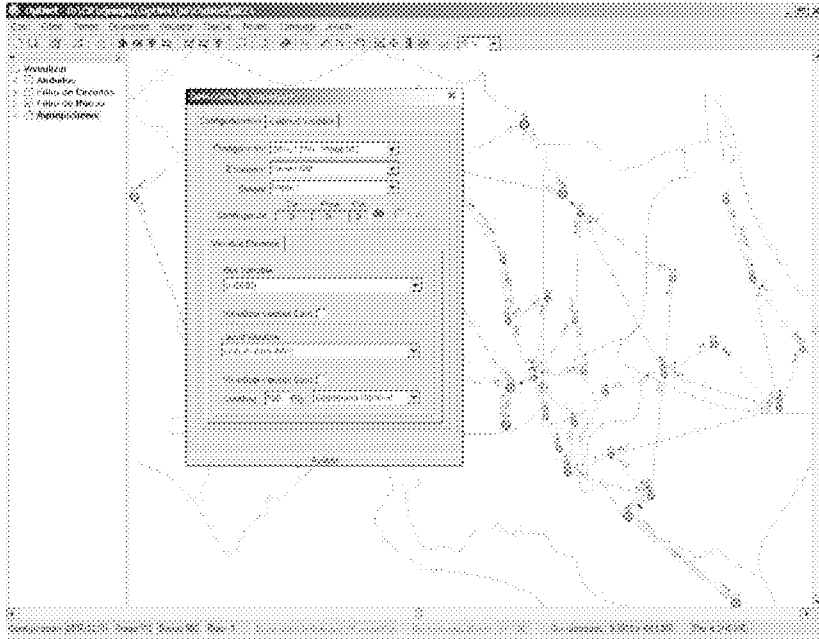
A.1.3 Formas de utilización de los modelos

El sistema **NETPLAN** está pensado para permitir un mayor flexibilidad respecto a los modos de operación. De esta forma, usuario puede seleccionar el modelo de optimización (**OptNet** o **OptFlow**) que desee, para buscar por la solución de expansión de mínimo costo para la expansión de circuitos o de potencia reactiva, como también puede utilizar el sistema de una forma alternativa, bajo un enfoque de planificación "manual", en que el usuario, a partir por ejemplo de informaciones de sensibilidad, selecciona los proyectos que deben ser agregados al plan de expansión. De hecho, esta selección está disponible directamente sobre diagrama da red, es decir, el usuario puede adicionar un proyecto al plan de expansión con un simples clic sobre la representación del proyecto en el diagrama. De igual forma, se puede remover un elemento que esté en el plan en estudio, de volverá a ser un proyecto.

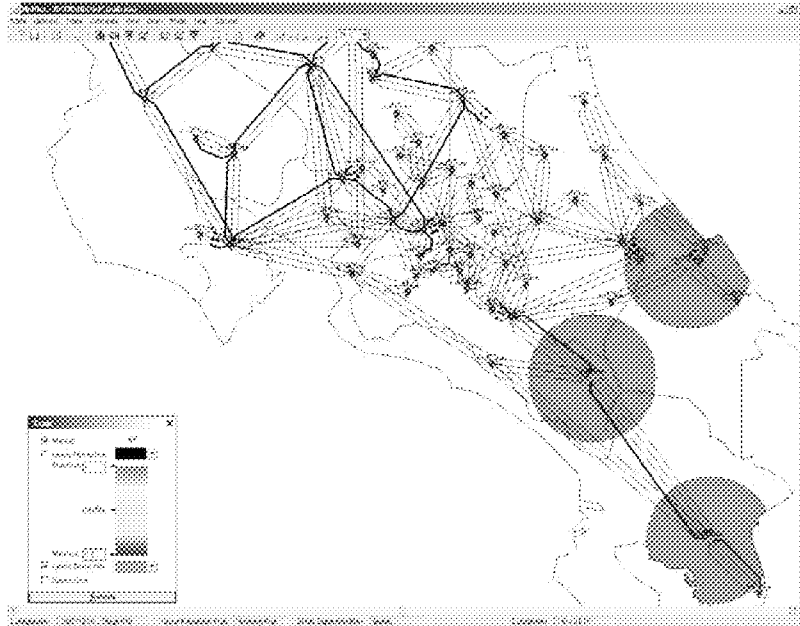
A.1.4 Resultados

Los resultados de los modelos de análisis y de planificación de la expansión, el **NETPLAN** los presenta directamente en el dibujo del sistema de transmisión. Los modelos, como parte del conjunto de salidas, producen archivos de resultados que están preparados para visualización por ejemplo, la Figura a continuación, que ilustra el valor del flujo de potencia (en MW) en los circuitos de la red (valores cerca de la representación de los nodos) y el año de entrada en operación de los proyectos que están en el plan de expansión (fecha en rojo sobre la representación de los proyectos). Los resultados que los modelos de análisis y expansión producen automáticamente incluyen:

- Flujos en los circuitos;
- Redespacho de generación
- Inyecciones de potencia (carga – generación)
- Generación de potencia activa
- Generación de potencia reactiva
- Costo marginal de confiabilidad
- Tensión de las barras



El **NETPLAN** permite también la representación de resultados nodales (tensión, costo marginal de nodos, generación, corte de carga, etc.) por gráficos tipo "contour plots" de los nodos. Por ejemplo, la figura a continuación ilustra el costo marginal de los nodos que, de acuerdo con la paleta de selección de colores, el color azul indica valores mínimos y el rojo valores máximos para el costo marginal. Observe que la paleta permite también que se ignoren valores superiores o inferiores a un valor especificado por el usuario.



Un punto a importante a destacar es que la interface del sistema **NETPLAN** para visualización de los resultados en el dibujo de la red es totalmente abierta, es decir, el usuario puede implementar utilitarios que escriben resultados de acuerdo con el protocolo de visualización y verlos en el diagrama.

Además de los resultados del diagrama, los modelos producen también informes que son compatibles con el Excel y se manejan a través del programa graficador que está integrado al módulo sistema de planificación **NETPLAN**. Algunos resultados que están disponibles incluyen:

- Corte de carga, generación, costo marginal, por barra y para cada contingencia seleccionada;
- Flujo por circuito y para cada contingencia seleccionada;
- Generación de potencia activa y reactiva, ángulo y magnitud de tensión, inyección de potencia reactiva, corte de carga, taps de los transformadores y flujo en los circuitos;
- Costos marginales asociadas a los balances de potencia activa y reactiva de cada barra.
- Por fin, los modelos presentan también salidas con sumarios, por ejemplo:
- Informe de severidad para las contingencias seleccionadas;
- Informe de severidad promedio considerando el conjunto de contingencias seleccionadas.

A.1.5 Base de Datos

NETPLAN provee facilidades para importar los datos de otras herramientas que modelan redes de transmisión de potencia. Actualmente, están disponibles utilitarios que permiten montar una base de datos del **NETPLAN** a partir de casos del modelo SDDP (despacho hidrotérmico), casos de flujo de potencia del PSS-E y del ANAREDE.

A.1.6 Aplicaciones Recientes

- Planificación de la expansión del sistema de transmisión de Costa Rica para el horizonte de (2007-2011), 205 contingencias, 100 escenarios de despacho mensuales y 190 proyectos;
- Análisis de contingencias del sistema de Grecia (base de datos importada directamente de casos del PSS-E);
- Plano de expansión de la red Salvadoreña, horizonte de 5 años, 34 contingencias, 2000 escenarios de despacho mensuales y 47 proyectos;
- Gerencia de bases de datos de sistemas de transmisión, incluyendo información georreferenciada, integrada con otros modelos de PSR para la visualización de resultados de despacho y flujo de potencia para varios sistemas, como por ejemplo los sistemas de Bolivia, Brasil, Colombia, Costa Rica, República Dominicana, Ecuador, Grecia y Guatemala.

ANEXO 31
MODELOS DINÁMICOS

Datos de los Modelos de Generadores, Excitadores, Gobernadores y Estabilizadores de Panamá

/* BASE DE DATOS DE PANAMA

/* MODELO DE GENERADORES DE PANAMA

101,'GENSAL' ,B1, 4,0.02,0.02,2.69,1,0.99,0.833,0.3452,0.3100,0.16,0.19,0.343/
 102,'GENSAL' ,B2, 4,0.02,0.02,2.69,1,0.99,0.833,0.3452,0.3100,0.16,0.19,0.343/
 108,'GENSAL' ,B3, 5,0.07,0.08,2.96,1,0.90,0.570,0.4000,0.24,0.10,0.92,1.01/
 97,'GENSAL' ,F1,9,0.06,0.09,4.50,1,1.02,0.54,0.3,0.155,0.12,0.2,0.67000/
 98,'GENSAL' ,F2,9,0.06,0.09,4.50,1,1.02,0.54,0.3,0.155,0.12,0.2,0.67000/
 99,'GENSAL' ,F3,9,0.06,0.09,4.50,1,1.02,0.54,0.3,0.155,0.12,0.2,0.67000/
 94,'GENSAL' ,L1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
 95,'GENSAL' ,L2,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
 90,'GENSAL' ,E1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
 91,'GENSAL' ,E2,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
 134,'GENSAL' ,G1,5,0.02,0.09,1.398,1,1.09,0.84,0.47,0.36,0.14,0.19,0.59000/
 135,'GENSAL' ,G2,5,0.02,0.09,1.398,1,1.09,0.84,0.47,0.36,0.14,0.19,0.59000/
 136,'GENSAL' ,G3,5,0.02,0.09,1.398,1,1.09,0.84,0.47,0.36,0.14,0.19,0.59000/
 140,'GENSAL' ,G1,5,0.02,0.09,2.233,1,1.01,0.63,0.33,0.33,0.12,0.19,0.59000/
 140,'GENSAL' ,G2,5,0.02,0.09,2.233,1,1.01,0.63,0.33,0.33,0.12,0.19,0.59000/
 140,'GENSAL' ,G3,5,0.02,0.09,2.233,1,1.01,0.63,0.33,0.33,0.12,0.19,0.59000/
 141,'GENSAL' ,G4,5,0.02,0.09,2.210,1,1.01,0.78,0.38,0.38,0.12,0.19,0.59000/
 141,'GENSAL' ,G5,5,0.02,0.09,1.991,1,1.10,0.78,0.38,0.38,0.12,0.19,0.59000/
 141,'GENSAL' ,G6,5,0.02,0.09,1.991,1,1.10,0.78,0.38,0.38,0.12,0.19,0.59000/
 142,'GENSAL' ,C1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
 143,'GENSAL' ,C2,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
 193,'GENSAL' ,G1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
 193,'GENSAL' ,G2,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
 193,'GENSAL' ,G3,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
 204,'GENSAL' ,I ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
 204,'GENSAL' ,I ,2 ,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
 106,'GENSAL' ,M1,4,6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
 106,'GENSAL' ,M2,4,6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
 106,'GENSAL' ,M3,4,6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
 107,'GENSAL' ,M4,4,6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
 107,'GENSAL' ,M5,4,6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
 107,'GENSAL' ,M6,4,6,0.035,0.031,0.93,0,1.46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
 75,'GENSAL' ,P1,3,33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 75,'GENSAL' ,P2,3,33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 75,'GENSAL' ,P3,3,33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 75,'GENSAL' ,P4,3,33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 75,'GENSAL' ,P5,3,33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 75,'GENSAL' ,P6,3,33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 76,'GENSAL' ,I P,3,33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 76,'GENSAL' ,I 2P,3,33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 76,'GENSAL' ,I 0,3,33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 76,'GENSAL' ,I 7,3,33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 76,'GENSAL' ,I 8,3,33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 76,'GENSAL' ,I 9,3,33,0.021,0.084,0.6369,0,1.84,0.89,0.31,0.257,0.157,0.1,0.50000/
 116,'GENSAL' ,P1,5,3,0.038,0.149,0.971,0,1.53,0.830,0.332,0.223,0.14,0.1,0.50000/
 116,'GENSAL' ,P2,5,3,0.038,0.149,0.971,0,1.53,0.830,0.332,0.223,0.14,0.1,0.50000/
 116,'GENSAL' ,P3,5,3,0.038,0.149,0.971,0,1.53,0.830,0.332,0.223,0.14,0.1,0.50000/
 70,'GENROU' ,J5,8,0.05,0.7,0.1,1.45,0.2,0.1,1.3,0.171,0.6,0.116,0.06,0.1,0.50000/
 72,'GENROU' ,J8,5.936,0.022,0.541,0.045,1.45,0.2,0.78,1.931,0.188,0.377,0.129,0.162,0.1,0.50000/
 73,'GENROU' ,J9,6.5,0.023,0.7,0.1,1.887,0,1.72,1.61,0.2,0.6,0.16,0.145,0.1,0.40000/
 66,'GENROU' ,V2,5,1,0.02,0.7,0.1,4.45,0,1.41,1.35,0.156,0.6,0.12,0.06,0.1,0.50000/
 67,'GENROU' ,V3,5,1,0.02,0.7,0.1,4.45,0,1.41,1.35,0.156,0.6,0.12,0.06,0.1,0.50000/
 68,'GENROU' ,V4,5,1,0.02,0.7,0.1,4.45,0,1.41,1.35,0.156,0.6,0.12,0.06,0.1,0.50000/
 71,'GENROU' ,J6,8,0.05,0.7,0.1,1.45,0.2,0.1,1.3,0.171,0.6,0.116,0.06,0.1,0.50000/
 104,'GENROU' ,CO,7,0.025,0.60,0.05,1.35,0.2,50,2.30,0.25,0.40,0.20,0.06,0.1,0.50000/
 113,'GENROU' ,GP,8,8,0.04,0.7,0.1,3,0,0.2,0.1,1,0.684,0.8,0.561,0.06,0.1,0.50000/
 114,'GENROU' ,PG,8,8,0.04,0.7,0.1,3,0,0.2,0.1,1,0.684,0.8,0.561,0.06,0.1,0.50000/
 126,'GENROU' ,G1,8,0.05,0.7,0.1,0.5414,0,1.56,1.51,0.23,0.23,0.14,0.06,0.1,0.50000/
 127,'GENROU' ,G2,8,0.05,0.7,0.1,0.5414,0,1.56,1.51,0.23,0.23,0.14,0.06,0.1,0.50000/
 128,'GENROU' ,G3,5,0.05,0.7,0.1,3.12,0,1.95,1.89,0.33,0.33,0.15,0.055,0.1,0.50000/
 129,'GENROU' ,G4,5,0.05,0.7,0.1,4.73,0,1.95,1.95,0.3,0.3,0.16,0.05,0.1,0.50000/
 130,'GENROU' ,G5,5,0.05,0.700,0.10,1.45,0,1.8,1.8,0.2,0.2,0.15,0.068,0.1,0.50000/

151,'GENSAL' ,1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
 301,'GENSAL' ,C1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
 303,'GENSAL' ,S1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
 304,'GENSAL' ,A1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
 302,'GENSAL' ,P1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
 305,'GENSAL' ,1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
 305,'GENSAL' ,2,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
 305,'GENSAL' ,3,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
 307,'GENSAL' ,G1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
 308,'GENSAL' ,G2,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
 311,'GENSAL' ,1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
 311,'GENSAL' ,2,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
 312,'GENSAL' ,1,4,6,0.035,0.031,0.93,0,1,46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
 312,'GENSAL' ,2,4,6,0.035,0.031,0.93,0,1,46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
 312,'GENSAL' ,3,4,6,0.035,0.031,0.93,0,1,46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
 313,'GENSAL' ,1,4,6,0.035,0.031,0.93,0,1,46,0.80,0.334,0.2240,0.157,0.1,0.50000/
 313,'GENSAL' ,2,4,6,0.035,0.031,0.93,0,1,46,0.80,0.334,0.2240,0.157,0.1,0.50000/
 314,'GENSAL' ,1,4,6,0.035,0.031,0.93,0,1,46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
 314,'GENSAL' ,2,4,6,0.035,0.031,0.93,0,1,46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
 314,'GENSAL' ,3,4,6,0.035,0.031,0.93,0,1,46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
 315,'GENSAL' ,1,4,6,0.035,0.031,0.93,0,1,46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
 315,'GENSAL' ,2,4,6,0.035,0.031,0.93,0,1,46,0.80,0.334,0.2576,0.157,0.1,0.50000/
 316,'GENSAL' ,1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
 316,'GENSAL' ,2,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
 317,'GENSAL' ,M1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
 317,'GENSAL' ,M2,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
 318,'GENSAL' ,1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
 319,'GENSAL' ,2,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.30,0.1,0.1,0.50000/
 340,'GENSAL' ,P1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
 342,'GENSAL' ,1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
 342,'GENSAL' ,2,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
 343,'GENSAL' ,1,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
 343,'GENSAL' ,2,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
 343,'GENSAL' ,3,7,0.06,0.09,2.44,1,1.09,0.62,0.2,0.11,0.1,0.1,0.50000/
 516,'GENSAL' ,G1,5,3,0.038,0.149,0.971,0,1,53,0.830,0.332,0.223,0.14,0.1,0.50000/
 516,'GENSAL' ,G2,5,3,0.038,0.149,0.971,0,1,53,0.830,0.332,0.223,0.14,0.1,0.50000/
 516,'GENSAL' ,G3,5,3,0.038,0.149,0.971,0,1,53,0.830,0.332,0.223,0.14,0.1,0.50000/
 517,'GENSAL' ,G4,5,3,0.038,0.149,0.971,0,1,53,0.830,0.332,0.223,0.14,0.1,0.50000/
 517,'GENSAL' ,G5,5,3,0.038,0.149,0.971,0,1,53,0.830,0.332,0.223,0.14,0.1,0.50000/
 517,'GENSAL' ,G6,5,3,0.038,0.149,0.971,0,1,53,0.830,0.332,0.223,0.14,0.1,0.50000/
 517,'GENSAL' ,G7,5,3,0.038,0.149,0.971,0,1,53,0.830,0.332,0.223,0.14,0.1,0.50000/

/* MODELO DE GOBERNADORES DE PANAMA

101,'HYGOV' ,B1,0.03,0.8,14.5,0.03,1,0.167,0.893,0.266,1.15,1.36,0.5,0.08/
 102,'HYGOV' ,B2,0.03,0.8,14.5,0.03,1,0.167,0.893,0.266,1.15,1.36,0.5,0.08/
 108,'HYGOV' ,B3,0.03,0.8,14.5,0.03,1,0.167,0.870,0.260,1.15,1.36,0.5,0.08/
 97,'HYGOV' ,F1,0.03,0.5,11.8,0.03,0.2,0.167,0.95,0.05,1.85,1.05,0.5,0.08/
 98,'HYGOV' ,F2,0.03,0.5,11.8,0.03,0.2,0.167,0.95,0.05,1.85,1.05,0.5,0.08/
 99,'HYGOV' ,F3,0.03,0.5,11.8,0.03,0.2,0.167,0.95,0.05,1.85,1.05,0.5,0.08/
 94,'HYGOV' ,L1,0.03,1.0,14,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.8,1.05,0.5,0.08/
 95,'HYGOV' ,L2,0.03,1.0,14,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.8,1.05,0.5,0.08/
 90,'HYGOV' ,E1,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.52,1.05,0.5,0.08/
 91,'HYGOV' ,E2,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.52,1.05,0.5,0.08/
 134,'HYGOV' ,G1,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.923,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
 135,'HYGOV' ,G2,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.923,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
 136,'HYGOV' ,G3,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.923,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
 73,'TGOVI' ,V9,0.06,0.05,0.859,0.0,1,3,0.00/
 66,'TGOVI' ,V2,0.06,0.05,0.851,0.0,1,3,0.00/
 67,'TGOVI' ,V3,0.06,0.05,0.851,0.0,1,3,0.00/
 68,'TGOVI' ,V4,0.06,0.05,0.851,0.0,1,3,0.00/
 128,'TGOVI' ,G3,0.03,0.05,0.74,0.327,1,3,0.00/
 129,'TGOVI' ,G4,0.03,0.05,0.74,0.1,1,3,0.00/
 70,'GAST' ,J5,0.04,0.05,0.05,3,1,2,0.84,0.05,0.5/
 71,'GAST' ,J6,0.04,0.05,0.05,3,1,2,0.84,0.05,0.5/
 72,'GAST' ,T8,0.04,0.05,0.05,3,1,2,0.7,0.05,0.5/
 104,'GAST' ,CO,0.03,0.015,0.2,5,1.05,0.67,0.84,0.0.5/
 113,'GAST' ,GP,0.04,0.2,0.05,3,1,2,0.69,0.05,0.5/
 114,'GAST' ,PG,0.04,0.2,0.05,3,1,2,0.69,0.05,0.5/
 126,'GAST' ,G1,0.03,0.01,0.05,3,1,2,0.74,0.05,0.5/
 127,'GAST' ,G2,0.03,0.01,0.05,3,1,2,0.74,0.05,0.5/

130,'GAST' ,G5,0.03,0.01,0.05,3,1,2,0.7,0.05,0.5/
106,'DEGOVI' ,M1,0,5,0.05,0.95,15,5,1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
106,'DEGOVI' ,M2,0,5,0.05,0.95,15,5,1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
106,'DEGOVI' ,M3,0,5,0.05,0.95,15,5,1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
107,'DEGOVI' ,M4,0,5,0.05,0.95,15,5,1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
107,'DEGOVI' ,M5,0,5,0.05,0.95,15,5,1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
107,'DEGOVI' ,M6,0,5,0.05,0.95,15,5,1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
75,'DEGOVI' ,P1,0,5,0.0476,1,15,5,1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
75,'DEGOVI' ,P2,0,5,0.0476,1,15,5,1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
75,'DEGOVI' ,P3,0,5,0.0476,1,15,5,1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
75,'DEGOVI' ,P4,0,5,0.0476,1,15,5,1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
75,'DEGOVI' ,P5,0,5,0.0476,1,15,5,1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
75,'DEGOVI' ,P6,0,5,0.0476,1,15,5,1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
76,'DEGOVI' ,1P,0,5,0.0476,1,15,5,1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
76,'DEGOVI' ,2P,0,5,0.0476,1,15,5,1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
76,'DEGOVI' ,P0,0,5,0.0476,1,15,5,1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
76,'DEGOVI' ,P7,0,5,0.0476,1,15,5,1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
76,'DEGOVI' ,P8,0,5,0.0476,1,15,5,1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
76,'DEGOVI' ,P9,0,5,0.0476,1,15,5,1,0.25,0,0.002,0.943,0,0.03,0.05/
116,'DEGOVI' ,P1,0,5,0.05,0.95,15,5,1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
116,'DEGOVI' ,P2,0,5,0.05,0.95,15,5,1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
116,'DEGOVI' ,P3,0,5,0.05,0.95,15,5,1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
193,'HYGOV' ,G1,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
193,'HYGOV' ,G2,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
193,'HYGOV' ,G3,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
204,'HYGOV' ,1 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,2.95,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
204,'HYGOV' ,2 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,2.95,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
151,'HYGOV' ,1 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
301,'HYGOV' ,C1,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
303,'HYGOV' ,S1,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
304,'HYGOV' ,A1,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
302,'HYGOV' ,P1,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.52,1.05,0.5,0.08/
305,'HYGOV' ,1 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.52,1.05,0.5,0.08/
305,'HYGOV' ,2 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.52,1.05,0.5,0.08/
305,'HYGOV' ,3 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.52,1.05,0.5,0.08/
142,'HYGOV' ,C1,0.03,0.8,4,0.03,0.2,0.167,0.87,0.45,1,1.2,0.5,0.08/
143,'HYGOV' ,C2,0.03,0.8,4,0.03,0.2,0.167,0.87,0.45,1,1.2,0.5,0.08/
307,'HYGOV' ,G1,0.03,0.8,4,0.03,0.2,0.167,0.87,0.45,1,1.2,0.5,0.08/
308,'HYGOV' ,G2,0.03,0.8,4,0.03,0.2,0.167,0.87,0.45,1,1.2,0.5,0.08/
311,'HYGOV' ,1 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
311,'HYGOV' ,2 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
312,'DEGOVI' ,1 ,0,5,0.05,0.95,15,5,1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
312,'DEGOVI' ,2 ,0,5,0.05,0.95,15,5,1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
312,'DEGOVI' ,3 ,0,5,0.05,0.95,15,5,1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
313,'DEGOVI' ,1 ,0,5,0.05,0.95,15,5,1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
313,'DEGOVI' ,2 ,0,5,0.05,0.95,15,5,1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
314,'DEGOVI' ,1 ,0,5,0.05,0.95,15,5,1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
314,'DEGOVI' ,2 ,0,5,0.05,0.95,15,5,1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
314,'DEGOVI' ,3 ,0,5,0.05,0.95,15,5,1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
315,'DEGOVI' ,1 ,0,5,0.05,0.95,15,5,1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
315,'DEGOVI' ,2 ,0,5,0.05,0.95,15,5,1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
316,'HYGOV' ,1 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.02,2.52,1.05,0.5,0.08/
316,'HYGOV' ,2 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.02,2.52,1.05,0.5,0.08/
317,'HYGOV' ,M1 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
317,'HYGOV' ,M2 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,0.8,0.05,2.52,1.05,0.5,0.08/
318,'HYGOV' ,1 ,0.03,0.8,4,0.03,0.2,0.167,0.87,0.45,1,1.2,0.5,0.08/
319,'HYGOV' ,2 ,0.03,0.8,4,0.03,0.2,0.167,0.87,0.45,1,1.2,0.5,0.08/
340,'HYGOV' ,P1,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.52,1.05,0.5,0.08/
342,'HYGOV' ,1 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.52,1.05,0.5,0.08/
342,'HYGOV' ,2 ,0.03,1.0,16,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.52,1.05,0.5,0.08/
343,'HYGOV' ,1 ,0.03,1.0,14,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.8,1.05,0.5,0.08/
343,'HYGOV' ,2 ,0.03,1.0,14,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.8,1.05,0.5,0.08/
343,'HYGOV' ,3 ,0.03,1.0,14,0.025,0.2,0.167,1.2,0.01,2.8,1.05,0.5,0.08/
516,'DEGOVI' ,G1,0,5,0.05,0.95,15,5,1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
516,'DEGOVI' ,G2,0,5,0.05,0.95,15,5,1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
516,'DEGOVI' ,G3,0,5,0.05,0.95,15,5,1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
517,'DEGOVI' ,G4,0,5,0.05,0.95,15,5,1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
517,'DEGOVI' ,G5,0,5,0.05,0.95,15,5,1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
517,'DEGOVI' ,G6,0,5,0.05,0.95,15,5,1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/
517,'DEGOVI' ,G7,0,5,0.05,0.95,15,5,1,0.322,0.0,0.002,0.8,0.387,0.03,0.05/

/* MODELO DE EXCITADORES DE PANAMA

101,'EXST1' ,B1,0.025,3,-3,0.0050,0.088,60,0.00133,6,-5.3,0.02,0.1,1.5/
102,'EXST1' ,B2,0.025,3,-3,0.0050,0.088,60,0.00133,6,-5.3,0.02,0.1,1.5/
108,'EXST1' ,B3,0.025,4,-1,0.0080,0.088,50,0.005,10,-10,0.02,0.10,1.5/
97,'EXST1' ,F1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,60,0.00133,6,-5.3,0.0,0.0,0.3/
98,'EXST1' ,F2,0.025,3,-3,0.0080,0.088,60,0.00133,6,-5.3,0.0,0.0,0.3/
99,'EXST1' ,F3,0.025,3,-3,0.0080,0.088,60,0.00133,6,-5.3,0.0,0.0,0.3/
94,'EXST1' ,L1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,80,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
95,'EXST1' ,L2,0.025,3,-3,0.0080,0.088,80,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
90,'EXST1' ,E1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
91,'EXST1' ,E2,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
70,'IEEET2' ,J5,0.025,400,0.1,6.59,0.1,1.3,0.2,5,1.3,2.4,0.03,5,0.5/
71,'IEEET2' ,J6,0.025,400,0.1,6.59,0.1,1.3,0.2,5,1.3,2.4,0.03,5,0.5/
72,'ESST4B' ,T8,0,3.38,3.38,1,-0.87,0.01,1,0,1,-0.87,0.5,92,0,7.4,0.11,0,2/
73,'EXAC4' ,V9,0,0,2,-0,2,1.149,22.97,1000,0.002,5.236,-4.189,0/
66,'IEEET1' ,V2,0,217.03,1,3,-3,1,0.8,0.078,0.726,0,2.4,0.03,5,0.5/
67,'IEEET1' ,V3,0,126.37,1,3,-3,1,0.8,0.078,0.726,0,2.4,0.03,5,0.5/
68,'IEEET1' ,V4,0,126.37,1,2,0,1,0.8,0.078,0.726,0,2.4,0.03,5,0.5/
104,'EXAC1' ,CO,0,1,1,4000,0.05,56,0,1.5,0.025,0.4,0.1,2,1.9,0.001,10,0.01/
106,'ESAC8B' ,M1,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
106,'ESAC8B' ,M2,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
106,'ESAC8B' ,M3,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
107,'ESAC8B' ,M4,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
107,'ESAC8B' ,M5,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
107,'ESAC8B' ,M6,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
116,'ESAC8B' ,P1,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
116,'ESAC8B' ,P2,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
116,'ESAC8B' ,P3,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3.8,1.36,4.5,1.5/
75,'SEXS' ,P1,0,1,10,100,0.05,0,2.5/
75,'SEXS' ,P2,0,1,10,100,0.05,0,2.5/
75,'SEXS' ,P3,0,1,10,100,0.05,0,2.5/
75,'SEXS' ,P4,0,1,10,100,0.05,0,2.5/
75,'SEXS' ,P5,0,1,10,100,0.05,0,2.5/
75,'SEXS' ,P6,0,1,10,100,0.05,0,2.5/
76,'SEXS' ,P7,0,1,10,100,0.05,0,2.5/
76,'SEXS' ,P8,0,1,10,100,0.05,0,2.5/
76,'SEXS' ,P9,0,1,10,100,0.05,0,2.5/
113,'SEXS' ,GP,0,2,10,100,0.05,0,4/
114,'SEXS' ,PG,0,2,10,100,0.05,0,4/
126,'SEXS' ,G1,0,2,10,100,0.05,0,4/
127,'SEXS' ,G2,0,2,10,100,0.05,0,4/
128,'SEXS' ,G3,0,1,10,100,0.05,0,4/
129,'SEXS' ,G4,0,1,10,100,0.05,0,4/
130,'SEXS' ,G5,0,1,10,100,0.05,0,4/
134,'SEXS' ,G1,0,1,10,100,0.05,0,4/
135,'SEXS' ,G2,0,1,10,100,0.05,0,4/
136,'SEXS' ,G3,0,1,10,100,0.05,0,4/
140,'SEXS' ,G1,0,1,10,100,0.05,0,4/
140,'SEXS' ,G2,0,1,10,100,0.05,0,4/
140,'SEXS' ,G3,0,1,10,100,0.05,0,4/
141,'SEXS' ,G4,0,1,10,100,0.05,0,4/
141,'SEXS' ,G5,0,1,10,100,0.05,0,4/
141,'SEXS' ,G6,0,1,10,100,0.05,0,4/
193,'EXST1' ,G1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
193,'EXST1' ,G2,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
193,'EXST1' ,G3,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
204,'EXST1' ,1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
204,'EXST1' ,2,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
151,'EXST1' ,1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
301,'EXST1' ,C1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
303,'EXST1' ,S1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
304,'EXST1' ,A1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
302,'EXST1' ,P1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
305,'EXST1' ,1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
305,'EXST1' ,2,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
305,'EXST1' ,3,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/

142,'EXSTI' ,C1,0.02,10,-10,0.025,0.10,30,0.05,3.5,-3.1,0.06,0.1,1.5/
 143,'EXSTI' ,C2,0.02,10,-10,0.025,0.10,30,0.05,3.5,-3.1,0.06,0.1,1.5/
 307,'EXSTI' ,G1,0.02,10,-10,0.025,0.10,30,0.05,3.5,-3.1,0.06,0.1,1.5/
 308,'EXSTI' ,G2,0.02,10,-10,0.025,0.10,30,0.05,3.5,-3.1,0.06,0.1,1.5/
 311,'EXSTI' ,1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 311,'EXSTI' ,2,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 312,'ESAC8B' ,1,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3,8,1.36,4.5,1.5/
 312,'ESAC8B' ,2,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3,8,1.36,4.5,1.5/
 312,'ESAC8B' ,3,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3,8,1.36,4.5,1.5/
 313,'ESAC8B' ,1,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3,8,1.36,4.5,1.5/
 313,'ESAC8B' ,2,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3,8,1.36,4.5,1.5/
 314,'ESAC8B' ,1,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3,8,1.36,4.5,1.5/
 314,'ESAC8B' ,2,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3,8,1.36,4.5,1.5/
 315,'ESAC8B' ,1,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3,8,1.36,4.5,1.5/
 315,'ESAC8B' ,2,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3,8,1.36,4.5,1.5/
 314,'ESAC8B' ,3,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3,8,1.36,4.5,1.5/
 316,'EXSTI' ,1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 316,'EXSTI' ,2,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 317,'EXSTI' ,M1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 317,'EXSTI' ,M2,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 318,'EXSTI' ,1,0.02,10,-10,0.025,0.10,30,0.05,3.5,-3.1,0.06,0.1,1.5/
 318,'EXSTI' ,2,0.02,10,-10,0.025,0.10,30,0.05,3.5,-3.1,0.06,0.1,1.5/
 340,'EXSTI' ,P1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 342,'EXSTI' ,1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 342,'EXSTI' ,2,0.025,3,-3,0.0080,0.088,100,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 343,'EXSTI' ,1,0.025,3,-3,0.0080,0.088,80,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 343,'EXSTI' ,2,0.025,3,-3,0.0080,0.088,80,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 343,'EXSTI' ,3,0.025,3,-3,0.0080,0.088,80,0.0027,3,-3,0.02,0.1,1.5/
 516, 'ESAC8B' ,G1,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3,8,1.36,4.5,1.5/
 516, 'ESAC8B' ,G2,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3,8,1.36,4.5,1.5/
 516, 'ESAC8B' ,G3,0,100,150,25,0.03,1,0,10,0,1,1,3,8,1.36,4.5,1.5/

/* MODELO DE ESTABILIZADORES DE PANAMA

97,'STAB2A' ,F1,1.0,4.4,10,1.8,1,1.41,0.01,0.05/
 98,'STAB2A' ,F2,1.0,4.4,10,1.8,1,1.41,0.01,0.05/
 99,'STAB2A' ,F3,1.0,4.4,10,1.8,1,1.41,0.01,0.05/
 101,'STAB2A' ,B1,1.0,4.4,7.85,1.8,0.785,1.41,0.01,0.03/
 102,'STAB2A' ,B2,1.0,4.4,7.85,1.8,0.785,1.41,0.01,0.03/
 108,'STAB2A' ,B3,1.0,4.5,25,2.5,1,0.01,0.03/

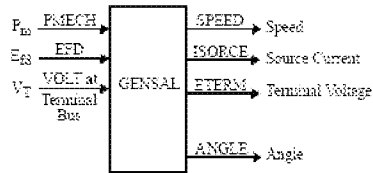
MODELOS DE GENERADORES

GENERATOR AND COMPENSATOR MODEL DATA SHEETS
Power Technologies, Inc. GENSAL

GENSAL

Salient Pole Generator Model (Quadratic Saturation on d-Axis)

This model is located at system bus # _____ IBUS,
machine # _____ I.
This model uses CONs starting with # _____ J,
and STATEs starting with # _____ K.
The machine MVA is _____ for each of units =
_____ MBASE.
ZSORCE for this machine is _____ + j _____ on
the above MBASE.



CON#	#	Value	Description
J			$T_{do} (s)$
J+1			$T'_{do} (s)$
J+2			$T''_{do} (s)$
J+3			Inertia, H
J+4			Speed damping, D
J+5			X_d
J+6			X_q
J+7			X'_d
J+8			$X''_d = X'_q$
J+9			X'_q
J+10			S(1.0)
J+11			S(1.2)

STATE#	#	Description
K		E'_q
K+1		ω'_e
K+2		wpd
K+3		Δ speed (pu)
K+4		Angle (rad/deg)

Note: $X_d, X_q, X'_d, X'_q, X''_d, X''_q, H,$ and D are in pu,
machine MVA base.
 X''_q must be equal to X'_d .

IBUS, "GENSAL", I, $T_{do}, T'_{do}, T''_{do}, H, D, X_d, X_q, X'_d, X'_q, X''_d, X''_q, S(1.0), S(1.2)$

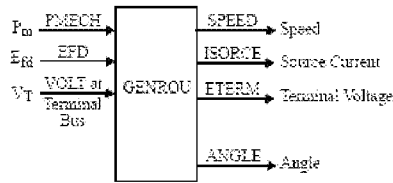
GENERATOR AND COMPENSATOR MODEL DATA SHEETS
GENROU

Power Technologies, Inc.

GENROU

Round Rotor Generator Model (Quadratic Saturation)

This model is located at system bus # _____ IBUS,
machine # _____ I.
This model uses COMs starting with # _____ J,
and STATES starting with # _____ K.
The machine MVA is _____ for each of _____
units = _____ MBASE.
ZSORCE for this machine is _____ + j _____ on
the above MBASE.



CON#	#	Value	Description
J			$T_{do}^{(1)}$ (sec)
J+1			$T_{do}^{(2)}$ (sec)
J+2			$T_{qo}^{(1)}$ (sec)
J+3			$T_{qo}^{(2)}$ (sec)
J+4			Inertia, H
J+5			Speed damping, D
J+6			X_d
J+7			X_q
J+8			X_d'
J+9			X_q'
J+10			$X_d'' = X_q''$
J+11			X_s
J+12			S(1.0)
J+13			S(1.2)

STATES	#	Description
K		E'_q
K+1		E'_d
K+2		ψ_{fd}
K+3		ψ_{bq}
K+4		$\Delta \text{ speed (pu)}$
K+5		Angle (radians)

Note: $X_d, X_q, X_d', X_q', X_d'', X_q'', X_s, H,$ and D are in pu,
machine MVA base.
 X_q' must be equal to X_d' .

IBUS, GENROU, I, $T_{do}, T_{do}^{(2)}, T_{qo}, T_{qo}^{(2)}, H, D, X_d, X_q, X_d', X_q', X_d'', X_q'', X_s, S(1.0), S(1.2)$

MODELOS DE GOBERNADORES

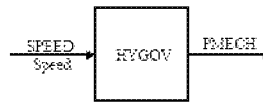
GOVERNOR MODEL DATA SHEETS
HYGOV

Power Technologies, Inc.

HYGOV

Hydro Turbine-Governor

This model is located at system bus # _____ IBUS,
machine # _____ I.
This model uses CONs starting with # _____ J,
and STATEs starting with # _____ K,
and VARs starting with # _____ L.

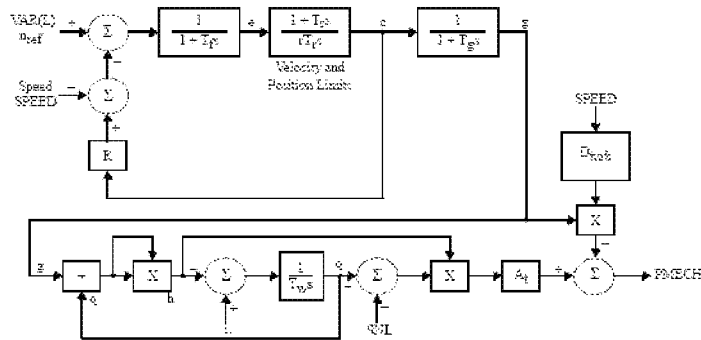


CONs	#	Value	Description
J			R, permanent droop
J+1			r, temporary droop
J+2			T _g (>0) governor time constant
J+3			T _f (>0) filter time constant
J+4			T _s (>0) servo time constant
J+5			VVELM, gate velocity limit
J+6			G _{MAX} , maximum gate limit
J+7			G _{MIN} , minimum gate limit
J+8			T _{WT} (>0) water time constant
J+9			A _t , turbine gain
J+10			D _{nat} , turbine damping
J+11			qNL, no load flow

STATEs	#	Description
K		e, filter output
K+1		c, desired gate
K+2		g, gate opening
K+3		q, turbine flow

VARs	#	Description
L		Speed reference
L+1		h, turbine head

IBUS, HYGOV, I, R, r, T_g, T_f, T_s, VVELM, G_{MAX}, G_{MIN}, T_{WT}, A_t, D_{nat}, qNL

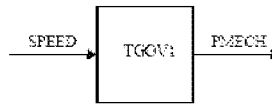


Power Technologies, Inc.

GOVERNOR MODEL DATA SHEETS
TGOV1

TGOV1
Steam Turbine-Governor

This model is located at system bus # ____ IBUS,
machine # ____ I,
This model uses CONs starting with # ____ J,
and STATES starting with # ____ K,
and VAR # ____ L.



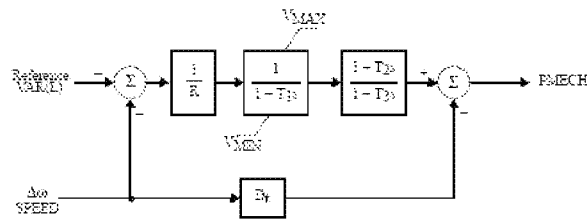
CONs	#	Value	Description
I			R
J+1			T_1 (-0) (sec)
J+2			VMAX
J+3			VMIN
J+4			T_2 (sec)
J+5			T_3 (-0) (sec)
J+6			D_1

STATES	#	Description
K		Valve opening
K+1		Turbine power

VAR	#	Description
L		Reference

Note: VMAX, VMIN, D_1 are in per unit on generator base.
 T_1, T_2 = high-pressure fraction.
 T_3 = reheater time constant.

IBUS, TGOV1, I, R, T_1 , VMAX, VMIN, T_2 , T_3 , D_1



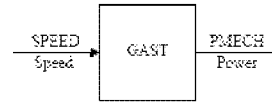
Power Technologies, Inc.

GOVERNOR MODEL DATA SHEETS
GAST

GAST

Gas Turbine-Governor

This model is located at system bus # _____ IBUS,
 machine # _____ I.
 This model uses CONs starting with # _____ J,
 and STATES starting with # _____ K,
 and VAR # _____ L.

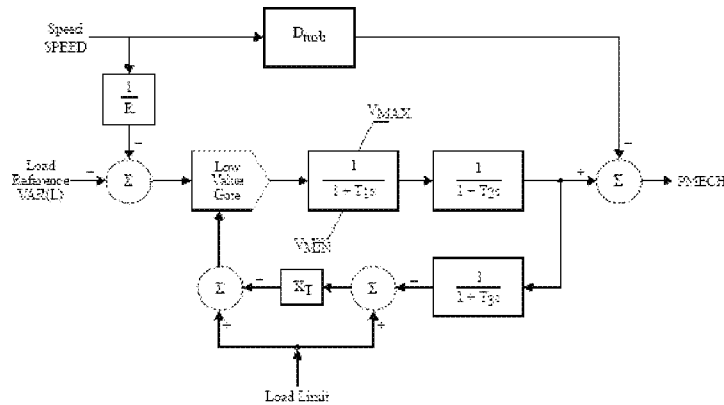


CONs	#	Value	Description
J			R (speed droop)
J+1			T ₁ (sec)
J+2			T ₂ (sec)
J+3			T ₃ (sec)
J+4			Ambient temperature load limit, AT
J+5			K _T
J+6			V _{MAX}
J+7			V _{MIN}
J+8			D _{mech}

STATEs	#	Description
K		Fuel valve
K+1		Fuel flow
K+2		Exhaust temperature

VAR	#	Description
L		Load reference

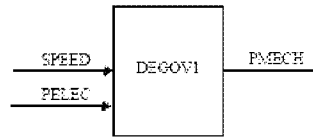
IBUS, GAST, I, R, T₁, T₂, T₃, AT, K_T, V_{MAX}, V_{MIN}, D_{mech}



DEGOV1

Woodward Diesel Governor

This model is located at system bus # _____ IBUS,
 machine # _____ I,
 This model uses CONs starting with # _____ J,
 and ICON # _____ M,
 and STATES starting with # _____ K,
 and VARs starting with # _____ L.



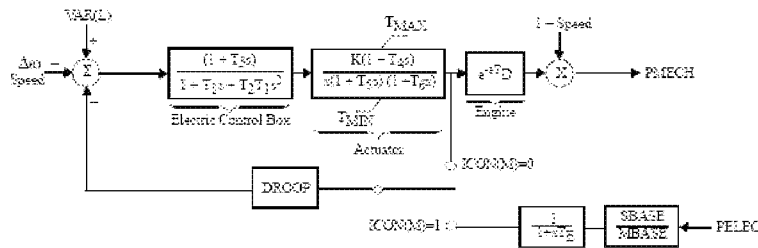
ICON	#	Value	Description
M			Drop control: G = Throttle feedback I = Electric power feedback

STATES	#	Description
K		Electric control box 1
K-1		Electric control box 2
K-2		Actuator 1
K-3		Actuator 2
K-4		Actuator 3
K-5		Power transducer

CONs	#	Value	Description
J			T ₁ (sec)
J+1			T ₂ (sec)
J+2			T ₃ (sec)
J+3			K
J+4			T ₄ (sec)
J+5			T ₅ (sec)
J+6			T ₆ (sec)
J+7			T _D (0 ≤ T _D ≤ 12 * DELT) (sec)
J+8			T _{MAX}
J+9			T _{MIN}
J+10			Drop
J+11			T _E

VARs	#	Description
L		Reference
L+1		Delay table
.		
.		
.		
L+13		

IBUS, 'DEGOV1', I, Drop Control, T₁, T₂, T₃, K, T₄, T₅, T₆, T_D, T_{MAX}, T_{MIN}, Drop, T_E



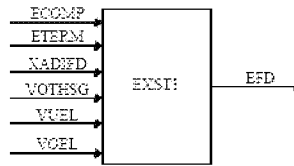
MODELOS DE EXCITADORES

EXCITATION SYSTEM MODEL DATA SHEETS
EXST1

EXST1

IEEE Type ST1 Excitation System

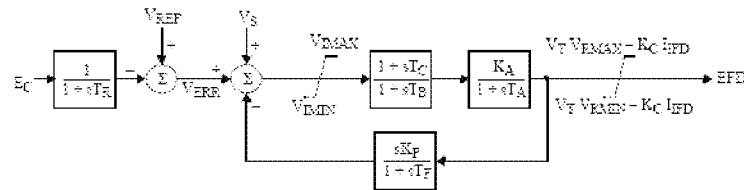
This model is located at system bus: # _____ IBUS,
 machine # _____ I,
 This model uses CONs starting with # _____ J,
 and STATES starting with # _____ K.



CON#	#	Value	Description
J			V_R
J+1			V_{MAX}
J+2			V_{MIN}
J+3			T_C
J+4			T_B (sec)
J+5			K_A
J+6			T_A (sec)
J+7			V_{EMAN}
J+8			V_{RMIN}
J+9			K_C
J+10			K_F
J+11			T_F (0-6) (sec)

STATE#	#	Description
K		Measured
K+1		Lead lag
K+2		V_R
K+3		Feedback

IBUS, EXST1, I, T_B , V_{MAX} , V_{MIN} , T_C , T_B , K_A , T_A , V_{EMAN} , V_{RMIN} , K_C , K_F , T_F



$$V_s = VOHSG + VUEL - VOEL$$

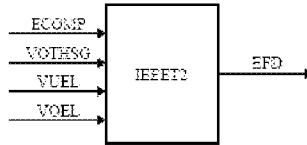
Power Technologies, Inc.

EXCITATION SYSTEM MODEL DATA SHEETS
IEEE12

IEEE12

IEEE Type 2 Excitation System

This model is located at system bus # _____ IBUS,
machine # _____ I.
This model uses CONs starting with # _____ J,
and STATEs starting with # _____ K,
and VAR # _____ L.



CONs	#	Value	Description
J			T_R (sec)
J+1			K_A
J+2			T_A (sec)
J+3			V_{RMAX} or zero
J+4			V_{RMIN}
J+5			K_E
J+6			T_E (-0) (sec)
J+7			K_F
J+8			T_{F1} (-0) (sec)
J+9			T_{F2} (-0) (sec)
J+10			E_1
J+11			$S_E(E_1)$
J+12			E_2
J+13			$S_E(E_2)$

STATEs	#	Description
K		Sensed V_T
K+1		Regulator output, V_R
K+2		Exciter output, EFD
K+3		First feedback integrator
K+4		Second feedback integrator

VARs	#	Description
L		K_E

IBUS, IEEE12, I, T_R , K_A , T_A , V_{RMAX} , V_{RMIN} , K_E , T_E , K_F , T_{F1} , T_{F2} , E_1 , $S_E(E_1)$, E_2 , $S_E(E_2)$

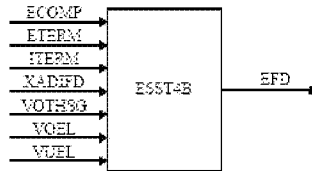
Power Technologies, Inc.

EXCITATION SYSTEM MODEL DATA SHEETS
ESST4B

ESST4B

IEEE Type ST4B Potential or Compounded Source-Controlled Rectifier Exciter

This model is located at system bus # _____ IBUS,
machine # _____ I.
This model uses CONs starting with # _____ J,
and STATEs starting with # _____ K.



CONs	#	Value	Description
J			T_R (sec)
J+1			K_{FR}
J+2			K_{FR}
J+3			V_{RMAX}
J+4			V_{RMIN}
J+5			T_A (sec)
J+6			K_{PM}
J+7			K_{RM}
J+8			V_{RMAX}
J+9			V_{RMIN}
J+10			K_G
J+11			K_P
J+12			K_I
J+13			V_{RMAX}
J+14			K_C
J+15			K_L
J+16			THETAP

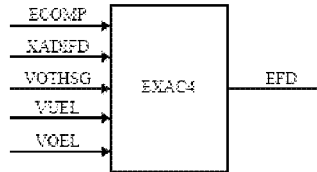
STATEs	#	Description
K		Sensed V_T
K+1		Regulator integrator
K+2		Regulator output, V_R
K+3		V_{KI}

IBUS, 'ESST4B', I, T_R , K_{FR} , K_{FR} , V_{RMAX} , V_{RMIN} , T_A , K_{PM} , K_{RM} , V_{RMAX} , V_{RMIN} , K_G , K_P , K_I , V_{RMAX} , K_C , K_L , THETAP.

EXAC4

IEEE Type AC-4 Excitation System

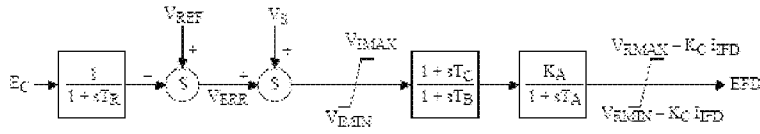
This model is located at system bus # _____ IBUS,
 machine # _____ I,
 This model uses CONs starting with # _____ J,
 and STATEs starting with # _____ K.



CONs	#	Value	Description
J			T_R
J+1			V_{IMAX}
J+2			V_{IMIN}
J+3			T_C
J+4			T_B (sec)
J+5			K_A
J+6			T_A
J+7			V_{RMAX}
J+8			V_{RMIN}
J+9			K_C

STATEs	#	Description
K		$V_{measured}$
K+1		Lead lag
K+2		V_R

IBUS: EXAC4; I, T_R , V_{IMAX} , V_{IMIN} , T_C , T_B , K_A , T_A , V_{RMAX} , V_{RMIN} , K_C



$V_S = VOHSG + VUEL - VOEL$

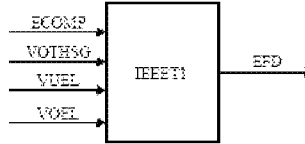
Power Technologies, Inc.

EXCITATION SYSTEM MODEL DATA SHEETS
IEEE1

IEEE1

IEEE Type 1 Excitation System

This model is located at system bus # _____ IBUS,
 machine # _____ I.
 This model uses CONs starting with # _____ J,
 and STATES starting with # _____ K,
 and VAR # _____ L.



CONs	#	Value	Description
J			T_R (sec)
J+1			K_A
J+2			T_A (sec)
J+3			V_{RMAX} or zero
J+4			V_{RMIN}
J+5			K_E or zero
J+6			T_F (-G) (sec)
J+7			K_F
J+8			T_F (G) (sec)
J+9		0	Switch
J+10			E_1
J+11			$SE(E_1)$
J+12			E_2
J+13			$SE(E_2)$

STATES	#	Description
K		Sensed V_T
K+1		Regulator output V_R
K+2		Exciter output E_{FD}
K+3		Rate feedback integrator

VAR	#	Description
L		K_E

IBUS, 'IEEE1', I, T_R , K_A , T_A , V_{RMAX} , V_{RMIN} , K_E , T_F , K_F , T_F , 0, E_1 , $SE(E_1)$, E_2 , $SE(E_2)$

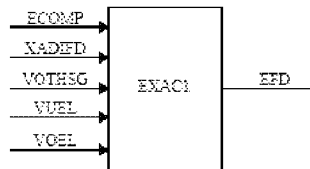
Power Technologies, Inc.

EXCITATION SYSTEM MODEL DATA SHEETS
EXAC1

EXAC1

IEEE Type AC1 Excitation System

This model is located at system bus # _____ IBUS,
machine # _____ I.
This model uses CONs starting with # _____ J,
and STATES starting with # _____ K.



CONs	#	Value	Description
J			T_E (sec)
J+1			T_B (sec)
J+2			T_C (sec)
J+3			K_A
J+4			T_A (sec)
J+5			V_{RMAX}
J+6			V_{RMIN}
J+7			$T_E > 0$ (sec)
J+8			K_F
J+9			$T_F > 0$ (sec)
J+10			K_C
J+11			K_D
J+12			K_E
J+13			E_1
J+14			$S_E(E_1)$
J+15			E_2
J+16			$S_E(E_2)$

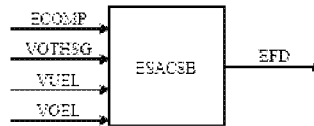
STATES	#	Description
K		Sensed E_T
K+1		Lead lag
K+2		Regulator output
K+3		V_E
K+4		Feedback output

IBUS, EXAC1, I, T_E , T_B , T_C , K_A , T_A , V_{RMAX} , V_{RMIN} , $T_E > 0$, K_F , T_F , K_C , K_D , K_E , E_1 , $S_E(E_1)$, E_2 , $S_E(E_2)$

ESAC8B

Basler DECS

This model is located at system bus # _____ IBUS.
 machine # _____ I.
 This model uses CONs starting with # _____ J,
 and STATES starting with # _____ K,
 and VAR # _____ L.

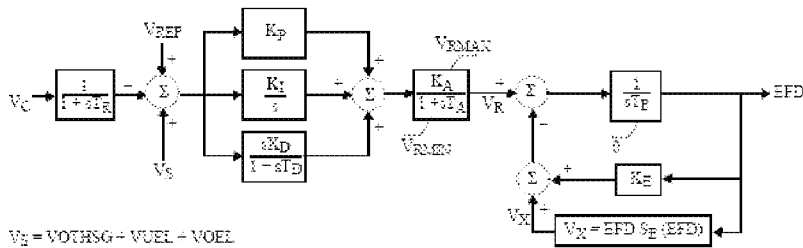


CONs	#	Value	Description
J		T_R (sec)	
J+1		K_P	
J+2		K_I	
J+3		K_D	
J+4		T_D (sec)	
J+5		K_A	
J+6		T_A	
J+7		V_{RMAX} or zero	
J+8		V_{RMIN}	
J+9		$T_E = \delta$ (sec)	
J+10		K_E or zero	
J+11		E_1	
J+12		$S_E(E_1)$	
J+13		E_2	
J+14		$S_E(E_2)$	

STATEs	#	Description
K		Seated V_T
K+1		Integral controller
K+2		Derivative controller
K+3		Voltage regulator
K+4		Exciter output, EFD

VAR	#	Description
L		K_E

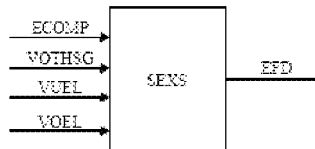
IBUS, 'ESAC8B', I, T_R , K_P , K_I , K_D , T_D , K_A , T_A , V_{RMAX} , V_{RMIN} , T_E , K_E , E_1 , $S_E(E_1)$, E_2 , $S_E(E_2)$



SENS

Simplified Excitation System

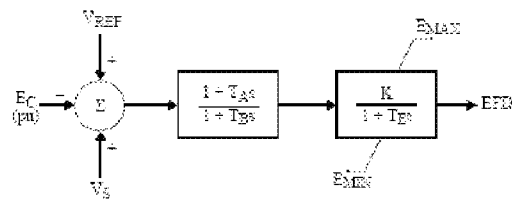
This model is located at system bus # _____ IBUS,
 machine # _____ I,
 This model uses CONs starting with # _____ J,
 and STATEs starting with # _____ K.



CONs	#	Value	Description
J			T_A/T_B
J+1			T_B (sec)
J+2			K
J+3			T_E (sec)
J+4			E_{MIN} (pu on EFD base)
J+5			E_{MAX} (pu on EFD base)

STATEs	#	Description
K		First integrator
K+1		Second integrator

IBUS, SENS, I, T_A/T_B , T_B , K, T_E , E_{MIN} , E_{MAX}



$V_g = VOHSG + VUEL + VOEL$

MODELOS DE ESTABILIZADORES

STABILIZER AND EXCITATION LIMITER MODEL DATA SHEETS

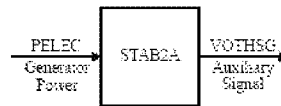
Power Technologies, Inc.

STAB2A

STAB2A

Power Sensitive Stabilizing Unit (ASEA)

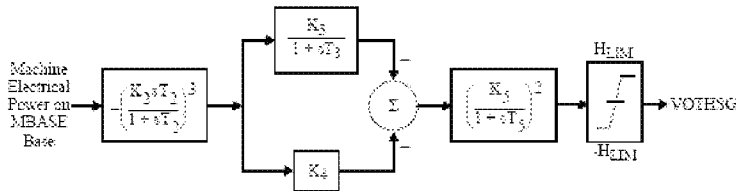
This model is located at system bus # _____ IBUS,
 machine # _____ I,
 This model uses CONs starting with # _____ J,
 and STATEs starting with # _____ K.



CONs	#	Value	Description
J			K_2
J+1			T_1 (sec) ($\neq 0$)
J+2			K_3
J+3			T_2 (sec) ($\neq 0$)
J+4			K_4
J+5			K_5
J+6			T_3 (sec) ($\neq 0$)
J+7			H_{LIM}

STATEs	#	Description
K		Implicit
K+1		Integration
K+2		State
K+3		Variables

IBUS: 'STAB2A', I, I2, T2, K3, T3, K4, K5, T5, H2, D6'



MODELOS DE RELEVADORES

LOAD CHARACTERISTIC AND LOAD RELAY MODEL DATA SHEETS

Power Technologies, Inc.

LDSHxx

LDSHBL, LDSHOW, LDSHZN, LDSHAR, LDSHAL

Underfrequency Load Shedding Model

DYRE Data Record:

1: 'LDSHxx', LID f₁, t₁, frac₁, f₂, t₂, frac₂, f₃, t₃, frac₃, T₀'

LID is an explicit load identifier or may be '*' for application to loads of any ID associated with the subsystem type.

Model suffix "xx"	"T" Description
BL	Bus number
OW	Owner number
ZN	Zone number
AP	Area number
AL	0

CONs	Value	Description
J		f ₁ , first load shedding point (Hz)
J+1		t ₁ , first point pickup time (sec)
J+2		frac ₁ , first fraction of load to be shed
J+3		f ₂ , second load shedding point (Hz)
J+4		t ₂ , second fraction pickup time (sec)
J+5		frac ₂ , second fraction of load to be shed
J+6		f ₃ , third load shedding point (Hz)
J+7		t ₃ , third point pickup time (sec)
J+8		frac ₃ , third fraction of load to be shed
J+9		T ₀ , breaker time (sec)

Reserved ICONs	Description
N	First point delay flag
N+1	First point time-out flag
N+2	First timer status
N+3	Second point delay flag
N+4	Second point time-out flag
N+5	Second timer status
N+6	Third point delay flag
N+7	Third point time-out flag
N+8	Third timer status

VARs	Description
L	First timer memory
L+1	Second timer memory
L+2	Third timer memory

LOAD CHARACTERISTIC AND LOAD RELAY MODEL DATA SHEETS

Power Technologies, Inc.

LVSHAR

LVSHBL, LVSHOW, LVSHZN, LVSHAR, LVSHAL

Undervoltage Load Shedding Model

DTYPE Data Record:

I, LVSHAR, IID, JBUS, V1, T1, F1, V2, T2, F2, V3, T3, F3, TB

IID is an explicit load identifier or may be '*' for application to loads of any ID associated with the subsystem type.

Model suffix "xx"	"I" Description
BL	Bus number
OW	Owner number
ZN	Zone number
AR	Area number
AL	0

ICONs	Value	Description
M		JBUS, remote bus number where voltage is measured*

* Set JBUS = 0, if remote bus is same as the local bus to which the load is connected.

VARs	Description
L	First timer memory
L+1	Second timer memory
L+2	Third timer memory

CONs	Value	Description
J		V1, first load shedding point (pu)
J+1		T1, first point pickup time (sec)
J+2		F1, first fraction of load to be shed
J+3		V2, second load shedding point (pu)
J+4		T2, second fraction pickup time (sec)
J+5		F2, second fraction of load to be shed
J+6		V3, third load shedding point (pu)
J+7		T3, third point pickup time (sec)
J+8		F3, third fraction of load to be shed
J+9		TB, breaker time (sec)

Reserved ICONs	Description
N	First point delay flag
N+1	First point time-out flag
N+2	First timer status
N+3	Second point delay flag
N+4	Second point time-out flag
N+5	Second timer status
N+6	Third point delay flag
N+7	Third point time-out flag
N+8	Third timer status

REPÚBLICA DE PANAMÁ
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN N° 2980-Elec
Panamá, 29 de septiembre de 2009

"Por la cual se aprueba la Addenda N° 1 al Informe Indicativo de Demandas para los años 2009 – 2018, presentada por el Centro Nacional de Despacho"

El Administrador General,
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reestructuró el Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, como organismo autónomo del Estado, con competencia para regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, telecomunicaciones, electricidad, radio y televisión, así como los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, modificada por el Decreto Ley N° 10 de 26 de febrero de 1998, "Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad", establece el régimen al que se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el numeral 1 del artículo 20 de la Ley 6 de 1997, le atribuye a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante ASEP) la función de regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica, para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos y de viabilidad financiera, así como propiciar la competencia en el grado y alcance definidos por la mencionada Ley e intervenir para impedir abusos de posición dominante de los agentes del mercado;
4. Que mediante Resolución N° JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones, se aprobaron las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad de la República de Panamá, con la finalidad de contar con normas claras y precisas que garanticen la transparencia del mercado y de sus precios;
5. Que los numerales 5.1.1.1 y 5.1.1.2 de las Reglas del Mercado Mayorista de Electricidad estipulan que el Centro Nacional de Despacho (en adelante CND) debe calcular la Demanda Máxima de Generación (DMG) prevista para cada mes del año siguiente, así como recopilar la información de pronósticos de demanda, verificar su compatibilidad y requerir justificadamente ajustes para determinar las previsiones de la DMG;
6. Que el numeral 5.2.1.1 de las Reglas del Mercado Mayorista de Electricidad señala que el CND debe elaborar el Informe Indicativo de Demandas de cada Participante Consumidor y de los clientes regulados de cada Distribuidor para el año siguiente, que incluya las hipótesis de cálculos y datos utilizados para definir los escenarios de demanda, y los resultados correspondientes a los siguientes aspectos: a) el consumo previsto; b) las pérdidas previstas y su justificación; y c) la Demanda Máxima de Generación del Sistema;
7. Que el numeral 5.2.1.3 de las Reglas del Mercado Mayorista de Electricidad indica que el CND debe presentar el Informe Indicativo de Demandas a la ASEP, quien lo aprobará o podrá requerir ajustes antes de su aprobación;
8. Que mediante la Resolución N° JD-2193 de 13 de noviembre de 2008 la ASEP aprobó el Informe Indicativo de Demandas para los años 2009 al 2018;

9. Que mediante la Nota N° ETE-DEOI-CND-OP-345-2009 de 17 de julio de 2009, el CND envió a la ASEP la Addenda No. 1 al Informe Indicativo de Demandas, correspondiente al período 2009-2018;

10. Que la Addenda N° 1, en referencia, modifica los resultados de la Demanda Máxima de Generación (DMG) y de la energía prevista a consumir por la Empresa Bocas Fruit, Co., debido a su entrada al Mercado Mayorista de Electricidad como participante consumidor;

11. Que la información contenida en la Addenda N° 1 del Informe Indicativo de Demandas cumple en su forma y contenido con lo que establece el numeral 5.2 de las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, aprobadas mediante la Resolución JD-605 de 29 de abril de 1998 y sus modificaciones, por lo que procede su aprobación;

12. En virtud de lo antes expuesto, el Administrador General,

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR la Addenda N° 1 al Informe Indicativo de Demandas 2009-2018, presentada por el Centro Nacional de Despacho (CND), la cual forma parte del **ANEXO A** de la presente Resolución.

SEGUNDO: La presente Resolución empezará a regir a partir de su notificación hasta el 31 de diciembre de 2009.

TERCERO: ORDENAR al Centro Nacional de Despacho que, para efectos comerciales, la Addenda N° 1 al Informe Indicativo de Demandas 2009-2018, aprobada mediante esta Resolución, deberá ser aplicada a partir de la entrada en operación comercial de la Empresa Bocas Fruit, Co., como participante consumidor.

CUARTO: COMUNICAR que la presente Resolución admite el Recurso de Reconsideración, el cual debe interponerse dentro del término de cinco (5) días hábiles, siguientes a su notificación de esta Resolución.

Fundamento de Derecho: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, Ley 6 de 3 de febrero de 1997, Decreto Ley 10 de 26 de febrero de 1998, Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998, Resolución N° JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones y demás disposiciones concordantes.

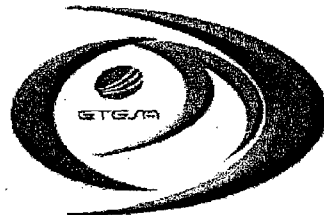
NOTIFÍQUESE, PUBLIQUESE Y CÚMPLASE,

DENNIS E. MORENO R.
Administrador General

REPÚBLICA DE PANAMÁ

Centro Nacional de Despacho

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.



Centro Nacional
de Despacho

Gerencia de Operaciones

**ADENDA No. 1 INFORME INDICATIVO DE
DEMANDAS 2009 -2018**

Julio de 2009

INTRODUCCIÓN 1

DATOS UTILIZADOS..... 2

CÁLCULO DE LA DEMANDA COINCIDENTE..... 4

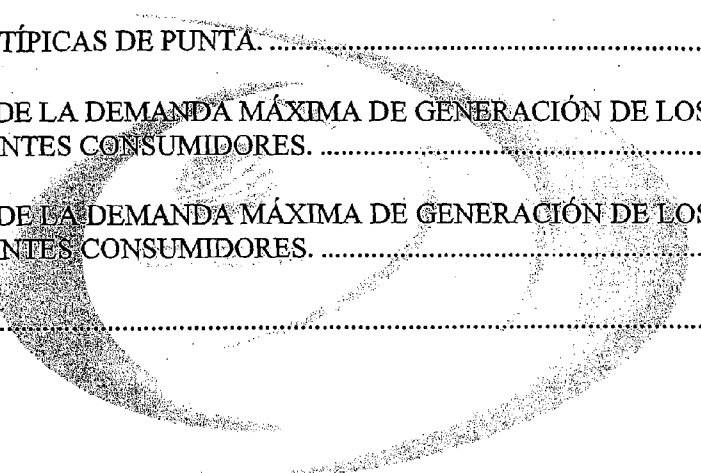
PÉRDIDAS TÍPICAS DE PUNTA. 6

PÉRDIDAS TÍPICAS DE PUNTA. 7

CÁLCULO DE LA DEMANDA MÁXIMA DE GENERACIÓN DE LOS PARTICIPANTES CONSUMIDORES. 8

CÁLCULO DE LA DEMANDA MÁXIMA DE GENERACIÓN DE LOS PARTICIPANTES CONSUMIDORES. 9

ANEXO A..... 12



CENTRO NACIONAL DE DESPACHO
C.A. - CENDES

Introducción

Las Reglas Comerciales, establecen en el numeral 5.2.1.9, que cuando un Gran Cliente se convierte en Participante Consumidor o que un Gran Cliente deje de serlo, y este cambio no hubiese sido previsto en el Informe Indicativo de Demandas vigente, el CND debe informar a los Participantes y a la ASEP los ajustes que corresponden el Informe Indicativo de Demandas vigentes para tener en cuenta estos cambios. Los ajustes así informados pasarán a ser considerados parte integral del Informe Indicativo de Demandas.

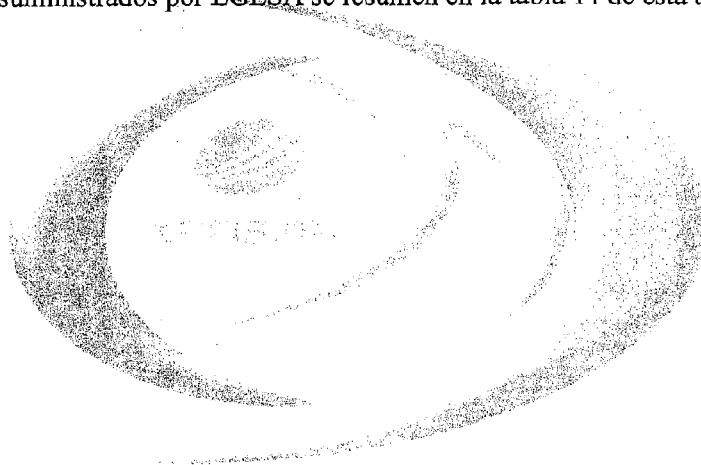
En esta adenda, se está incluyendo los resultados de Demanda Máxima de Generación (DMG) y de la energía prevista a consumir por la Empresa Bocas Fruit CO., debido a su entrada al Mercado Mayorista de Electricidad como Participante Consumidor.

Como resultado de esta condición, se modificaron a partir del mes de julio de 2009 la tabla 8, que contiene los factores de coincidencia de la demanda máxima mensual; y las siguientes tablas: la tabla 9 que resume la demanda coincidente de los consumidores; la tabla 11 que resume la demanda coincidente con pérdidas en punta de los consumidores y la tabla 13, que resume las DMG de cada participante. Adicionalmente, se agrega la tabla 14 que contiene los datos de Bocas Fruit CO., al Informe Indicativo de Demandas 2009-2018.

Datos Utilizados

Mediante la nota **EGESA-GG-230-2009** del 02 de julio de 2009, la Empresa de Generación Eléctrica, S.A.(**EGESA**) como representante de **Bocas Fruit CO.**, entregó las proyecciones de crecimiento de la demanda, consumo de energía, curvas típicas y demanda máxima, para los siguientes diez (10) años. Ver nota en el anexo A.

Los Datos suministrados por **EGESA** se resumen en la tabla 14 de esta adenda.



Centro Nacional de Despacho
de Energía Eléctrica

**Tabla #14
DATOS DE BOCAS FRUIT CO.**

PRONÓSTICO MENSUAL DE ENERGÍA (MWH)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Total	TASA %
2009	4,722.40	4,889.70	5,287.02	5,433.14	5,507.25	5,892.68	5,972.16	5,329.28	5,926.77	5,946.24	5,922.16	5,722.23	68,453.89	---
2010	4,874.43	4,977.90	5,291.17	5,478.51	5,608.87	5,177.58	5,155.70	5,185.78	5,308.50	5,158.37	5,104.20	5,310.28	70,657.75	3.06%
2011	5,045.04	4,164.73	6,172.39	5,780.04	5,915.89	5,900.79	6,499.91	6,284.00	6,116.73	5,291.56	5,325.98	5,485.43	71,850.01	1.72%
2012	5,134.73	4,291.40	5,354.91	5,505.84	5,635.22	5,426.51	5,285.23	5,408.68	5,249.20	5,477.17	5,351.52	5,585.20	73,261.25	1.80%
2013	5,231.15	5,329.59	6,329.26	6,023.86	6,132.33	5,892.29	6,415.12	6,332.52	5,374.20	5,336.11	5,278.88	5,522.50	74,443.25	1.80%
2014	5,279.28	5,329.59	6,454.59	6,144.44	6,279.26	5,892.29	6,543.42	6,658.03	5,261.73	5,922.02	5,608.13	5,830.43	76,051.87	1.80%
2015	5,329.28	5,475.14	6,451.15	6,267.31	6,384.83	6,029.14	6,274.20	5,892.29	5,631.77	5,790.14	5,790.20	5,367.04	77,487.20	1.80%
2016	5,439.26	5,593.17	6,649.11	6,343.07	6,511.79	6,555.59	6,202.77	5,926.04	5,784.40	5,935.23	6,075.06	7,156.78	78,950.12	1.98%
2017	5,520.84	5,555.75	6,719.19	6,526.23	6,661.37	7,056.72	6,342.55	7,075.80	5,829.58	7,074.43	7,012.00	7,248.01	80,440.08	1.98%
2018	5,563.60	5,720.25	6,890.91	6,678.91	6,795.84	7,237.83	7,582.81	7,318.28	7,037.58	7,315.51	7,352.55	7,380.48	81,063.02	1.98%

PRONÓSTICO MENSUAL DEL FACTOR DE CARGA (pf)

	ENE	FEV	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	PROM.	TASA %
2009	0.647	0.621	0.773	0.774	0.725	0.793	0.751	0.743	0.740	0.758	0.775	0.683	0.721	---
2010	0.651	0.652	0.769	0.652	0.670	0.728	0.664	0.682	0.681	0.669	0.619	0.612	0.662	-3.02%
2011	0.626	0.544	0.774	0.697	0.678	0.728	0.690	0.690	0.690	0.678	0.627	0.620	0.669	1.97%
2012	0.695	0.619	0.771	0.697	0.678	0.728	0.690	0.690	0.690	0.678	0.627	0.620	0.667	-3.35%
2013	0.690	0.692	0.797	0.697	0.678	0.728	0.690	0.690	0.690	0.678	0.627	0.620	0.669	0.16%
2014	0.687	0.632	0.794	0.697	0.678	0.728	0.690	0.690	0.690	0.678	0.627	0.620	0.667	-5.13%
2015	0.684	0.632	0.790	0.697	0.678	0.728	0.690	0.690	0.690	0.678	0.627	0.620	0.666	-5.13%
2016	0.661	0.627	0.697	0.627	0.678	0.728	0.690	0.690	0.690	0.678	0.627	0.620	0.654	-2.92%
2017	0.678	0.626	0.694	0.627	0.678	0.728	0.690	0.690	0.690	0.678	0.627	0.620	0.655	6.153%
2018	0.678	0.627	0.696	0.627	0.678	0.728	0.690	0.690	0.690	0.678	0.627	0.620	0.654	-4.17%

PRONÓSTICO MENSUAL DE DEMANDA MÁXIMA (MW)

	ENE	FEV	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Máxima	TASA %
Días	31	28/29	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365	
2009	10.01	10.52	13.23	10.27	10.94	10.48	10.58	10.70	10.30	11.31	11.32	11.43	12.43	---
2010	11.31	11.82	11.83	11.98	11.85	11.72	11.93	12.15	12.25	12.37	11.69	11.85	13.55	11.46%
2011	11.30	11.82	11.81	12.04	11.73	11.86	12.01	12.23	12.14	12.42	12.70	13.59	13.69	6.75%
2012	11.69	12.14	11.85	12.30	11.98	12.10	12.25	11.48	12.56	12.70	12.96	14.22	14.23	1.00%
2013	11.85	12.30	12.39	12.85	12.70	13.54	12.43	12.73	12.84	12.95	14.31	14.51	14.51	1.50%
2014	12.50	12.81	12.92	12.80	12.44	13.55	12.74	12.94	13.10	13.22	14.65	14.81	14.81	2.00%
2015	12.43	12.89	12.97	13.65	12.89	12.54	13.80	13.24	13.38	13.48	14.92	15.10	15.10	2.00%
2016	12.28	13.14	12.82	13.24	12.96	13.10	13.20	13.51	13.85	13.75	15.22	15.40	15.40	2.00%
2017	12.83	13.40	13.68	13.22	13.21	13.28	13.92	13.78	13.26	14.29	15.50	15.71	15.71	2.00%
2018	12.18	13.27	13.34	13.89	13.47	13.53	13.78	14.05	14.10	14.31	15.84	16.03	16.03	2.00%

DEPARTAMENTO NACIONAL DE DESPACHO

Julio 2009

Cálculo de la Demanda Coincidente.

Debido a la entrada del Gran Cliente, se calculó el factor de coincidencia del mismo, considerando los datos de curva de carga suministrados por el Agente, cabe señalar que el Agente presentó una sola curva de carga válida para todos los meses.

A continuación se presenta una actualización de la tabla 8 del informe vigente, con el cálculo del factor de coincidencia de los Participantes Consumidores con la demanda máxima mensual.

Los resultados de factor de coincidencia mostrados en la tabla 8 fueron aplicados a la demanda máxima del nuevo Participante Consumidor, obteniéndose la actualización de la tabla 9 del informe vigente.

Tabla #3
CALCULO DEL FACTOR DE COINCIDENCIA DE LA DEMANDA MÁXIMA MENSUAL
DE LOS PARTICIPANTE CONSUMIDORES

Datos de Demanda Histórica por Agente Enero a Junio (Demanda del SMOG)

	ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO	
	DEMANDA AGENTE	DEM CONG CON EL SMO	DEMANDA AGENTE	DEM CONG CON EL SMO	DEMANDA AGENTE	DEM CONG CON EL SMO	DEMANDA AGENTE	DEM CONG CON EL SMO	DEMANDA AGENTE	DEM CONG CON EL SMO	DEMANDA AGENTE	DEM CONG CON EL SMO
ELECTRA	375.48	367.27	374.38	372.36	382.01	375.43	383.33	386.53	384.87	384.19	373.56	372.21
ECOMET	688.78	686.76	693.94	692.75	692.97	692.98	693.95	693.93	693.95	693.93	693.96	693.96
ECOSOL	78.78	80.36	79.45	86.88	82.78	71.30	83.94	77.37	77.42	74.47	66.91	68.78
DEM PAN	5.43	4.03	3.54	4.46	5.47	4.58	3.80	3.28	3.61	4.53	3.54	4.01
MESA DESPOT	0.51	0.40	0.50	0.40	0.35	0.31	0.43	0.48	0.60	0.30	0.31	0.30
OCAMAR	0.77	0.71	0.72	0.89	0.77	0.71	0.77	0.73	0.76	0.71	0.79	0.71
S. PARR	2.30	2.17	2.44	2.29	2.34	2.38	2.33	2.39	2.39	2.31	2.59	2.43
BOFINO	10.76	4.45	13.73	3.38	10.18	9.89	10.78	9.48	10.19	9.85	10.76	4.48

Datos de Demanda Histórica por Agente Julio a Diciembre (Demanda del SMOG)

	JULIO		AGOSTO		SEPTIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
	DEMANDA AGENTE	DEM CONG CON EL SMO	DEMANDA AGENTE	DEM CONG CON EL SMO	DEMANDA AGENTE	DEM CONG CON EL SMO	DEMANDA AGENTE	DEM CONG CON EL SMO	DEMANDA AGENTE	DEM CONG CON EL SMO	DEMANDA AGENTE	DEM CONG CON EL SMO
ELECTRA	374.74	371.80	385.21	382.34	379.37	389.04	379.30	374.71	369.33	362.32	375.36	373.03
ECOMET	693.23	691.43	696.13	693.93	693.38	693.26	693.63	693.41	693.21	693.21	693.80	693.49
ECOSOL	78.73	81.32	75.59	88.76	78.31	68.13	78.35	68.30	61.41	61.04	60.10	60.24
DEM PAN	5.52	5.36	4.92	4.54	4.94	3.65	5.43	2.32	3.54	4.07	5.37	5.16
MESA DESPOT	0.43	0.42	0.54	0.47	0.54	0.52	0.54	0.44	0.54	0.54	0.51	0.51
OCAMAR	0.75	0.74	0.72	0.87	0.75	0.74	0.77	0.71	0.76	0.69	0.80	0.76
S. PARR	2.15	2.22	2.30	2.46	2.40	2.40	2.37	2.27	2.55	2.31	2.44	2.31
BOFINO	10.13	4.85	11.73	3.83	10.78	9.85	10.78	9.81	10.13	9.84	11.73	3.85

Cálculo del Factor de Coincidencia por Agente

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MAX
ELECTRA	0.943	0.950	0.959	1.000	0.972	0.989	0.946	0.960	0.959	0.988	1.000	1.000	1.000
ECOMET	1.000	0.995	1.000	0.994	0.995	1.000	0.994	0.997	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
ECOSOL	0.843	0.895	0.867	0.814	0.838	0.808	0.875	0.839	0.843	0.814	0.813	0.821	0.848
DEM PAN	0.854	0.855	0.818	0.858	0.887	0.732	0.867	0.699	0.869	0.847	0.854	0.858	0.865
MESA DESPOT	0.814	0.813	0.900	0.811	0.840	0.817	0.884	0.890	0.878	0.845	0.818	0.821	0.876
OCAMAR	0.825	0.812	0.814	0.815	0.812	0.803	0.874	0.844	0.861	0.845	0.858	0.846	0.821
S. PARR	0.894	0.927	0.921	0.862	0.890	0.875	0.810	0.804	0.845	0.810	0.859	0.843	0.843
BOFINO	0.843	0.813	0.818	0.818	0.818	0.818	0.818	0.818	0.818	0.818	0.818	0.818	0.818

Nota:

Datos de Agente de 2007 a Año de 2008. Para los Agentes coincidentes en el indicador véase.

Datos de BOSTOS suministrados por el Agente.

Demanda Agente: Es la demanda del consumidor para el día en que se registró la demanda máxima mensual de cada mes.

Demanda CONG con el SMO: Es la demanda del consumidor a la hora que el SMO registró demanda máxima en cada mes.

Tabla #9 PRONÓSTICO ANUAL Y MENSUAL DE LA DEMANDA MÁXIMA DE GENERACIÓN COINCIDENTE DE LOS AGENTES CONSUMIDORES (MW)

Table with 14 columns (Month) and 14 rows (Year) for various consumer categories: ELEKTRA, EDEMET, EDECHI, CEM PAN, MEGA DEPOT, REAMAR, SPARK, BOFGO, and TOTAL. Each cell contains numerical values for demand in MW and a percentage (TASA %).

Handwritten signature or initials.

Pérdidas Típicas de Punta.

Los resultados de pérdidas mostrados en la tabla 10 del Informe Indicativo de Demandas 2009 – 2018 fueron sumados a la demanda máxima coincidente de los Participantes, descrita en el punto anterior. En la actualización de la tabla 11 se aprecian los resultados para los Participantes Consumidores.



CENTRO NACIONAL DE DESPACHO

Cálculo de la Demanda Máxima de Generación de los Participantes Consumidores.

Con la incorporación del nuevo Gran Cliente fue necesario calcular su Demanda Máxima de Generación.

Para realizar el cálculo de la demanda máxima de generación, se procedió a sumarle a la demanda máxima coincidente con pérdidas de transmisión del nuevo Participante consumidor, el porcentaje de Reserva para Confiabilidad de Largo Plazo presentado en la tabla 12 del informe vigente. La actualización de la tabla 13, presenta la demanda máxima de generación para cada uno de los Participantes Consumidores, incluyendo el nuevo participante.

07/10/2009 - 14:07

Tabla #13 PRONÓSTICO ANUAL Y MENSUAL DE LA DEMANDA MÁXIMA DE GENERACIÓN DE LOS PARTICIPANTES CONSUMIDORES (MW)

Table with columns for company names (ELEKTRA, EDEMET, EDECH, GEM MAN, MEGA DEPOT, RIGAMAR, BIPARK, BOFCO), months (ENE to DIC), and metrics (Máxima, TASA %). Includes a 'TOTAL' section at the bottom.

Total de Consumidores 2009_BOFCO.xls / DWG-RESERVA

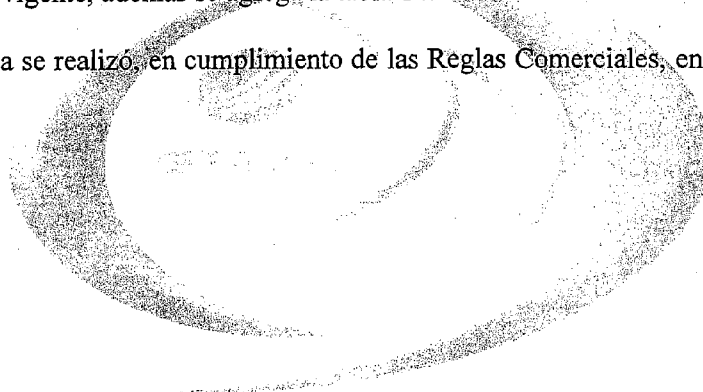
Handwritten signature or initials.

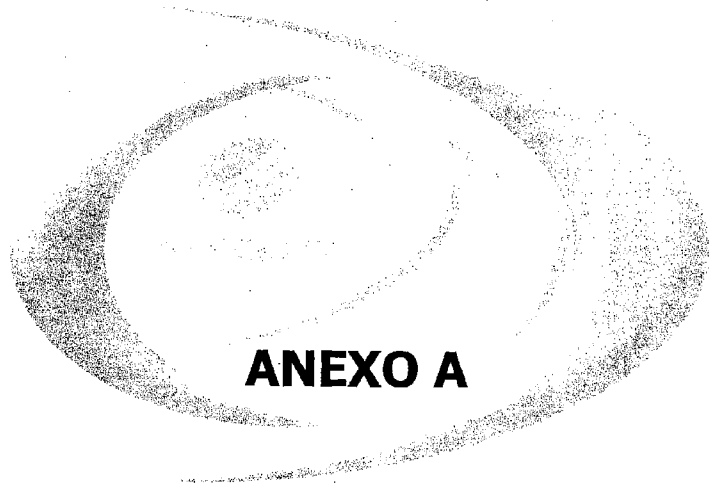
Conclusiones

Tal como lo establecen las **Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad en Panamá**, el Centro Nacional de Despacho tiene la responsabilidad de confeccionar el Informe Indicativo de Demandas.

La información contenida en esta adenda se incorpora a la presentada en el Informe Indicativo de Demandas 2009-2018, aprobado por el Ente Regulador de los Servicios Públicos mediante resolución AN No. 2193-Elec del 13 de noviembre de 2009. Esta revisión modifica las tablas 8, 9, 11 y 13 del Informe Indicativo de Demandas vigente, además se agrega la tabla 14.

Esta adenda se realizó, en cumplimiento de las Reglas Comerciales, en su numeral 5.2.1.9.





ANEXO A

[Faint, illegible text or signature]

[Handwritten mark or signature]



EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.

Panamá, 2 de julio 2009.
EGESA-00-230-2009

Ingeniero
Antonio Guelfi
Gerente del Centro Nacional de Despacho
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
E. S. D.

Respetado Ingeniero Guelfi:

Remitimos el Contrato original No. 2009-0001 suscrito entre nuestra empresa y la empresa Bocas Fruit Co., L.L.C., para la venta de energía y potencia.

Adicionalmente, incluimos cuadro de los pronósticos mensuales de energía y demanda máxima, así como pronóstico mensual del factor de carga de BOFCO, para la adecuación del Informe Indicativo de Demandas.

Sobre la carta de crédito que debemos entregar como garantía del contrato, por los montos detallados por ustedes en nota ETE-DEI-CND-ME-435-2009, le informamos que está siendo procesada por el Banco General, banco liquidador del Mercado Eléctrico y esperamos recibirla en el día de mañana, viernes 3 de julio de 2009.

Inmediatamente el Banco General finquite con los trámites y nos haga entrega del mencionado documento, se la remitiremos.

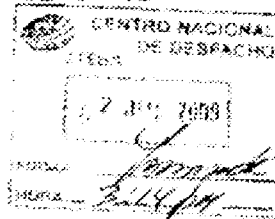
Esperamos recibir la notificación de la fecha efectiva para la implementación del Contrato EGESA-BOFCO.

Atentamente

Carlos A. Carcaché M.
CARLOS A. CARCACHÉ M.
Gerente General

/mgf
Adj.: Lo indicado

*Garantías:
Para nuestra información.
Diciembre
2/7/09*



BOFCO

TABLAS DE PROYECCIONES DE ENERGIA, FACTOR DE CARGA Y DEMANDA

PRONOSTICO MENSUAL DE ENERGIA (MWh)

AÑOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPT	OCT.	NOV.	DIC.	PROMED	TOTAL
2009	4782	4596	5567	5453	5607	5923	5412	5966	5857	5545	5465	5157	5725	68432
2010	4674	4678	5581	5577	5607	5177	6154	6151	6027	6158	6105	6340	6360	70503
2011	5049	5184	5172	5795	5917	6351	6760	6234	6127	6297	6227	6406	6362	71905
2012*	5429	5251	5205	5909	6035	6427	6889	6410	6349	6437	6352	6666	6195	72251
2013	5252	5410	5359	5224	5129	5525	5415	6038	6374	6526	6475	6647	6220	72643
2014	5280	5390	5454	5154	5179	5028	5543	6069	6502	6505	6708	6820	6338	70153
2015	5359	5470	5501	5257	5405	5820	6074	6502	6932	6799	6740	6907	6407	73437
2016*	5439	5552	5680	5593	5532	5857	6008	6526	6784	6935	6815	7106	6579	78603
2017	5221	5638	5745	6021	6692	7096	6944	7077	6920	7074	7012	7243	6792	82441
2018	5004	5120	5800	6051	6797	7238	7083	7278	7032	7216	7193	7353	6832	81563

PRONOSTICO MENSUAL DEL FACTOR DE CARGA

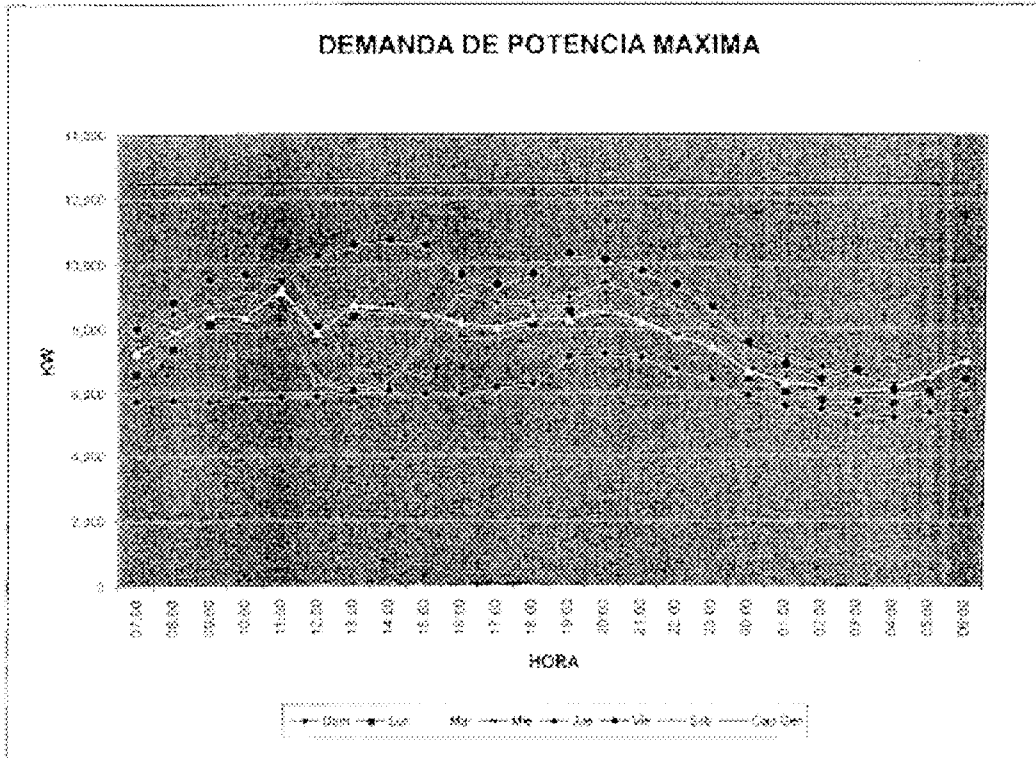
AÑOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPT	OCT.	NOV.	DIC.	PROMED	TOTAL
2009	0.5421	0.6014	0.7733	0.7337	0.7697	0.7953	0.7511	0.7430	0.7490	0.7389	0.6748	0.6980	0.7208	6.8408
2010	0.5611	0.6290	0.7086	0.6962	0.7695	0.7288	0.6835	0.6613	0.6930	0.6690	0.6123	0.6122	0.5826	7.2837
2011	0.5958	0.6444	0.7141	0.6997	0.6782	0.7577	0.6901	0.6894	0.6894	0.6719	0.6273	0.6201	0.5854	6.5323
2012*	0.5828	0.6137	0.7109	0.6997	0.6742	0.7577	0.6901	0.6994	0.6994	0.6773	0.6373	0.6201	0.5897	6.2026
2013	0.5900	0.6381	0.7074	0.6987	0.6762	0.7577	0.6901	0.6994	0.6994	0.6773	0.6373	0.6201	0.5870	6.2027
2014	0.5921	0.6240	0.7029	0.6997	0.6782	0.7577	0.6901	0.6994	0.6994	0.6773	0.6373	0.6201	0.5870	6.2027
2015	0.5840	0.6315	0.7005	0.6967	0.6782	0.7577	0.6901	0.6994	0.6994	0.6773	0.6373	0.6201	0.5890	7.1841
2016*	0.5813	0.6070	0.6977	0.6967	0.6782	0.7577	0.6901	0.6994	0.6994	0.6773	0.6373	0.6201	0.5898	7.1832
2017	0.5785	0.6286	0.6906	0.6887	0.6782	0.7577	0.6901	0.6994	0.6994	0.6773	0.6373	0.6201	0.5866	7.9788
2018	0.5757	0.6220	0.6902	0.6887	0.6782	0.7577	0.6901	0.6994	0.6994	0.6773	0.6373	0.6201	0.5838	7.9852

PRONOSTICO MENSUAL DE DEMANDA MAXIMA (MW)

AÑOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPT	OCT.	NOV.	DIC.	PROMED	TOTAL
2009	10.211	10.119	10.225	10.671	10.542	10.475	10.558	10.791	10.899	11.028	12.318	12.429	10.8	136
2010	11.311	11.502	11.632	11.978	11.965	11.789	11.628	12.149	12.288	12.468	13.081	13.884	12.2	148
2011	11.369	11.903	11.918	12.092	11.727	11.662	12.028	12.234	12.544	12.455	13.781	13.851	12.3	147
2012*	11.616	12.141	11.843	12.503	11.851	12.059	12.249	12.425	12.591	12.704	14.083	14.250	12.6	153
2013	11.600	12.294	12.082	12.549	12.001	12.341	12.494	12.728	12.840	12.959	14.344	14.515	12.8	153
2014	12.000	12.631	12.324	13.093	12.448	12.582	12.744	12.983	13.089	13.217	14.531	14.626	13.0	156
2015	12.725	13.384	13.070	13.854	13.204	12.840	13.003	13.242	13.351	13.481	14.824	14.931	13.3	159
2016*	12.672	13.142	12.832	13.617	12.847	13.037	13.203	13.387	13.626	13.754	15.023	15.058	13.6	160
2017	12.827	13.405	13.079	13.969	13.206	13.398	13.574	13.777	13.921	14.076	15.528	15.711	13.8	166
2018	12.584	13.073	12.940	13.556	13.471	13.628	13.798	14.051	14.179	14.329	15.807	16.028	14.1	169

requiere sig. Firmas de Alta

Copy de BOFCO_PROYECCIONES DEMANDA 2009-2018 (2)



REPÚBLICA DE PANAMÁ
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN N° 2981-Elec
Panamá, 29 de septiembre de 2009

“Por la cual se aprueba la Addenda N° 2 al Informe Indicativo de Demandas para los años 2009 – 2018, presentada por el Centro Nacional de Despacho”

El Administrador General,
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reestructuró el Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, como organismo autónomo del Estado, con competencia para regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, telecomunicaciones, electricidad, radio y televisión, así como los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, modificada por el Decreto Ley N° 10 de 26 de febrero de 1998, "Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad", establece el régimen al que se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el numeral 1 del artículo 20 de la Ley 6 de 1997, le atribuye a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante ASEP) la función de regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica, para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos y de viabilidad financiera, así como propiciar la competencia en el grado y alcance definidos por la mencionada Ley e intervenir para impedir abusos de posición dominante de los agentes del mercado;
4. Que mediante Resolución N° JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones, se aprobaron las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad de la República de Panamá, con la finalidad de contar con normas claras y precisas que garanticen la transparencia del mercado y de sus precios;
5. Que los numerales 5.1.1.1 y 5.1.1.2 de las Reglas del Mercado Mayorista de Electricidad estipulan que el Centro Nacional de Despacho (en adelante CND) debe calcular la Demanda Máxima de Generación (DMG) prevista para cada mes del año siguiente, así como recopilar la información de pronósticos de demanda, verificar su compatibilidad y requerir justificadamente ajustes para determinar las previsiones de la DMG;
6. Que el numeral 5.2.1.1 de las Reglas del Mercado Mayorista de Electricidad señala que el CND debe elaborar el Informe Indicativo de Demandas de cada Participante Consumidor y de los clientes regulados de cada Distribuidor para el año siguiente, que incluya las hipótesis de cálculos y datos utilizados para definir los escenarios de demanda, y los resultados correspondientes a los siguientes aspectos: a) el consumo previsto; b) las pérdidas previstas y su justificación; y c) la Demanda Máxima de Generación del Sistema;
7. Que el numeral 5.2.1.3 de las Reglas del Mercado Mayorista de Electricidad indica que el CND debe presentar el Informe Indicativo de Demandas a la ASEP, quien lo aprobará o podrá requerir ajustes antes de su aprobación;
8. Que mediante la Resolución N° JD-2193 de 13 de noviembre de 2008 la ASEP aprobó el Informe Indicativo de Demandas para los años 2009 al 2018;
9. Que mediante la Nota N° ETE-DEOI-CND-OP-460-2009 de 3 de septiembre de 2009, el CND envió a la ASEP la Addenda No. 2 al Informe Indicativo de Demandas, correspondiente al período 2009-2018;

10. Que la Addenda N° 2, incluye los resultados de la Demanda Máxima de Generación (DMG) y de la energía prevista a consumir por la empresa Petroterminal de Panamá, S.A. (PTP), debido a su entrada al Mercado Mayorista de Electricidad como Participante Consumidor y modifica la Demanda Máxima de Generación (DMG) y de la energía prevista a consumir por la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI);

11. Que la información contenida en la Addenda N° 2 del Informe Indicativo de Demandas cumple en su forma y contenido con lo que establece el numeral 5.2 de las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, aprobadas mediante la Resolución JD-605 de 29 de abril de 1998 y sus modificaciones, por lo que procede su aprobación;

12. En virtud de lo antes expuesto, el Administrador General,

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR la Addenda N° 2 al Informe Indicativo de Demandas 2009-2018, presentada por el Centro Nacional de Despacho (CND), la cual forma parte del **ANEXO A** de la presente Resolución.

SEGUNDO: La presente Resolución empezará a regir a partir de su notificación hasta el 31 de diciembre de 2009.

TERCERO: ORDENAR al Centro Nacional de Despacho que, para efectos comerciales, la Addenda N° 2 al Informe Indicativo de Demandas 2009-2018, aprobada mediante esta Resolución, deberá ser aplicada a partir de la entrada en operación comercial de la Petroterminal de Panamá, S.A. (PTP), como participante consumidor.

CUARTO: COMUNICAR que la presente Resolución admite el Recurso de Reconsideración, el cual debe interponerse dentro del término de cinco (5) días hábiles, siguientes a su notificación de esta Resolución.

Fundamento de Derecho: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, Ley 6 de 3 de febrero de 1997, Decreto Ley 10 de 26 de febrero de 1998, Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998, Resolución N° JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones y demás disposiciones concordantes.

NOTIFÍQUESE, PUBLIQUESE Y CÚMPLASE,

DENNIS E. MORENO R.
Administrador General

REPÚBLICA DE PANAMÁ

Centro Nacional de Despacho *Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.*



Gerencia de Operaciones

ADENDA No. 2 INFORME INDICATIVO DE DEMANDAS 2009 -2018

Septiembre de 2009

CENTRO NACIONAL DE DESPACHO**SEPTIEMBRE 2009**

INTRODUCCIÓN	1
DATOS UTILIZADOS.....	2
CÁLCULO DE LA DEMANDA COINCIDENTE.....	5
PÉRDIDAS TÍPICAS DE PUNTA.	8
CÁLCULO DE LA DEMANDA MÁXIMA DE GENERACIÓN DE LOS PARTICIPANTES CONSUMIDORES.	9
CÁLCULO DE LA DEMANDA MÁXIMA DE GENERACIÓN DE LOS PARTICIPANTES CONSUMIDORES.	10
ANEXO A.....	13

Introducción

Las Reglas Comerciales, establecen en el numeral 5.2.1.9, que cuando un Gran Cliente se convierte en Participante Consumidor o que un Gran Cliente deje de serlo, y este cambio no hubiese sido previsto en el Informe Indicativo de Demandas vigente, el CND debe informar a los Participantes y a la ASEP los ajustes que corresponden el Informe Indicativo de Demandas vigentes para tener en cuenta estos cambios. Los ajustes así informados pasarán a ser considerados parte integral del Informe Indicativo de Demandas.

En esta adenda, se está incluyendo los resultados de Demanda Máxima de Generación (DMG) y de la energía prevista a consumir por la Empresa Petro Terminal de Panamá, S.A. (PTP), debido a su entrada al Mercado Mayorista de Electricidad como Participante Consumidor, además se modifica la Demanda Máxima de Generación (DMG) y de la energía prevista a consumir por la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI)

Como resultado de esta condición, se modificaron a partir del mes de septiembre de 2009 la tabla 2, que contiene los datos de EDECHI, la tabla 8 que contiene los factores de coincidencia de la demanda máxima mensual; y las siguientes tablas: la tabla 9 que resume la demanda coincidente de los consumidores, la tabla 11 que resume la demanda coincidente con pérdidas en punta de los consumidores y la tabla 13, que resume las DMG de cada participante. Adicionalmente, se agrega la tabla 15 que contiene los datos de PTP, al Informe Indicativo de Demandas 2009-2018.

Datos Utilizados

Mediante la nota **REV-CND-2009-08-12-001** del 12 de agosto de 2009, la Petro Terminal de Panamá, S.A. (**PTP**), entregó las proyecciones de crecimiento de la demanda, consumo de energía, curvas típicas y demanda máxima, para los siguientes diez (10) años. (Ver Anexo A).

Igualmente, mediante la nota **PE-712-09** del 19 de agosto de 2009, recibimos de EDECHI, las nuevas proyecciones de consumo de energía, restando los valores de PTP para el período 2009-2018, que habían sido considerados dentro de las proyecciones utilizadas para la confección del Informe Indicativo de Demandas.(Ver Anexo A).

Los Datos suministrados por EDECHI modifican la tabla 2, y los datos de PTP se resumen en la tabla 14 de esta adenda.

**Tabla #2
DATOS DE EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI)
CLIENTES TOTALES**

PRONÓSTICO MENSUAL DE ENERGÍA DE VENTAS MAS PERDIDAS DE DISTRIBUCION (MW/h)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Total	TASA %
2009	39,580.78	37,031.37	43,814.53	43,461.33	38,643.31	37,632.71	39,937.73	39,937.85	37,904.81	38,958.85	37,891.32	39,139.70	473,934.29	---
2010	40,284.81	37,877.48	44,489.94	43,852.72	40,158.89	39,088.05	40,810.44	40,729.21	39,144.85	40,282.97	39,440.26	40,850.93	486,590.56	2.870%
2011	41,759.21	39,099.56	46,155.21	45,511.62	41,715.14	40,559.53	42,350.20	42,379.88	40,565.52	41,999.09	41,070.03	42,394.32	505,559.30	3.898%
2012	43,215.43	41,090.53	48,068.57	47,367.47	43,549.95	42,294.41	44,165.58	44,184.54	42,199.45	43,810.18	42,714.67	44,313.99	526,974.77	4.235%
2013	45,357.04	41,442.96	50,122.25	49,413.28	45,669.17	44,209.09	46,164.46	46,072.22	44,013.15	45,704.59	44,739.58	46,417.36	549,325.14	4.241%
2014	46,987.96	44,080.60	52,270.39	51,553.21	47,476.67	46,007.24	48,050.70	48,046.73	45,890.27	47,686.13	46,648.43	48,608.29	573,296.62	4.364%
2015	49,112.31	46,207.37	54,517.35	53,791.57	49,576.52	47,992.72	50,128.30	50,112.06	47,714.66	49,758.83	48,645.08	50,790.79	598,347.57	4.370%
2016	51,334.38	48,527.38	56,867.67	56,132.89	51,772.96	50,069.52	52,301.47	52,272.41	49,790.34	51,926.87	50,733.59	52,869.10	624,598.57	4.387%
2017	53,898.66	49,044.90	59,326.11	58,581.91	54,270.44	52,441.86	54,724.61	54,912.12	52,161.49	54,494.64	53,118.16	55,247.60	652,182.51	4.416%
2018	56,489.86	52,064.44	61,897.63	61,143.59	56,473.60	54,964.12	57,052.31	57,075.79	54,232.52	56,666.72	55,403.22	57,830.92	681,294.73	4.464%

PRONÓSTICO MENSUAL DEL FACTOR DE CARGA (pu)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	PROM.	TASA %
2009	0.653	0.666	0.653	0.669	0.698	0.731	0.675	0.667	0.644	0.651	0.622	0.638	0.664	---
2010	0.653	0.666	0.653	0.669	0.698	0.731	0.675	0.667	0.644	0.651	0.622	0.638	0.664	0.00%
2011	0.653	0.666	0.653	0.669	0.698	0.731	0.675	0.667	0.644	0.651	0.622	0.638	0.664	0.00%
2012	0.653	0.666	0.653	0.669	0.698	0.731	0.675	0.667	0.644	0.651	0.622	0.638	0.664	0.00%
2013	0.653	0.666	0.653	0.669	0.698	0.731	0.675	0.667	0.644	0.651	0.622	0.638	0.664	0.00%
2014	0.653	0.666	0.653	0.669	0.698	0.731	0.675	0.667	0.644	0.651	0.622	0.638	0.664	0.00%
2015	0.653	0.666	0.653	0.669	0.698	0.731	0.675	0.667	0.644	0.651	0.622	0.638	0.664	0.00%
2016	0.653	0.666	0.653	0.669	0.698	0.731	0.675	0.667	0.644	0.651	0.622	0.638	0.664	0.00%
2017	0.653	0.666	0.653	0.669	0.698	0.731	0.675	0.667	0.644	0.651	0.622	0.638	0.664	0.00%
2018	0.653	0.666	0.653	0.669	0.698	0.731	0.675	0.667	0.644	0.651	0.622	0.638	0.664	0.00%

PRONÓSTICO MENSUAL DE DEMANDA MAXIMA (MW)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	MAXIMA	TASA %
Días =>	31	28 / 29	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365	---
2009	81.47	82.75	90.21	90.28	74.47	71.53	79.57	80.44	81.80	80.39	84.68	82.50	90.28	---
2010	82.92	84.20	91.60	91.10	77.39	74.30	81.31	82.04	84.47	83.08	88.14	85.68	91.60	1.462%
2011	85.95	87.38	95.03	94.54	80.39	77.09	84.38	85.36	87.54	86.66	91.78	89.35	95.03	3.743%
2012	88.95	88.66	98.97	98.40	83.92	80.39	88.00	89.00	91.07	90.40	95.46	93.40	98.97	4.145%
2013	93.36	92.61	103.20	102.65	88.00	84.03	91.98	92.80	94.31	99.98	99.98	97.83	103.20	4.272%
2014	96.72	98.51	107.62	107.09	91.49	87.45	95.74	96.78	99.01	98.39	104.25	102.45	107.62	4.286%
2015	101.09	103.26	112.25	111.74	95.53	91.22	99.88	100.94	102.97	102.67	108.71	107.05	112.25	4.299%
2016	105.66	104.71	117.09	116.61	99.77	95.17	104.21	105.29	107.45	107.14	113.38	111.43	117.09	4.311%
2017	110.86	109.60	122.15	121.69	104.58	99.88	109.03	110.60	112.56	112.44	118.71	116.45	122.15	4.323%
2018	116.27	116.35	127.44	127.01	108.82	104.47	113.67	114.96	117.03	116.93	123.81	121.89	127.44	4.335%

Handwritten mark

Tabla #15 DATOS DE PETRO TERMINAL DE PANAMÁ, S.A.

PRONÓSTICO MENSUAL DE ENERGÍA (MWh)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Total	TASA %
2009									1,501.45	1,501.45	1,501.45	1,501.45	5,909.90	—
2010	2,185.00	1,975.00	4,665.00	4,515.00	4,665.00	4,515.00	4,665.00	4,665.00	4,515.00	4,665.00	4,515.00	4,665.00	50,210.00	749.591%
2011	4,665.00	4,215.00	4,665.00	4,515.00	4,665.00	4,515.00	4,665.00	4,665.00	4,515.00	4,665.00	4,515.00	4,665.00	85,290.00	69.867%
2012	9,780.00	8,835.00	9,780.00	9,465.00	9,780.00	9,465.00	9,780.00	9,465.00	9,780.00	9,465.00	9,465.00	9,780.00	115,155.00	35.016%
2013	9,780.00	8,835.00	9,780.00	9,465.00	9,780.00	9,465.00	9,780.00	9,465.00	9,780.00	9,465.00	9,465.00	9,780.00	115,155.00	0.000%
2014	9,780.00	8,835.00	9,780.00	9,465.00	9,780.00	9,465.00	9,780.00	9,465.00	9,780.00	9,465.00	9,465.00	9,780.00	115,155.00	0.000%
2015	14,662.50	13,245.00	14,662.50	14,662.50	14,662.50	14,662.50	14,662.50	14,662.50	14,190.00	14,662.50	14,190.00	14,662.50	173,587.50	50.742%
2016	14,662.50	13,717.50	14,662.50	14,662.50	14,662.50	14,662.50	14,662.50	14,662.50	14,190.00	14,662.50	14,190.00	14,662.50	174,060.00	0.272%
2017	14,662.50	13,245.00	14,662.50	14,662.50	14,662.50	14,662.50	14,662.50	14,662.50	14,190.00	14,662.50	14,190.00	14,662.50	173,587.50	-0.271%
2018	4,897.50	4,425.00	4,897.50	4,740.00	4,897.50	4,740.00	4,897.50	4,897.50	4,740.00	4,897.50	4,740.00	4,897.50	57,667.50	-66.779%

PRONÓSTICO MENSUAL DEL FACTOR DE CARGA (pu)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	PROM.	TASA %
2009									0.129	0.138	0.129	0.138	0.134	—
2010	0.194	0.194	0.415	0.415	0.415	0.415	0.415	0.415	0.415	0.415	0.415	0.415	0.378	182.993%
2011	0.415	0.415	0.415	0.415	0.415	0.415	0.469	0.469	0.469	0.469	0.469	0.469	0.442	16.929%
2012	0.469	0.453	0.469	0.469	0.469	0.469	0.469	0.469	0.469	0.469	0.469	0.469	0.468	5.858%
2013	0.469	0.470	0.469	0.469	0.469	0.469	0.469	0.469	0.469	0.469	0.469	0.469	0.469	0.288%
2014	0.469	0.470	0.469	0.469	0.469	0.469	0.469	0.469	0.469	0.469	0.469	0.469	0.469	0.000%
2015	0.704	0.704	0.704	0.727	0.704	0.727	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.708	50.754%
2016	0.704	0.729	0.704	0.727	0.704	0.727	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.710	0.296%
2017	0.704	0.704	0.704	0.727	0.704	0.727	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.708	-0.295%
2018	0.321	0.321	0.321	0.321	0.321	0.321	0.321	0.321	0.321	0.321	0.321	0.321	0.321	-54.628%

PRONÓSTICO MENSUAL DE DEMANDA MÁXIMA (MW)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Máxima	TASA %
Días =>	31	28 / 29	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365	—
2009									15.61	14.62	15.61	14.62	15.61	—
2010	15.11	15.11	15.11	15.11	15.11	15.11	15.11	15.11	15.11	15.11	15.11	15.11	15.11	-3.23%
2011	15.11	15.11	15.11	15.11	15.11	15.11	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	85.30%
2012	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	0.00%
2013	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	0.00%
2014	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	0.00%
2015	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	0.00%
2016	28.00	27.03	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	0.00%
2017	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	28.00	0.00%
2018	20.50	20.50	20.50	20.50	20.50	20.50	20.50	20.50	20.50	20.50	20.50	20.50	20.50	-26.79%

Handwritten signature

Cálculo de la Demanda Coincidente.

Debido a la entrada del Gran Cliente, se calculó el factor de coincidencia del mismo, considerando los datos de curva de carga suministrados por el Agente. Cabe señalar que el Agente presentó una sola curva de carga como válida para todos los meses.

A continuación se presenta una actualización de la tabla 8 del informe vigente, con el cálculo del factor de coincidencia de los Participantes Consumidores con la demanda máxima mensual. Cabe señalar que el factor de coincidencia de EDECHI, no se ve afectado por la incorporación del nuevo gran cliente al SIN, ya que éste formaba parte de sus clientes regulados.

Los resultados de factor de coincidencia mostrados en la tabla 8 fueron aplicados a la demanda máxima del nuevo Participante Consumidor, obteniéndose la actualización de la tabla 9 del informe vigente.

Tabla #8
CALCULO DEL FACTOR DE COINCIDENCIA DE LA DEMANDA MÁXIMA MENSUAL
DE LOS PARTICIPANTE CONSUMIDORES

Datos de Demanda Históricas por Agente Enero a Junio (tomados del SMEC)

	ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO	
	DEMANDA AGENTE	DEM COINC CON EL SIN	DEMANDA AGENTE	DEM COINC CON EL SIN	DEMANDA AGENTE	DEM COINC CON EL SIN	DEMANDA AGENTE	DEM COINC CON EL SIN	DEMANDA AGENTE	DEM COINC CON EL SIN	DEMANDA AGENTE	DEM COINC CON EL SIN
ELEKTRA	370.48	387.27	374.39	372.90	380.01	378.43	388.53	384.87	384.10	373.58	370.61	370.61
EDEMET	488.78	488.78	503.94	502.20	522.89	522.89	528.83	503.36	529.33	503.36	503.36	503.36
EDECHI	78.78	66.56	79.46	66.89	82.78	71.90	83.94	72.91	77.43	66.91	68.28	68.28
CEM. PAN.	5.41	4.63	5.44	4.46	5.47	4.98	5.60	5.67	4.53	5.53	4.01	4.01
MEGA DEPOT	0.51	0.42	0.52	0.45	0.53	0.51	0.57	0.46	0.56	0.55	0.50	0.50
RICAMAR	0.77	0.71	0.78	0.69	0.77	0.71	0.71	0.76	0.71	0.76	0.73	0.73
B. PARK	2.39	2.17	2.44	2.29	2.54	2.36	2.29	2.50	2.32	2.56	2.40	2.40
BOFCO	10.78	9.85	10.78	9.85	10.78	9.85	10.78	9.85	10.78	9.85	10.78	9.85
PTP	14.46	0.16	14.46	0.16	14.46	0.16	14.46	0.16	14.46	14.46	14.46	0.16

Datos de Demanda Históricas por Agente Julio a Diciembre (tomados del SMEC)

	JULIO		AGOSTO		SEPTIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
	DEMANDA AGENTE	DEM COINC CON EL SIN	DEMANDA AGENTE	DEM COINC CON EL SIN	DEMANDA AGENTE	DEM COINC CON EL SIN	DEMANDA AGENTE	DEM COINC CON EL SIN	DEMANDA AGENTE	DEM COINC CON EL SIN	DEMANDA AGENTE	DEM COINC CON EL SIN
ELEKTRA	374.18	371.90	363.24	370.57	369.04	375.36	374.77	369.32	369.32	375.98	375.98	375.98
EDEMET	502.26	501.43	498.13	503.98	498.43	498.43	498.43	503.21	503.21	503.50	502.88	502.88
EDECHI	76.83	67.53	75.68	66.70	78.21	78.09	84.98	81.41	87.04	80.10	86.25	86.25
CEM. PAN.	5.62	5.38	4.92	4.94	5.29	5.43	5.15	5.34	4.57	5.16	5.16	5.16
MEGA DEPOT	0.49	0.47	0.54	0.54	0.53	0.54	0.44	0.64	0.54	0.81	0.51	0.51
RICAMAR	0.76	0.74	0.72	0.57	0.74	0.74	0.71	0.78	0.69	0.83	0.76	0.76
B. PARK	2.61	2.22	2.38	2.49	2.48	2.27	2.27	2.95	2.32	2.44	2.31	2.31
BOFCO	10.78	9.85	10.78	9.85	10.78	9.85	10.78	9.85	10.78	9.85	10.78	9.85
PTP	14.46	0.16	14.46	0.16	14.46	0.16	14.46	0.16	14.46	14.46	14.46	0.16

Cálculo del Factor de Coincidencia por Agente

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MAX
ELEKTRA	0.9913	0.9960	0.9906	1.0000	0.9727	0.9921	0.9940	1.0000	0.9959	0.9994	1.0000	1.0000	1.0000
EDEMET	1.0000	0.9865	1.0000	0.9904	0.9861	1.0000	0.9984	0.9977	1.0000	1.0000	1.0000	0.9988	1.0000
EDECHI	0.8451	0.8393	0.8637	0.8614	0.9636	0.9608	0.8792	0.8789	0.8455	0.8235	0.8271	0.9909	0.9909
CEM. PAN.	0.8594	0.8059	0.9108	0.8956	0.7997	0.7252	0.8565	0.9229	0.7495	0.8477	0.8562	0.9605	0.9605
MEGA DEPOT	0.8143	0.8578	0.9582	0.8121	0.9440	0.9072	0.8594	0.8659	0.8248	0.8395	0.8427	0.9768	0.9768
RICAMAR	0.9235	0.8810	0.9194	0.9158	0.9432	0.9563	0.8754	0.9244	0.9821	0.9475	0.8888	0.9146	0.9821
B. PARK	0.8098	0.8377	0.9281	0.8852	0.9288	0.9376	0.8510	0.8549	0.8945	0.8187	0.8698	0.8483	0.8945
BOFCO	0.9136	0.9106	0.9136	0.9136	0.9136	0.9136	0.9136	0.9136	0.9136	0.9136	0.9136	0.9136	0.9136
PTP	0.0111	0.0111	0.0111	0.0111	0.0111	0.0111	0.0111	0.0111	0.0111	0.0111	0.0111	0.0111	0.0111

Notas:
Datos de Agosto de 2007 a Julio de 2008, Para los Agentes contemplados en el Indicativo Vigente.

Datos de BOFCO suministrados por el Agente.

Demandas Agentes: Es la demanda del consumidor para el día en que se registró su demanda máxima mensual de cada mes.

Demandas COINC con el SIN: Es la demanda del consumidor a la hora que el SIN registró demanda máxima en cada mes.

**Tabla #9
PRONÓSTICO ANUAL Y MENSUAL DE LA DEMANDA MÁXIMA DE GENERACIÓN
COINCIDENTE DE LOS AGENTES CONSUMIDORES (MW)**

ELEKTRA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Máxima	TASA %
2009	378.94	368.61	383.60	394.99	398.37	383.63	384.30	393.49	395.10	401.47	396.36	401.64	401.64	—
2010	401.72	412.28	436.96	418.72	422.31	408.81	417.96	417.13	422.03	425.59	420.20	425.77	425.77	6.01%
2011	424.25	436.41	426.47	422.21	445.90	431.74	441.44	440.53	445.70	448.49	443.77	448.65	448.66	5.01%
2012	445.50	441.54	451.07	464.46	468.44	454.36	463.65	462.99	465.12	472.08	466.10	472.28	472.28	4.28%
2013	467.69	479.95	473.41	487.45	491.63	476.86	486.81	485.93	491.30	495.45	488.18	495.86	495.86	4.53%
2014	486.52	501.35	484.52	508.20	513.56	498.13	508.31	507.29	513.21	517.55	511.00	517.77	517.77	4.46%
2015	508.87	523.29	515.13	536.42	534.80	518.69	528.49	528.40	534.60	538.12	532.29	538.35	538.35	4.17%
2016	525.70	520.93	532.17	547.96	552.86	535.05	547.01	548.86	552.28	556.95	546.90	557.19	557.19	3.91%
2017	541.59	555.84	548.25	564.82	569.36	552.25	563.54	562.37	568.97	573.79	566.52	574.03	574.03	3.02%
2018	558.08	572.79	564.64	581.70	586.60	569.06	580.69	578.49	586.25	591.25	583.78	591.60	591.60	3.04%

EDEMET	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Máxima	TASA %
2009	624.41	626.55	649.80	649.93	649.50	623.89	624.13	613.10	638.13	634.68	644.07	646.15	646.15	—
2010	621.01	646.25	670.91	672.45	672.52	645.29	643.98	636.06	658.33	654.31	664.89	663.41	672.52	4.11%
2011	638.61	672.26	696.35	696.67	697.28	669.59	665.43	656.31	676.37	674.55	685.92	685.81	697.26	4.33%
2012	666.86	687.10	823.12	822.60	824.82	822.71	822.88	822.73	807.90	800.43	814.44	813.27	824.82	4.25%
2013	696.65	615.03	651.96	659.27	656.49	625.55	624.58	616.44	636.10	632.27	646.71	645.44	655.49	4.24%
2014	627.07	654.84	684.59	684.47	685.13	665.13	666.57	666.35	685.97	670.55	676.87	676.87	689.13	5.13%
2015	654.40	697.57	719.23	716.67	723.18	689.15	688.73	677.42	703.57	695.92	705.61	708.88	723.16	4.84%
2016	660.61	718.00	754.76	754.96	756.30	723.35	724.98	711.83	736.25	730.25	742.41	742.10	759.30	5.00%
2017	727.60	754.30	794.90	795.01	800.10	759.58	764.20	750.05	780.95	759.67	752.20	781.78	800.10	5.37%
2018	768.25	806.24	834.51	835.73	838.75	800.52	801.84	787.82	817.83	806.51	810.45	818.00	838.75	4.83%

EDECHI	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Máxima	TASA %
2009	65.85	65.45	77.92	77.77	73.24	70.87	65.96	70.70	69.16	65.99	69.74	68.23	77.92	—
2010	70.08	70.87	78.12	78.47	78.32	73.82	71.49	72.10	71.42	69.13	72.58	70.86	78.12	1.54%
2011	72.84	73.33	82.08	81.44	79.07	76.39	74.18	75.02	74.02	72.11	75.59	73.90	82.08	3.24%
2012	75.18	74.41	85.48	84.76	82.54	79.95	77.36	78.22	77.00	75.22	78.41	77.26	85.48	4.15%
2013	78.90	77.73	89.14	88.42	86.59	83.26	80.86	81.56	80.31	78.47	82.34	80.92	89.14	4.27%
2014	81.74	82.87	92.96	92.25	88.99	86.85	84.17	85.06	83.71	81.87	85.85	84.74	92.96	4.28%
2015	85.44	86.88	96.95	96.26	93.87	90.36	87.81	88.74	87.06	85.43	89.53	88.54	96.95	4.56%
2016	88.30	87.88	101.13	100.44	98.13	94.30	91.61	92.54	90.85	89.16	93.37	92.16	101.13	4.91%
2017	93.99	91.99	105.51	104.63	102.89	98.77	95.88	97.21	95.17	93.56	97.76	96.31	105.51	4.32%
2018	98.27	97.85	112.36	109.41	107.04	103.52	99.34	101.04	98.95	97.29	101.96	100.81	112.36	4.33%

CEM PAN	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Máxima	TASA %
2009	4.84	4.55	5.15	5.42	6.80	5.98	7.89	7.81	6.18	7.82	7.06	7.92	7.92	—
2010	7.07	6.85	7.51	4.83	6.80	5.98	7.89	7.81	6.18	7.82	7.06	7.92	7.92	0.00%
2011	7.07	6.85	7.51	4.83	6.80	5.98	7.89	7.81	6.18	7.82	7.06	7.92	7.92	0.00%
2012	7.07	6.85	7.51	4.83	6.80	5.98	7.89	7.81	6.18	7.82	7.06	7.92	7.92	0.00%
2013	7.07	6.85	7.51	4.83	6.80	5.98	7.89	7.81	6.18	7.82	7.06	7.92	7.92	0.00%
2014	7.07	6.85	7.51	4.83	6.80	5.98	7.89	7.81	6.18	7.82	7.06	7.92	7.92	0.00%
2015	7.07	6.85	7.51	4.83	6.80	5.98	7.89	7.81	6.18	7.82	7.06	7.92	7.92	0.00%
2016	7.07	6.85	7.51	4.83	6.80	5.98	7.89	7.81	6.18	7.82	7.06	7.92	7.92	0.00%
2017	7.07	6.85	7.51	4.83	6.80	5.98	7.89	7.81	6.18	7.82	7.06	7.92	7.92	0.00%
2018	7.07	6.85	7.51	4.83	6.80	5.98	7.89	7.81	6.18	7.82	7.06	7.92	7.92	0.00%

MEGA DEPOT	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Máxima	TASA %
2009	0.63	0.54	0.80	0.51	0.66	0.64	0.80	0.61	0.69	0.58	0.65	0.65	0.65	—
2010	0.63	0.62	0.67	0.57	0.66	0.64	0.80	0.61	0.69	0.58	0.65	0.65	0.65	0.00%
2011	0.63	0.62	0.67	0.57	0.66	0.64	0.80	0.61	0.69	0.58	0.65	0.65	0.65	0.00%
2012	0.63	0.62	0.67	0.57	0.66	0.64	0.80	0.61	0.69	0.58	0.65	0.65	0.65	0.00%
2013	0.63	0.62	0.67	0.57	0.66	0.64	0.80	0.61	0.69	0.58	0.65	0.65	0.65	0.00%
2014	0.63	0.62	0.67	0.57	0.66	0.64	0.80	0.61	0.69	0.58	0.65	0.65	0.65	0.00%
2015	0.63	0.62	0.67	0.57	0.66	0.64	0.80	0.61	0.69	0.58	0.65	0.65	0.65	0.00%
2016	0.63	0.62	0.67	0.57	0.66	0.64	0.80	0.61	0.69	0.58	0.65	0.65	0.65	0.00%
2017	0.63	0.62	0.67	0.57	0.66	0.64	0.80	0.61	0.69	0.58	0.65	0.65	0.65	0.00%
2018	0.63	0.62	0.67	0.57	0.66	0.64	0.80	0.61	0.69	0.58	0.65	0.65	0.65	0.00%

RICAMAR	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Máxima	TASA %
2009	0.72	0.97	0.70	0.72	0.73	0.75	0.71	0.76	0.73	0.71	0.73	0.76	0.76	—
2010	0.74	0.71	0.72	0.71	0.74	0.75	0.76	0.72	0.77	0.74	0.71	0.73	0.77	1.39%
2011	0.74	0.69	0.72	0.71	0.74	0.75	0.76	0.72	0.77	0.74	0.71	0.73	0.77	0.00%
2012	0.74	0.68	0.72	0.71	0.74	0.75	0.76	0.72	0.77	0.74	0.71	0.73	0.77	0.00%
2013	0.74	0.69	0.72	0.71	0.74	0.75	0.76	0.72	0.77	0.74	0.71	0.73	0.77	0.00%
2014	0.74	0.71	0.72	0.71	0.74	0.75	0.76	0.72	0.77	0.74	0.71	0.73	0.77	0.00%
2015	0.74	0.69	0.72	0.71	0.74	0.75	0.76	0.72	0.77	0.74	0.71	0.73	0.77	0.00%
2016	0.74	0.69	0.72	0.71	0.74	0.75	0.76	0.72	0.77	0.74	0.71	0.73	0.77	0.00%
2017	0.74	0.69	0.72	0.71	0.74	0.75	0.76	0.72	0.77	0.74	0.71	0.73	0.77	0.00%
2018	0.74	0.69	0.72	0.71	0.74	0.75	0.76	0.72	0.77	0.74	0.71	0.73	0.77	0.00%

BPARK	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Máxima	TASA %
2009	2.38	2.51	2.47	2.54	2.46	2.53	2.28	2.37	2.41	2.16	2.33	3.28	3.28	—
2010	2.90	2.92	2.96	2.96	2.96	2.96	2.99	2.99	2.53	2.26	2.44	3.44	3.44	5.00%
2011	2.62	2.75	2.67	2.80	2.73	2.76	2.67	2.67	2.65	2.40	2.62	3.61	3.61	2.80%
2012	2.65	2.68	2.75	2.82	2.81	2.87	2.69	2.69	2.73	2.47	2.64	3.72	3.72	3.00%
2013	2.78	2.92	2.88	2.97	2.84	2.96	2.86	2.77	2.76	2.50	2.67	3.83	3.83	3.00%
2014	2.96	3.01	2.97	3.06	2.98	3.05	2.74	2.86	2.90	2.62	2.81	3.95	3.95	3.00%
2015	2.96	3.10	3.06	3.15	3.07	3.14	2.89	2.94	2.96	2.70	2.88	4.07	4.07	3.00%
2016	2.88	3.02	3.09	3.18	3.17	3.23	2.91	3.03	3.07	2.78	2.88	4.19	4.19	3.00%
2017	3.13	3.29	3.25	3.34	3.26	3.33	3.00	3.12	3.11	2.81	3.01	4.31	4.31	3.00%
2018	3.22	3.39	3.34	3.44	3.36	3.43	3.05	3.22	3.26	2.95	3.16	4.44	4.44	3.00%

BOFCO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Máxima	TASA %
2009	10.33	10.68	10.81	11.02	10.73	10.84	10.97	11.18	11.28	11.38	12.20	12.76	12.76	0.70%
2010	10.33	10.68	10.81	11.02	10.73	10.84	10.97	11.18	11.28	11.38	12.20	12.76	12.76	0.70%
2011	10.33	10.68	10.81	11.02	10.73	10.84	10.97	11.18	11.28	11.38	12.20	12.76	12.76	0.70%
2012	10.33	10.68	10.81	11.02	10.73	10.84	10.97							

Pérdidas Típicas de Punta.

Los resultados de pérdidas mostrados en la tabla 10 del Informe Indicativo de Demandas 2009 – 2018 fueron sumados a la demanda máxima coincidente de los Participantes, descrita en el punto anterior. En la actualización de la tabla 11 se aprecian los resultados para los Participantes Consumidores.

09/03/2009 - 06:33

Tabla #11 PRONÓSTICO ANUAL Y MENSUAL DE LA DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE DE LOS PARTICIPANTES CONSUMIDORES MAS LAS PERDIDAS EN PUNTA (MW)

Table with 13 columns (Month) and 13 rows (Year) for each region: ELNTRA, EDEMYA, EDECH, CEM PAR, MEGA DEPOY, RIGAMAR, BPARK, BORGCO, PTP, and TOTAL. Each cell contains numerical values for demand and percentage (TASA %).

Total de Consumidores 2009_PTP-MS/DMAK-PERDIDAS

Handwritten signature or initials.

Cálculo de la Demanda Máxima de Generación de los Participantes Consumidores.

Con la incorporación del nuevo Gran Cliente fue necesario calcular su Demanda Máxima de Generación.

Para realizar el cálculo de la demanda máxima de generación se procedió a sumarle a la demanda máxima coincidente, con pérdidas de transmisión del nuevo Participante consumidor, el porcentaje de Reserva para Confiabilidad de Largo Plazo presentado en la tabla 12 del informe vigente. La actualización de la tabla 13, presenta la demanda máxima de generación para cada uno de los Participantes Consumidores, incluyendo al nuevo participante.

Tabla #13 PRONÓSTICO ANUAL Y MENSUAL DE LA DEMANDA MÁXIMA DE GENERACIÓN DE LOS PARTICIPANTES CONSUMIDORES (MW)

Table with 14 columns (Month) and 13 rows (Year 2009-2018) for categories: ELETRIA, EDEMEX, EDECOA, EDECH, CEM PAN, MEGA DEPOT, RCMAR, BPARK, BOFGO, PYP, and TOTAL. Each row shows monthly demand values and percentage variations.

Total de Consumidores 2009 - PTP-ns / DNG-RESERVA

Handwritten mark or signature.

Conclusiones

Tal como lo establecen las **Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad en Panamá**, el Centro Nacional de Despacho tiene la responsabilidad de confeccionar el Informe Indicativo de Demandas.

La información contenida en esta adenda se incorpora a la presentada en el Informe Indicativo de Demandas 2009-2018, aprobado por el Ente Regulador de los Servicios Públicos mediante resolución AN No. 2193-Elec del 13 de noviembre de 2009 y a la Adenda 1 al mismo publicada por el CND el pasado 17 de julio de 2009 en su página web. Esta revisión modifica las tablas 2, 8, 9, 11 y 13 del Informe Indicativo de Demandas vigente, además se agrega la tabla 15.

Esta adenda se realizó, en cumplimiento de las Reglas Comerciales, en sus numerales 5.2.1.6, 5.2.1.7 y 5.2.1.9.



ANEXO A





PETROTERMINAL DE PANAMÁ, S.A.

APARTADO WTC 0838-0920
CIUDAD DE PANAMÁ
REP. DE PANAMÁ

TEL.: (507) 263-7777
FAX: (507) 263-9949

APARTADO 0428-00901
DAVID, CHIRIQUÍ
REP. DE PANAMÁ

TEL.: (507) 775-3087
(507) 775-7791
FAX: (507) 775-4958

PUERTO CHIRIQUÍ GRANDE
PUERTO ARMAUELLES
www.petroterminal.com

TEL.: (507) 756-9125 / 756-9128
TEL.: (507) 770-7246 / 770-9128

FAX: (507) 756-9128
FAX: (507) 770-7261

Panamá, 12 de Agosto de 2009

REV-CND-2009-08-12-001

*CIB, para su atención -
H.A. 12/08/09*

Ingeniero
Harmodio Araúz
Gerente
Centro Nacional de Despacho
Ciudad.-

Ref.: Su Nota ETE-DEOI-CND-OP-397-2009

Estimado Ing. Araúz:

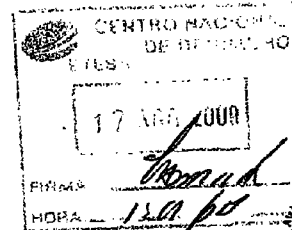
En respuesta a su nota en referencia, adjunto encontrará versión impresa y en CD, archivo con el cuadro que contiene la información en lo referente a los pronósticos de energía, factor de carga y demanda máxima, que aplica para el IID 2009-2018 (actualización) y para el IID 2010-2019. Y proyecciones de consumo en la red de EDECHI, hasta 2019.

Sin otro particular, quedamos de usted

Atentamente,

Luis A. Roquebert
Gerente General

Adjuntos



SUBESTACION CAÑAZAS

PRONÓSTICO MENSUAL DE ENERGÍA (MWh)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Total
2009	2.186	1.975	4.665	4.515	4.665	4.515	4.665	4.665	1.454	1.501	1.454	1.501	5.884
2010	4.665	4.215	4.665	4.515	4.665	4.515	4.665	4.665	9.465	9.780	9.465	9.780	50.210
2011	9.780	8.835	9.780	9.465	9.780	9.465	9.780	9.780	9.465	9.780	9.465	9.780	65.290
2012	9.780	8.835	9.780	9.465	9.780	9.465	9.780	9.780	9.465	9.780	9.465	9.780	115.155
2013	9.780	8.835	9.780	9.465	9.780	9.465	9.780	9.780	9.465	9.780	9.465	9.780	115.155
2014	14.663	13.245	14.663	14.663	14.663	14.663	14.663	14.663	14.190	14.663	14.190	14.663	173.588
2015	14.663	13.718	14.663	14.663	14.663	14.663	14.663	14.663	14.190	14.663	14.190	14.663	174.060
2016	14.663	13.245	14.663	14.663	14.663	14.663	14.663	14.663	14.190	14.663	14.190	14.663	173.588
2017	4.898	4.425	4.898	4.740	4.898	4.740	4.898	4.898	4.740	4.898	4.740	4.898	57.668
2018	4.898	4.425	4.898	4.740	4.898	4.740	4.898	4.898	4.740	4.898	4.740	4.898	57.668
2019	4.898	4.425	4.898	4.740	4.898	4.740	4.898	4.898	4.740	4.898	4.740	4.898	57.668

PRONÓSTICO MENSUAL DEL FACTOR DE CARGA (pf)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Promedio
2008	0.18	0.19	0.41	0.41	0.41	0.41	0.26	0.13	0.13	0.14	0.13	0.14	0.13
2010	0.41	0.42	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.38
2011	0.47	0.45	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.44
2012	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47
2013	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47
2014	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47
2015	0.70	0.70	0.70	0.73	0.70	0.73	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.71
2016	0.70	0.70	0.70	0.73	0.70	0.73	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.71
2017	0.70	0.70	0.70	0.73	0.70	0.73	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.71
2018	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32
2019	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32

PRONÓSTICO MENSUAL DE DEMANDA MÁXIMA (MW)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Máxima
Días >=	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
2009	15	15	15	15	15	15	0.4	15	15	15	15	15	15.11
2010	15	15	15	15	15	15	28	28	28	28	28	28	28.00
2011	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28.00
2012	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28.00
2013	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28.00
2014	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28.00
2015	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28.00
2016	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28.00
2017	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28.00
2018	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	20.50
2019	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	20.50

NOTA: estos valores aplican para la actualización del IID 2008 - 2018 y para el IID 2010 - 2019

PRONÓSTICO MENSUAL DE CONSUMO DE ENERGÍA EN LA S/E CHARCO AZUL (KWH)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
2009							124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004
2010	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004
2011	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004
2012	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004
2013	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004
2014	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004
2015	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004
2016	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004
2017	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004
2018	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004
2019	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004	124,004

PRONÓSTICO MENSUAL DE CONSUMO DE ENERGÍA EN LA S/E CALDERA (KWH)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
2009							35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305
2010	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305
2011	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305
2012	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305
2013	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305
2014	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305
2015	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305
2016	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305
2017	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305
2018	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305
2019	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305	35,305

PRONÓSTICO MENSUAL DE CONSUMO DE ENERGÍA EN EDECHI (KWH)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
2009							159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309
2010	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309
2011	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309
2012	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309
2013	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309
2014	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309
2015	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309
2016	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309
2017	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309
2018	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309
2019	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309	159,309

Formulario No. 102 - 11/09 a.m.

PA

SUBESTACION CAÑAZAS

CURVA DE CARGA TÍPICA DIARIA (KW)

HORA	0 - 1	1 - 2	2 - 3	3 - 4	4 - 5	5 - 6	6 - 7	7 - 8	8 - 9	9 - 10	10 - 11	11 - 12	12 - 13
KW	13.881.44	13.856.93	13.846.73	13.811.02	13.768.01	13.598.00	13.497.07	161.29	158.02	158.23	159.35	160.83	161.03

NOTA 1: estos valores deben considerarse para todos dias del año

NOTA 2: estos valores aplican para la actualización del IID 2009 - 2018 y para el IID 2010 - 2019

13 - 14	14 - 15	15 - 16	16 - 17	17 - 18	18 - 19	19 - 20	20 - 21	21 - 22	22 - 23	23 - 24
162.38	160.42	160.01	160.97	13,276.67	14,156.43	14,102.94	14,098.01	14,083.13	14,086.31	14,462.53



Ricardo Barranco Pérez
RICARDO BARRANCO PÉREZ P.V.A.
PRESIDENTE EJECUTIVO

EDECHI

Ingeniero
Harmodio Araúz
Gerente
Centro Nacional de Despacho
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
Panamá

PE-712-09
19 de agosto de 2009

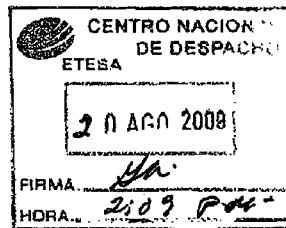
Estimado Ingeniero Araúz:

En respuesta a su nota ETE-DEOI-CND-OP-410-2009 recibida el día 14 de agosto de 2009, le indicamos que hemos procedido a efectuar la revisión correspondiente a la Proyección de Demanda presentada por la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A., utilizada en la confección del Informe Indicativo de Demanda 2009-2018, de acuerdo a las consideraciones esbozadas en dicha nota.

Atentamente,

Ricardo A. Barranco Pérez

Adj. Lo indicado.



ALBROOK, EDIFICIO 812
AVE. DIOGENES DE LA ROSA
APDO. 0843-01072.
BALBOA, ANCÓN, PANAMÁ
TEL. (507) 315-7691
FAX (507) 315-7696
E-MAIL: rbarranco@ufpanama.com

EMPRESA DE DISTRIBUCION ELECTRICA CHIRIQUI, S.A.
INFORMACION PARA EL INFORME INDICATIVO DE DEMANDAS
ENERGIA REQUERIDA PARA LOS CLIENTES TOTALES - MWh
CON LA INCLUCIÓN DE LA AMPLIACION DEL CANAL DE PANAMA

Años	Total	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2009	468,438	38,893	35,747	42,859	42,228	38,635	37,647	39,403	39,130	37,905	38,959	37,891	39,140
2010	486,591	40,285	37,677	44,490	43,853	40,159	39,088	40,810	40,729	39,145	40,263	39,440	40,651
2011	505,559	41,759	39,100	46,155	45,512	41,715	40,560	42,350	42,380	40,566	41,999	41,070	42,394
2012	526,975	43,215	41,091	48,069	47,367	43,550	42,294	44,166	44,185	42,199	43,810	42,715	44,314
2013	549,325	45,357	41,443	50,122	49,413	45,669	44,209	46,164	46,072	44,013	45,705	44,740	46,417
2014	573,297	46,988	44,081	52,270	51,553	47,477	46,007	48,051	48,047	45,880	47,686	46,648	48,608
2015	598,348	49,112	46,207	54,517	53,792	49,577	47,993	50,128	50,112	47,715	49,759	48,645	50,791
2016	624,599	51,334	48,527	56,868	56,133	51,773	50,070	52,301	52,272	49,790	51,927	50,734	52,869
2017	652,183	53,859	49,045	59,326	58,582	54,270	52,442	54,725	54,912	52,161	54,495	53,118	55,248
2018	681,295	56,490	52,064	61,898	61,144	56,474	54,964	57,052	57,076	54,233	56,667	55,403	57,831

Incluye:

Generación de Plantas (Dolega y Macho de Monte)

Disminución de la Carga de Petroterminal de Panamá para todo el período.

FACTOR DE CARGA MENSUAL

Años	TOTAL	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2009		65.30%	66.59%	65.28%	66.86%	69.75%	73.07%	67.46%	66.73%	64.36%	65.14%	62.15%	63.77%
2010		65.30%	66.59%	65.28%	66.86%	69.75%	73.07%	67.46%	66.73%	64.36%	65.14%	62.15%	63.77%
2011		65.30%	66.59%	65.28%	66.86%	69.75%	73.07%	67.46%	66.73%	64.36%	65.14%	62.15%	63.77%
2012		65.30%	66.59%	65.28%	66.86%	69.75%	73.07%	67.46%	66.73%	64.36%	65.14%	62.15%	63.77%
2013		65.30%	66.59%	65.28%	66.86%	69.75%	73.07%	67.46%	66.73%	64.36%	65.14%	62.15%	63.77%
2014		65.30%	66.59%	65.28%	66.86%	69.75%	73.07%	67.46%	66.73%	64.36%	65.14%	62.15%	63.77%
2015		65.30%	66.59%	65.28%	66.86%	69.75%	73.07%	67.46%	66.73%	64.36%	65.14%	62.15%	63.77%
2016		65.30%	66.59%	65.28%	66.86%	69.75%	73.07%	67.46%	66.73%	64.36%	65.14%	62.15%	63.77%
2017		65.30%	66.59%	65.28%	66.86%	69.75%	73.07%	67.46%	66.73%	64.36%	65.14%	62.15%	63.77%
2018		65.30%	66.59%	65.28%	66.86%	69.75%	73.07%	67.46%	66.73%	64.36%	65.14%	62.15%	63.77%

DEMANDA MAXIMA DE GENERACIÓN REQUERIDA TOTAL (MW)

Años	Máxima	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2009	88.25	80.05	79.88	88.25	87.72	74.45	71.56	78.51	78.82	81.80	80.39	84.68	82.50
2010	91.60	82.92	84.20	91.60	91.10	77.39	74.30	81.31	82.04	84.47	83.08	88.14	85.88
2011	95.03	85.95	87.38	95.03	94.54	80.39	77.09	84.38	85.36	87.54	86.66	91.78	89.35
2012	98.97	88.95	88.66	98.97	98.40	83.92	80.39	88.00	89.00	91.07	90.40	95.46	93.40
2013	103.20	93.36	92.61	103.20	102.65	88.00	84.03	91.98	92.80	94.98	94.31	99.98	97.83
2014	107.62	96.72	98.51	107.62	107.09	91.49	87.45	95.74	96.78	99.01	98.39	104.25	102.45
2015	112.25	101.09	103.26	112.25	111.74	95.53	91.22	99.88	100.94	102.97	102.67	108.71	107.05
2016	117.09	105.66	104.71	117.09	116.61	99.77	95.17	104.21	105.29	107.45	107.14	113.38	111.43
2017	122.15	110.86	109.60	122.15	121.69	104.58	99.68	109.03	110.60	112.56	112.44	118.71	116.45
2018	127.44	116.27	116.35	127.44	127.01	108.82	104.47	113.67	114.96	117.03	116.93	123.81	121.89

FACTOR DE COINCIDENCIA CON LA HORA DE DEMANDA MAXIMA DEL SISTEMA

Años	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2007-2008	0.8390	0.8226	0.8637	0.8614	0.9780	0.9908	0.9147	0.8789	0.8455	0.8197	0.8264	0.8270

R

DECRETO NÚMERO 317-2009-DMySC
(de 8 de octubre de 2009)

Por el cual se aprueba el documento titulado “Manual de Procedimientos Administrativos para el Programa de Censos 2010”.

EL CONTRALOR GENERAL DE LA REPÚBLICA
En uso de sus facultades constitucionales y legales

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 280, numeral 2, de la Constitución Política de Panamá, establece que la Contraloría General es el ente encargado de fiscalizar y regular, mediante el control, todos los actos de manejo de fondos y otros bienes públicos, a fin de que se realicen con corrección, según lo establecido en la Ley.

Que el Artículo 11, numeral 2 de la Ley 32 del 8 de noviembre de 1984, por la cual se adopta la Ley Orgánica de la Contraloría General de la República, establece que para el cumplimiento de su misión, la institución fiscalizará, regulará y controlará todos los actos de manejo de fondos y bienes públicos, a fin de que tales actos se realicen con corrección y según lo establecido en las normas jurídicas respectivas.

Que el Artículo 36 de la citada Ley dispone que la Contraloría General de la República, dictará reglamentos que contengan pautas que sirvan de base a la actuación de las personas que manejen fondos o bienes públicos.

Que corresponde a la Dirección de Métodos y Sistemas de Contabilidad a través del Departamento de Procedimientos de Fondos y Bienes Públicos, analizar, diseñar e implementar a nivel del Sector Público, manuales de procedimientos, guías e instructivos, orientados a asegurar la regulación, fiscalización y control de la gestión pública de acuerdo a preceptos constitucionales, legales y principios administrativos de aceptación general, de acuerdo al Decreto 211-2007-DMySC de 26 de junio de 2007.

Que mediante Memorando Núm.1454-INEC/DSA de 20 de julio de 2009, suscrito por el Licenciado Dimas Quiel, Director del Instituto Nacional de Estadística y Censo, solicita a la Licenciada Ely Brokamp, Directora de Métodos y Sistemas de Contabilidad, la validación del citado documento por parte del Departamento de Procedimientos de Fondos y Bienes Públicos.

Que una vez elaborado este documento, deberá oficializarse mediante decreto, en el cual se establecerá la fecha para su implementación por parte del Instituto Nacional de Estadística y Censo y será de obligatorio cumplimiento para los servidores públicos encargados de aplicarlos.

Que este documento ha sido consultado, discutido y aprobado por los responsables de cada una de las unidades administrativas involucradas en el proceso.

Que este documento ha sido revisado y analizado mediante Memorandos Núm.3974-Leg-A.J.I. de 16 de septiembre de 2009 de la Dirección de Asesoría Jurídica de la Contraloría General de la República, y a su vez, comunica que no ha tenido objeción al respecto.

DECRETA:

ARTÍCULO PRIMERO: Aprobar el documento titulado “Manual de Procedimientos Administrativos para el Programa de Censos 2010”.

ARTÍCULO SEGUNDO: Este documento regirá para todas las unidades administrativas involucradas en el proceso.

ARTÍCULO TERCERO: Este Decreto regirá a partir de su promulgación.

FUNDAMENTO LEGAL: Artículo 280, numeral 2 de la Constitución Política de Panamá, Artículo 11, numeral 2 y Artículo 36 de la Ley 32 de 8 de noviembre de 1984, por la cual se adopta la Ley Orgánica de la Contraloría General. Decreto Número 211-2007-DMYSC de 26 de junio de 2007.

Dado en la ciudad de Panamá, a los 8 días de octubre de 2009.

COMUNÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

CARLOS A. VALLARINO R.
Contralor General de la República

JORGE L. QUIJADA V.

Secretario General

REPÚBLICA DE PANAMÁ
CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA
Dirección de Métodos y Sistemas de Contabilidad



**MANUAL DE PROCEDIMIENTOS ADMINISTRATIVOS PARA EL PROGRAMA
DE CENSOS 2010**

Octubre - 2009

**REPÚBLICA DE PANAMÁ
CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA**

DIRECCIÓN SUPERIOR

CARLOS A. VALLARINO R.
Contralor General

LUIS C. AMADO
Subcontralor General

JORGE L. QUIJADA
Secretario General

DIRECCIÓN DE MÉTODOS Y SISTEMAS DE CONTABILIDAD

ELY I. BROKAMP I.
Directora

GEONIS BORRERO
Subdirector

DEPARTAMENTO DE PROCEDIMIENTOS DE FONDOS Y BIENES PÚBLICOS

ARMANDO E. ÁLVAREZ G.
Jefe

RITA E. SANTAMARÍA
Subjefa

INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA Y CENSO



DIMAS QUIEL
Director

ESMILDA DE PONCE
DANIS PAULINO CEDEÑO
Subdirectores

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN GENERAL

MANUEL SANTAMARÍA
Director

IVÁN MARTÍNEZ
Subdirector

DIRECCIÓN DE AUDITORÍA GENERAL

ALCIDES SEGOVIA P.
Director

DIRECCIÓN DE ASESORÍA JURÍDICA

LUIS ALBERTO PALACIOS
Director

EQUIPO TÉCNICO

YADIRA ADAMES
Jefa del Departamento de Censos

JAVIER ALBERTO MUÑOZ R.
Jefe del Departamento de Servicios Administrativos

Sección de Población y Vivienda

EYRA DE RAMOS
Jefa

LOYRA DE RUÍZ
Subjefa

HELVETIA BERNAL
Jefa de la Unidad de Reclutamiento y Selección para Encuestas

DIRECCIÓN GENERAL DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS

CÁNDIDA DE LÓPEZ
Subdirectora de Administración y Finanzas

RAMÓN ÁVILA G.
Jefe del Departamento de Contabilidad Administrativa

MIGDALIA DE QUIRÓZ
Jefa del Departamento de Proveduría y Compras

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN GENERAL

PANAMÁ DE MELGAR
Jefa del Departamento de Fiscalización Interna

DIRECCIÓN DE MÉTODOS Y SISTEMAS DE CONTABILIDAD

Departamento de Procedimientos de Fondos y Bienes Públicos

LEÓN WONG

Supervisor

ZAIDA L. GONZÁLEZ

Analista

DIRECCIÓN NACIONAL DE DESARROLLO DE LOS RECURSOS HUMANOS

ODALYS A. DE VARGAS

Directora

ISIS R. DE ZURITA

Subdirectora

LETICIA W. DE MARCOS – HERMOSO

Jefa del Departamento de Servicios Técnicos

YAZMINA M. TUÑÓN Q.

Supervisora Analista de Recursos Humanos

DIRECCIÓN DE AUDITORÍA INTERNA

ERNESTO GALLARDO

Supervisor de Auditoría

JOSÉ RENÉ ADAMES

ARIEL BALANTA

(Auditores)

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN

I. GENERALIDADES

- A. Objetivo del Documento
- B. Base Legal

II. PROCEDIMIENTO PARA EL RECLUTAMIENTO Y SELECCIÓN DE PERSONAL

- A. Objetivo
- B. Control Interno
- C. Procedimiento para el Reclutamiento, Selección y Contratación del Personal
 - C.1 Reclutamiento y Selección del Personal
 - C.2 Contratación

III. PROCEDIMIENTO PARA EL MANEJO DE FONDOS

- A. Objetivos
- B. Aspectos Básicos de Control Interno y Disposiciones Administrativas para el Manejo de Fondos
- C. Viáticos y Reconocimiento al Personal que laborará en los Censos Nacionales 2010
- D. Incentivos (pago por empadronamiento)
- E. Guías, Interpretes y Alquiler de Medios de Transporte
- F. Servicios Públicos, Comerciales, Compra de Combustibles y Lubricantes
- G. Disposiciones Administrativas

IV. PROCEDIMIENTO PARA LA ADQUISICIÓN DE EQUIPO, MATERIALES Y SERVICIOS

- A. Objetivo
- B. Conceptos Generales
- C. Procedimientos para la Adquisición de Bienes y Servicios
- D. Compras por Caja Menuda
- E. Compras por Fondos Rotativo
- F. Control y Consumo de Combustible y Lubricantes
- G. Mantenimiento del Equipo de Transporte
- H. Alquiler de Equipo, Semovientes y Servicios
- I. Alquiler de Locales

V. PROCEDIMIENTO PARA EL REGISTRO CONTABLE

- A. Objetivos
- B. Controles Internos
- C. Procedimientos

VI. RÉGIMEN DE FORMULARIOS
Índice de Formularios

ANEXOS

INTRODUCCIÓN

La Contraloría General de la República, a través del Instituto Nacional de Estadística y Censos y las direcciones de Desarrollo de los Recursos Humanos, Administración y Finanzas, Fiscalización General y Auditoría Interna, con la asesoría de la Dirección de Métodos y Sistemas de Contabilidad, han elaborado este documento, para establecer la metodología para el desarrollo de la gestión del proyecto inherente a los eventos censales.

En este manual indicamos los aspectos más sobresalientes que han servido de base, para desarrollar los procedimientos que regularán el manejo de los fondos del Programa de los Censos Nacionales de la década del 2010. Por tratarse de una tarea compleja y de magnitud nacional, es indispensable dotar a la organización de mecanismos sencillos, prácticos, pero conformados dentro de las regulaciones legales y normas administrativas; incorporar algunas variantes o excepciones, dar a los trámites flexibilidad y rapidez para asegurar el cumplimiento del Programa Censos 2010.

El documento contiene tres capítulos y un segmento que describe los formularios utilizados en la actividad censal. El capítulo I establece las generalidades, el capítulo II, Procedimiento para el Reclutamiento y Selección de Personal, el capítulo III Procedimientos para el Manejo de Fondos, el capítulo IV los Procedimientos para la Adquisición de Equipo, Materiales y Servicios, el capítulo V el Procedimiento para el Registro Contable, el Capítulo VI Régimen de Formularios y los Anexos.

La implementación de estos procedimientos no es de carácter inflexible, por lo que, de requerirse cambios, los mismos deberán remitirse para su evaluación a la Dirección de Métodos y Sistemas de Contabilidad, facultada a la regulación, fiscalización y control de procesos que tengan afectación en los fondos y bienes públicos.

CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA
Instituto Nacional de Estadística y Censo

I. GENERALIDADES

A. Objetivos del Documento

Establecer las normas que regularán las actividades relacionadas con el reclutamiento y selección de personal del Programa Censos 2010, en las Etapas Precensales, Censales y Poscensales.

Coordinar e integrar las acciones relativas a las actividades de adquisición de bienes y servicios del Programa Censos 2010, en las Etapas Precensales, Censales y Poscensales.

B. Base Legal

Constitución Política de la República de 1972, reformada por los Actos Reformativos de 1978, por el Acto Constitucional de 1983, los Actos Legislativos Núm.1 y Núm.2 de 1994 y el Acto Legislativo Núm.1 de 2004.

Ley Núm.32 de 8 de noviembre de 1984, Orgánica de la Contraloría General de la República.

Ley Núm.10 del 22 de enero de 2009, que moderniza el Sistema Estadístico Nacional y crea el Instituto Nacional de Estadística y Censo.

Ley Núm.22 de 27 de junio de 2006 que regula la Contratación Pública y se dictan otras disposiciones.

Ley Núm.41 de 10 de julio de 2008 que reforma la ley Núm.22 de 2006. G.O. 26081 DE 11/07/2008.

Decreto Núm.366 de 28 de diciembre de 2006, por el cual se reglamenta la Ley Núm.22, que regula la Contratación Pública y dicta otras disposiciones, G.O. 25701 de 29/12/2006.

Normas Generales de Administración Presupuestaria vigente

Decreto Ejecutivo Núm.211 del 19 de noviembre de 2007, por el cual se regulan los Censos que se levantarán en la década del 2010.

Decreto Núm.194 de 16 de septiembre de 1997 y sus modificaciones, por el cual se adopta el Reglamento Interno de la Contraloría General de la República

Decreto Ejecutivo Núm.366 de 28 de diciembre de 2006 por el cual se reglamenta la Ley Núm. 22 de 27 de junio de 2006.

Decreto Núm.211-2007-DMySC, de 26 de junio de 2007, Gaceta Oficial 25,861 de 22 de agosto de 2007, “Por el cual se crea el Departamento de Procedimientos de Fondos y Bienes Públicos en la Dirección de Métodos y Sistemas de Contabilidad.

Decreto Núm.234 de 22 de diciembre de 1997, Normas de Contabilidad Gubernamental.

Decreto Núm.113 de 21 de junio de 1993, Sistema de Contabilidad Gubernamental.

Manual de Normas de Control Interno Gubernamental, para la República de Panamá. Decreto 214 DAG de 8 de octubre de 1999 – Gaceta Oficial Núm. 23,946 del 14 de diciembre de 1999.

Manual de Procedimientos para el Uso y Manejo de las Cajas Menudas en las Entidades Públicas, cuarta versión. Gaceta oficial 25523 de 12 de abril de 2006.

Manual de Contabilidad Gubernamental, integrado vigente M.07.09.05, de septiembre de 2005, Decreto 420-2005.

Memorando Núm.12, 563-2008-DMySC-Procedimientos del 21 de noviembre de 2008 “Norma para el pago de gastos de alimentación, viáticos y transporte a los servidores públicos de la Contraloría General de la República.

Memorando Núm.920-INEC/DSA de 25 de mayo de 2009 “Solicitud de autorización para Manual Administrativo de los Censos 2010”.

**II. PROCEDIMIENTO PARA EL RECLUTAMIENTO Y SELECCIÓN DE
PERSONAL**

A. OBJETIVO

Disponer de un mecanismo administrativo flexible, ágil y oportuno para la selección del personal durante la actividad censal.

B. CONTROL INTERNO

La Dirección de Desarrollo de los Recursos Humanos y la Unidad de Reclutamiento y Selección para Encuestas (INEC) serán responsables del diseño de la *Tarjeta de Registro de Aspirante a Laborar en los Censos 2010 (Cen-32) (Formulario Núm.1)* del personal a laborar en los censos nacionales, a través de la cual se solicitará la información referente a los requerimientos mínimos necesarios y los datos que permitan la localización posterior de dicho aspirante.

Se consideran elegibles para laborar en las diferentes etapas censales aquellos aspirantes seleccionados, que cumplan con los requisitos que exija el Instituto Nacional de Estadística y Censo. Los aspirantes seleccionados deberán asistir al ciclo de instrucciones que se impartan.

El proceso de reclutamiento del personal de campo que laborará en el levantamiento de los censos, que realice el Instituto Nacional de Estadística y Censo (INEC), será una responsabilidad coordinada con la Dirección de Desarrollo de los Recursos Humanos.

Las instancias responsables de la designación, contratación y pago deben completar en forma correcta y precisa los formularios y documentos, a fin de que facilite la sustentación posterior del acto.

C. PROCEDIMIENTOS PARA EL RECLUTAMIENTO, SELECCIÓN Y CONTRATACIÓN DEL PERSONAL

C.1 RECLUTAMIENTO Y SELECCIÓN DEL PERSONAL

La Dirección de Desarrollo de los Recursos Humanos conjuntamente con el INEC, realizarán el reclutamiento de personal conforme a los perfiles técnicos, que elaboren de acuerdo a los requisitos mínimos y tomando en consideración la realidad en cuanto a educación existentes en las áreas.

El reclutamiento se iniciará a nivel de los supervisores y éstos, a su vez, reclutarán a los empadronadores que conformarán su equipo de trabajo. Para tal fin, los empadronadores también deberán ser incorporados al banco de datos que mantendrá la Dirección de Desarrollo de los Recursos Humanos, por lo que deberán llenar igualmente la Tarjeta de Inscripción.

Etapa Precensal:

El INEC requerirá de la selección de personal antes del censo, para actividades inherentes a los mismos.

- Supervisores: Funcionarios del Sector Público o Privado y otros componentes de la sociedad civil.
- Empadronadores: Funcionarios del Sector Público o Privado y otros componentes de la sociedad civil.

Para el reclutamiento de este personal, el INEC, enviará a la Dirección de Desarrollo de los Recursos Humanos con al menos 1 año de antelación a la fecha de realización del censo, los requerimientos de cada cargo y la cantidad necesaria en cada región, distrito y corregimiento.

La Dirección de Desarrollo de los Recursos Humanos comunicará al Instituto Nacional de Estadística y Censo, los avances en el reclutamiento, mediante informes mensuales.

Una vez concluido el reclutamiento de personal, la Dirección de Desarrollo de los Recursos Humanos, remitirá al INEC el banco de datos, clasificado por región, distrito y corregimiento.

Etapa Censal:

La organización censal contempla la designación de personal de acuerdo a la estructura que se presenta a continuación para la ejecución del censo:

- Coordinadores Nacionales y Regionales: Personal de alto nivel técnico del INEC.
- Inspectores Regionales y Auxiliares: Colaboradores del INEC y de otras instituciones públicas.
- Secretarias: Personal del Sector Público o Privado y otros componentes de la sociedad civil.

Debido a lo relevante y técnico de sus funciones, será responsabilidad del INEC, el reclutamiento y selección de los Coordinadores Nacionales y Regionales, Inspectores Regionales, Auxiliares y Secretarias.

Al tomar en cuenta el volumen de personas que se requiere para la actividad censal y el periodo comprendido entre el inicio del reclutamiento y el del censo, si al momento de convocar a los aspirantes a la capacitación no están disponibles, el Inspector Regional designado por el INEC, procederá al reclutamiento hasta completar la cantidad de personas requeridas.

La capacitación del personal reclutado será responsabilidad del INEC.

La selección final y la designación del personal que laborará en los distintos cargos de la etapa censal (coordinadores regionales, inspectores regionales y auxiliar), secretarias, supervisores y empadronadores) será responsabilidad del INEC y se hará a través del documento preparado para tal fin. (Véase Sección de Formularios).

Etapa Poscensal:

El INEC requerirá del personal para desarrollar actividades posteriores al censo, como criticadores, codificadores, capturadores de datos, cargadores y otros. Este personal será reclutado por la Dirección de Desarrollo de los Recursos Humanos, de acuerdo a los perfiles que establezca el INEC.

C.2 CONTRATACIÓN

1. Etapa Precensal:

Concluida la selección, el INEC elaborará la *Nota de Designación (Formulario Núm.2)* y a su vez la Dirección de Desarrollo de los Recursos Humanos confeccionará los Contratos respectivos en un plazo no mayor de dos días hábiles.

Conjuntamente, la Dirección de Administración y Finanzas y Fiscalización Interna velarán porque el trámite se realice en un término no mayor de una semana, con el propósito de que el pago del personal contratado, se efectúe en la quincena correspondiente.

2. Etapa Censal:

La contratación del personal operativo del censo (inspectores, instructores, secretarías, conductores u otro personal), será privativo del INEC y se llevará a cabo mediante el documento que determine el INEC.

En cada Región Censal, el Inspector Regional, específicamente, será el responsable directo de las designación de los supervisores y empadronadores para lo cual utilizará el documento que determine el INEC.

3. Etapa Poscensal:

El personal requerido para laborar en esta etapa, será seleccionado y reclutado por la Dirección de Desarrollo de los Recursos Humanos, de acuerdo a los perfiles preparados en el INEC. Se hace hincapié en la necesidad de elaborar la documentación, de tal forma que permita el pago del personal contratado en la quincena correspondiente.

Para ello, la Dirección de Desarrollo de los Recursos Humanos, solicitará al INEC, la lista con los candidatos, con experiencia para esta etapa de ejecución del censo.

III. PROCEDIMIENTO PARA EL MANEJO DE FONDOS

A. OBJETIVOS

Establecer las normas y procedimientos dentro de los cuales han de desarrollarse las actividades relacionadas con el manejo de fondos, antes, durante y posteriormente al Programa Censal de la década del 2010.

Lograr uniformidad de criterios en todo lo relativo al manejo, supervisión, control y fiscalización de los recursos que están a disposición del personal responsable de los censos nacionales de la década del 2010.

B. ASPECTOS BÁSICOS DE CONTROL INTERNO Y DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS PARA EL MANEJO DE LOS FONDOS

1. Los procedimientos están basados en la normativa legal detallada en el literal B, del capítulo I del presente Manual.
2. Tales procedimientos, se ajustarán a las necesidades del programa de los censos nacionales de la década del 2010.
3. La Contraloría General de la República en la planificación, organización y ejecución de los censos nacionales del 2010, ha incluido la conformación de un equipo de trabajo multidisciplinario, formado por funcionarios (as) de distintas direcciones de la Contraloría General, quienes trabajarán en la Dirección de Administración y Finanzas y el INEC, y se encargarán del manejo administrativo de los recursos económicos y humanos para esta actividad.
4. Los miembros de este equipo de trabajo responderán administrativa y técnicamente a cada dirección, atendiendo y agilizando con absoluta prioridad toda tramitación relacionada con los censos.
5. Dentro del Programa Censal se ha presupuestado los recursos económicos necesarios para cubrir los costos de la etapa precensal, censal y poscensal, por lo que económicamente el programa dispondrá de los recursos presupuestarios y financieros, mediante su asignación y manejo por parte de la Dirección de Administración y Finanzas, a través de un grupo conformado para desarrollar esta labor, quienes garantizarán la ejecución de los trámites que les solicite el Director del Instituto Nacional de Estadística y Censo. Se apoyarán, en caso necesario, con el resto del personal de la Dirección de Administración y Finanzas.

En el aspecto financiero de la etapa censal, se abrirá una cuenta bancaria a nivel central a través de la *Solicitud de Firma y Manejo de Cuenta Bancaria Oficial (Formulario Núm.3)* y *Tarjeta de Firma para abrir una*

Cuenta (Formulario Núm.4), bajo la responsabilidad de la Dirección de Administración y Finanzas, de la cual se distribuirán fondos a las oficinas regionales e inspecciones regionales. La coordinación para el manejo de estos recursos, se realizará en estrecha coordinación con el Departamento de Servicios Administrativos del INEC.

6. La fiscalización se efectuará con personal del Departamento de Fiscalización Interna, de la Dirección de Fiscalización General, asignados al equipo de trabajo en cada una de las áreas.
7. Los colaboradores asignados, de la Dirección de Auditoría Interna, al equipo de trabajo, garantizarán el manejo de los fondos mediante intervenciones, antes, durante y posteriormente al desarrollo del programa censal 2010.
8. Ambas direcciones (DFG y DINAI) mantendrán su independencia de criterio y actuación ante el INEC y la Dirección de Administración y Finanzas.
9. En el desarrollo del Programa Censal se adquirirán bienes, los cuales serán responsabilidad de las administraciones e inspecciones regionales, hasta su envío al Departamento de Servicios Administrativos del INEC, luego de finalizada la labor censal.
10. Los funcionarios a cargo del manejo de los fondos de la actividad censal, luego de finalizada su labor censal correspondiente, tienen la obligación de depositar íntegros e intactos los remanentes de dichos fondos en la cuenta bancaria establecida, para dicha actividad censal, dentro de las 24 horas siguientes, finalizada la actividad.
11. El Inspector Regional o el personal responsable del manejo de fondos una vez concluya la actividad censal, entregará al Jefe Regional o Coordinador del Censo de su respectiva provincia, en sobre cerrado, chequeras que se utilizaron durante la actividad censal, la **Comprobación de Gastos (Cen-21) (Formulario Núm.5)** junto con los comprobantes originales sustentadores de su gestión de manejo, además del **Resumen de Gastos (Cen-14) (Formulario Núm.6)**, **Detalle Control de Presupuesto Asignado y Cheques Girados (Cen-33) (Formulario Núm.7)**, **Detalle de Cheques Girados (Cen-16) (Formulario Núm.8)**, **Hoja de Distribución del Presupuesto (Cen-15) (Formulario Núm.9)**.

La Comprobación de Gastos (Cen-21), reposará con los comprobantes de gastos originales correspondientes a su Región Censal y la copia será firmada por el Jefe Regional o Coordinador del Censo, como constancia de que recibió la documentación descrita en la misma y se entregará al

Inspector Regional copias de toda la documentación sustentadora de su gestión de manejo para su respectivo archivo.

12. La Dirección Nacional de Auditoría Interna efectuará en cada coordinación o provincia, el audito respectivo de la documentación original de los gastos incurridos en la actividad censal, para lo cual confeccionará el *Acta de Verificación de los Censos 2010 (Formulario Núm.10)*.
13. El Director del INEC solicitará al Contralor General, la apertura de las cuentas bancarias con las que se sufragarán las adquisiciones de bienes y servicios, planillas, viáticos, etc.; y la Dirección de Administración y Finanzas realizará los trámites pertinentes, para la consecución de las mismas. Se sugieren las siguientes:

Fondo Rotativo – Oficina Nivel Central – Censos 2010
Fondo Rotativo – Oficinas Regionales – Censos 2010
Fondo Rotativo – Inspecciones Regionales – Censos 2010

Estas cuentas se utilizarán de la siguiente manera:

- **Fondo Rotativo – Oficina Nivel Central – Censos 2010**

Los recursos para esta cuenta bancaria provienen del Tesoro Nacional, de acuerdo a las operaciones presupuestarias previstas para el programa, en el período respectivo.

De este fondo se harán las transferencias a cada una de las cuentas bancarias de las oficinas regionales (previo aval de la Dirección de Fiscalización General) y sus subsecuentes incrementos, previa presentación con los documentos sustentadores, debidamente comprometidos presupuestariamente. Además, se cubrirán los gastos en que se incurra por la adquisición de bienes y servicios para todo el programa a nivel nacional, incluyendo los viáticos de los inspectores regionales.

De este fondo se asignarán los recursos para el manejo de las cajas menudas, que se consideren necesarias, así como los reembolsos que se deriven de sus operaciones.

Los cheques girados serán firmados por el Director (a) o Subdirector (a) de Administración y Finanzas; o el Director ó Subdirector (a) del Instituto Nacional de Estadística y Censo; con la contrafirma del personal de la Dirección de Fiscalización General.

- **Fondo Rotativo – Oficinas Regionales – Censos 2010**

Los recursos de esta cuenta vendrán del Fondo Rotativo Oficina Nivel Central – Censos 2010, tanto su apertura como los incrementos posteriores.

De este fondo se harán las transferencias de apertura de cada una de las cuentas bancarias de las inspecciones regionales, y sus subsecuentes incrementos (previo aval de la Dirección de Fiscalización General).

Los cheques girados de esta cuenta, serán firmados por el jefe regional del INEC y cubrirán los gastos de funcionamiento del programa que no hayan sido solventados desde la oficina del nivel central, en INEC. En su oportunidad, también se abrirán y reembolsarán cajas menudas que se requieran en ese nivel.

- **Fondo Rotativo – Inspecciones Regionales – Censos 2010**

La apertura e incrementos posteriores de esta cuenta bancaria, se efectuarán de la Cuenta del Fondo Rotativo – oficinas regionales – Censos 2010.

Todos los desembolsos se efectuarán mediante cheques, los mismos, serán firmados por el Inspector Regional, exceptuándose los pagos a supervisores y empadronadores y la adquisición de bienes y servicios en regiones consideradas de difícil acceso, o donde no exista una sucursal del Banco Nacional, en las que la erogación se hará necesariamente en efectivo. Para los pagos en efectivo, el inspector regional dispondrá de una caja menuda, cuyo monto oscilará entre B/.300.00 (trescientos Balboas con 00/100) a B/.1,000.00 (mil balboas con 00/100), dependiendo de las características del área.

C. VIÁTICOS Y RECONOCIMIENTO AL PERSONAL QUE LABORARÁ EN LOS CENSOS NACIONALES 2010

Servidores públicos

Los servidores públicos al servicio del censo que necesiten realizar una misión oficial, llenarán el formulario *“Relación de Viáticos” (Formulario Núm.11)*, solicitud que será autorizada y pagada por los inspectores regionales, de acuerdo con la tabla establecida en las Normas Generales de Administración Presupuestaria vigente y el Memorando Núm.12,563-2008-DMySC-Procedimientos de 21 de noviembre de 2008. En el caso de los inspectores regionales que no pernocten en las áreas, se les hará un reconocimiento de B/.25.00 (veinticinco balboas con 00/100), a los auxiliares B/.20.00 (veinte balboas con 00/100) y a las secretarías y conductores de B/.15.00 (quince balboas con 00/100) por día, durante la etapa censal.

A los coordinadores regionales y nacionales se les reconocerá el viático correspondiente cuando el caso así lo amerite. Además, a los coordinadores nacionales y al personal logístico de coordinación, se les otorgará un incentivo, por la labor que realicen durante el censo, previa autorización del Contralor General (El mismo será solicitado oportunamente al señor Contralor).

El personal que laborará atendiendo los teléfonos (línea caliente), se les reconocerá B/.10.00 diarios por su labor.

Particulares (personal contratado)

Las personas que laborarán en el empadronamiento previo, se les hará un reconocimiento de B/.25.00 (veinticinco balboas con 00/100) diarios.

El personal que laborará como empadronadores especiales, el día del censo (traductores de idiomas, lenguaje de señas, etc.), se les hará un reconocimiento de B/.60.00 (sesenta balboas con 00/100) por la labor realizada.

En caso de que sea necesario contratar auxiliares en cada región censal, el reconocimiento será de B/.20.00 (veinte balboas con 00/100) diarios, los conductores y secretarías a razón de B/.15.00 (quince balboas con 00/100) por día.

Los conductores que laboren el día del censo, el pago será de B/.15.00 (quince balboas con 00/100) diarios.

Aquellos empadronadores o supervisores, que a juicio del inspector regional (considerando el volumen de trabajo), puedan colaborar en la revisión de los cuestionarios, se les reconocerá B/.10.00 (diez balboas con 00/100) diarios, por un período no mayor de cinco días.

Durante el proceso de capacitación se dará una remuneración en concepto de alimentación y transporte, al personal que recibe la misma (B/.3.00 de alimentación y el transporte colectivo; dependiendo de donde proceda la persona a capacitar). *Planilla de Pago por Instrucciones al Supervisor (Cen-11) (Formulario Núm.12), Planilla de Pago por Instrucciones a Empadronadores (Cen-12) (Formulario Núm.13).*

El INEC y la Dirección de Administración y Finanzas determinarán la periodicidad con que se efectuarán los pagos tanto a los inspectores regionales, como al personal que no pernecten en el área.

D. INCENTIVOS (PAGO POR EMPADRONAMIENTO)

A los supervisores y empadronadores se les reconocerá un incentivo por sus servicios, el cual se le cancelará al entregar a satisfacción el resultado de su asignación. Este pago se hará en efectivo y firmará como constancia, la *Planilla de Pagos por Empadronamiento (Cen-13) (Formulario Núm.14) y Planilla de Pagos por Supervisión (Cen-14) (Formulario Núm.15).*

A los empadronadores del área rural y urbana, el incentivo será de B/.40.00 (cuarenta balboas con 00/100) por su labor; mientras que en las áreas indígenas o de difícil acceso será de B/.50.00 (cincuenta balboas con 00/100).

En cuanto a los supervisores, el incentivo del área urbana y rural será de B/.80.00 (ochenta balboas con 00/100) y el de las áreas de difícil acceso, será de B/.90.00 (noventa balboas con 00/100).

Si un empadronador o supervisor no cumple a satisfacción la tarea asignada, se reemplazará por alguna de las personas anotadas en reserva y se procederá a eliminar de la lista, el nombre del sustituido agregándose el nombre del reemplazante, asignándosele el mismo trabajo.

Durante la capacitación a los supervisores y empadronadores, se les reconocerá el transporte en que incurran para el traslado hacia el centro de capacitación, según los costos vigentes en cada área; además de la alimentación, a razón de B/.3.00 (tres balboas con 00/100) diarios.

E. GUÍAS, INTÉRPRETES Y ALQUILER DE MEDIOS DE TRANSPORTE

Generalmente, las acciones de contratación de esta clase de servicios están previstas o van precedidas de un acuerdo entre los arrendadores y el Inspector Regional. Una vez se haya recibido el servicio se solicitará al Proveedor completar *el Comprobante por otros Servicios Comerciales y Financieros (Cen-20) (Formulario Núm.16)*, el cual sirve como sustentación del gasto. En caso que el proveedor del servicio no sepa firmar su nombre, se recurrirá a la firma “*a ruego*” por parte de algún familiar o vecino. Es recomendable que los inspectores regionales dispongan de formularios impresos.

F. SERVICIOS PÚBLICOS, COMERCIALES, COMPRA DE COMBUSTIBLE Y LUBRICANTES

La mayoría de los bienes necesarios para el programa serán suministrados por la oficina sede del INEC, no obstante, cualquier imprevisto o repuesto adicional, se adquirirá con los fondos de la caja menuda. Estos gastos se cubrirán, tomando en cuenta las tarifas y precios existentes en el comercio local, previo *Solicitud y Comprobante de Caja Menuda (Cen-18) (Formulario Núm.17)* y *Factura (Cen-34) (Formulario Núm.18)*, en el caso de no tener factura prenumerada, con Núm. de RUC y DV; tal y como se establece en el Manual de Caja Menuda.

En la etapa poscensal se harán erogaciones, hasta dar por concluida la operación de los Censos 2010. Corresponderá al Director del INEC, declarar oficialmente su fecha de culminación; en consecuencia, todos los trámites de adquisición de bienes y servicios, así como el pago de todas las obligaciones contraídas, se harán en estricto apego a las disposiciones especiales establecidas.

En la medida que se cumplan los compromisos de acuerdo con el programa censal, se procederá al cierre de las cuentas bancarias y cajas menudas, y la incorporación al Fondo que dio su origen los saldos o remanentes. Para este proceso se debe contar con el apoyo de la unidad de la Dirección de Fiscalización General, de la sede y de las oficinas regionales, a fin de preparar las conciliaciones bancarias y arqueos de cajas menudas, que se requieran.

Para facilitar y agilizar la fiscalización del manejo de los fondos rotativos y cajas menudas, los inspectores regionales deberán mantener debidamente ordenados y registrados todos los documentos sustentadores de los pagos realizados, durante su gestión.

Será responsabilidad del INEC y la Dirección de Administración y Finanzas, la preparación de las conciliaciones bancarias correspondientes a las cuentas bancarias a nivel nacional.

Una vez concluida la misión, los inspectores que fueron asignados fuera de su área de trabajo, podrán presentar su documentación al administrador regional correspondiente a su respectivo lugar habitual de labor y ante un colaborador de la Dirección de Fiscalización General, sea en una oficina regional o en la sede de la Contraloría General de la República.

G. DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS

Una de las etapas más importantes del Programa de los Censos Nacionales de la década del 2010, lo constituye el proceso de pagos o forma de utilización de los recursos en efectivo, para la adquisición de bienes y servicios, de forma ágil, oportuna; enmarcados dentro de la ley y de la estructura del control interno establecida.

Por la complejidad del programa, los costos, recurso humano, cobertura y tecnología utilizada, no se puede precisar la fecha exacta de su inicio o conclusión; en consecuencia, se darán operaciones con mucha anterioridad a la entrada en práctica, de las disposiciones inherentes al Programa, que necesariamente tienen que solventarse dentro de los mecanismos administrativos existentes.

El Decreto Ejecutivo Núm.211 del 19 de noviembre de 2007, por el cual se reglamentan los censos que se levantarán en la década del 2010, dispone en su Artículo Núm.11 que dice: “El presupuesto de gastos de la Contraloría General de la República del respectivo año, deberá incluir las partidas necesarias para la ejecución del Programa Censal, en todas sus etapas.

Por tratarse de una actividad de características especiales, con un tiempo de ejecución definido, y de significado y alcances universales, su realización debe darse dentro de un ambiente de total coordinación, en apego a los controles y procedimientos establecidos por las leyes involucradas para este fin.

La responsabilidad de las acciones administrativas, financieras y de control, el INEC, será el responsable principal por el proceso técnico y administrativo que sustenta el uso y manejo de los fondos, apoyado por un equipo multidisciplinario de servidores públicos de las distintas direcciones de la Contraloría General, principalmente:

De la Dirección de Administración y Finanzas:

Para el área de Registros Contables.

Para el área de Registro y Control Presupuestario.

Para el área de Tesorería.

Para el área Adquisición de Bienes y Servicios (compras).

Para el área de Almacén.

De la Dirección de Fiscalización General:

Para la fiscalización y refrendo de las órdenes de compra, contratos y cheques girados.

De la Dirección de Desarrollo de los Recursos Humanos y la Unidad de Reclutamiento y Selección para Encuestas (INEC) :

Para el trámite del reclutamiento, selección y contratación.

De la Dirección de Auditoría Interna:

Para la verificación de los controles y el finiquito de las cuentas.

**IV. PROCEDIMIENTO PARA LA ADQUISICIÓN DE EQUIPO,
MATERIALES Y SERVICIOS**

A. OBJETIVO

Establecer un conjunto de normas y procedimientos para coordinar e integrar las acciones relativas a las actividades de adquisición de bienes y servicios del programa de los Censos del 2010.

B. CONCEPTOS GENERALES

Conscientes de las disposiciones legales y normas que regulan el ejercicio administrativo de las adquisiciones de bienes y servicios, surge la necesidad de establecer una metodología que dentro de estas disposiciones, permita desarrollar tales actividades de forma expedita y oportuna.

El proceso de adquisición de Bienes y Servicios se sustentará básicamente en una centralización normativa y operativa administrativa, y una descentralización operativa técnica; en el que a nivel central se establece los procedimientos, se efectúan los trámites globales, consolidando las necesidades básicas y luego realizando su distribución, los registros y controles que se inician en este nivel. Igualmente, corresponde al nivel central establecer la metodología técnica de la actividad censal.

A los niveles regionales, compete desarrollar el trabajo técnico de campo con una excepción menor de operaciones administrativas, de adquisición de bienes y servicios a través de los fondos de Caja Menuda.

El programa precensal, censal y poscensal, dispondrá de sus recursos asignados en el presupuesto del período correspondiente.

La utilización de los recursos financieros se hará mediante fondos rotativos y cajas menudas, en el nivel central, en cada Oficina Regional de la Contraloría General y a niveles de inspecciones regionales.

C. PROCEDIMIENTO PARA LA ADQUISICIÓN DE BIENES Y SERVICIOS

Dependiendo del monto, la adquisición de bienes y servicios puede hacerse mediante las siguientes modalidades:

- Contratación menor
- Licitaciones públicas
- Licitación por mejor valor
- Contratación directa
- Compra por caja menuda

El INEC podrá previo análisis y programación, determinar y establecer la lista de necesidades de materiales, equipos y servicios, a través de la ***Solicitud de Bienes y Servicios (Formulario Núm.19)***, que solicitará a la Dirección de Administración y Finanzas – Departamento de Proveeduría y Compras, para que se efectúe el trámite de adquisición, con la debida antelación, que permita realizar el proceso de contratación, considerando el cumplimiento de las normas legales en esta materia. Los materiales y equipos serán entregados por medio del ***Despacho de Almacén (Formulario Núm.20)***.

La persona designada para realizar el trámite de adquisición de bienes y servicios, será responsable de atender las solicitudes de compra, basándose en contrataciones directas, convocatorias a actos públicos y catálogos de bienes y servicios disponibles en el momento, tramitados por la Dirección Nacional de Contrataciones Públicas, a través de una adquisición directa del Catálogo Electrónico de Bienes y Servicios, aquellos productos que aparezcan en el mismo, considerando las especificaciones técnicas solicitadas por el INEC, tales como: calidad, precios, garantías, evaluación de muestras, etc. Estas compras se atenderán en atención a lo siguiente:

Para las solicitudes de compra de menos de B/.1,000.00 se procederá a la compra mediante la confección de una orden de compra basada en una sola cotización o a través de la caja menuda.

Para las compras de B/.1,000.00 a B/.5,000.00 se publicará la convocatoria de propuestas por dos días hábiles en el sistema de Panamá Compra y se recibirán propuestas por un día hábil, o sea, al tercer día. Al cuarto día se analizarán las propuestas y se prepara el cuadro de las cotizaciones recibidas y la resolución de adjudicación, posteriormente se procederá a la elaboración de la orden de compra y adjudicación de la compra en el sistema Panamá Compra.

Para las compras de más de B/.5,000.00 hasta B/.30,000.00, se publicará la convocatoria de propuestas por tres días hábiles en el sistema de Panamá Compra, al cuarto día se recibirán propuestas en un horario determinado. Se celebra el acto público, ese mismo día, se publica acta, se envían propuestas a análisis técnico, de ser necesario, después de recibir el resultado del análisis técnico se elabora cuadro de cotizaciones y resolución de adjudicación.

Una vez adjudicado o declarado desierto el acto público en el cuadro respectivo, será obligatorio para la entidad contratante notificar los resultados en el Sistema Electrónico de Contrataciones Públicas “PanamaCompra” y dejarlo en el tablero que para estos propósitos se mantienen en cada entidad por dos días hábiles.

Cumplidos los dos días hábiles a que alude el literal el literal anterior, cualquiera que se considere agraviado con dicha decisión, tendrá un período de cinco días hábiles para interponer el recurso de impugnación de acuerdo a lo señalado en el artículo 343 de este reglamento.

Transcurridos cinco días hábiles a que alude el literal anterior sin que se haya interpuesto ninguna acción en contra del acto administrativo mediante el cual se adjudica la contratación menor, éste se considerará ejecutoriado y la entidad contratante procederá a emitir la orden de compra a favor del proponente a quién se le adjudicó el acto público.

En caso de que se requiera un bien con suma urgencia y no se cuente con el tiempo suficiente para efectuar la publicación de convocatoria determinado por la ley, y el motivo de la urgencia esté debidamente sustentado, se publicará por dos horas utilizando la **opción de compras apremiantes**, reglamentada mediante el Decreto Núm.01-2007-DGCP de 17 de enero de 2007, e igualmente el trámite de la orden de compra y el cheque debe ser expedito.

Las compras de bienes y servicios, a través de contratación directa

El Departamento de Proveduría y Compras, preparará la nota de Solicitud de Contratación Directa, la cual será firmada por el Contralor General.

La Contratación Directa tendrá lugar en los siguientes casos:

1. Los de adquisición o arrendamiento de bienes y servicios, en los cuales no haya más de un oferente o en aquellos que, según informe técnico oficial fundado, no haya sustituto adecuado.
2. Cuando hubiera urgencia evidente, de acuerdo al numeral 47 del artículo Núm.2 de la ley Núm.22 de contratación pública (situación imprevista, impostergradable, probada y objetiva que ocasiona un daño material o económico al Estado o a los ciudadanos).
3. Cuando se trate de conjurar situaciones excepcionales relacionadas con emergencias o desastres nacionales, previa declaratoria por el Órgano Ejecutivo.
4. Los contratos autorizados o regulados por ley especial.
5. Los que celebre el Estado con sus instituciones autónomas o semiautónomas, municipales o con las asociaciones de municipios, o de éstas entre sí.
6. Los contratos que constituyan simples prórrogas de contratos existentes, siempre que el precio no sea superior al pactado y así lo autoricen las autoridades competentes.
7. Los contratos de permuta para adquisición de bienes muebles o inmuebles, previo avalúo correspondiente.
8. Los actos o contratos que se refieren a obras de arte o a trabajos técnicos, cuya ejecución solo pueda confiarse a artistas reputados o a reconocidos profesionales.
9. Las contrataciones por mérito para ciencia, tecnología, innovación y cultura, las cuales reglamentará el Órgano Ejecutivo por conducto del Ministerio de la Presidencia.

Cumplidos estos pasos se estaría observando, además de las disposiciones legales con el principio de transparencia, como objetivo y norte de las contrataciones públicas.

D. COMPRAS POR CAJA MENUDA (Ver Manual de Procedimientos para el Uso y Manejo de las Cajas Menudas en las Entidades Públicas, cuarta versión. Gaceta oficial 25523 de 12 de abril de 2006).

Los montos de los fondos de caja menuda y las sumas autorizadas para pagar dependerán de las características del área y el tipo de gasto, situaciones previamente establecidas por el INEC. Además se observarán las siguientes disposiciones:

- Las cajas menudas deben ser utilizadas para adquirir Bienes y Servicios propios de los códigos de gastos detallados en el Capítulo IV del Manual de Procedimiento para Cajas Menudas.
- Las compras iguales o menores de mil balboas (B/.1,000.00) podrán realizarse sin cotización, indicando solamente el bien o servicio a adquirirse.
- Las facturas o recibos deben ser originales, expedidas a nombre de la institución que efectuó el gasto; no a nombre del funcionario que adquiere el bien y deben indicar con claridad, el bien adquirido o servicio brindado.
- El colaborador que realiza la compra debe anotar su propio nombre y firma en la factura (en forma tal que no altere ni cubra, el contenido), como constancia de haber recibido a satisfacción.
- El Custodio de la Caja Menuda recibirá los originales de factura para realizar los registros en el formulario *Detalle de Gastos Diarios de Caja Menuda (Cen-17) (Formulario Núm.21)*.
- Las facturas llevarán adheridos los timbres a razón de B/. 0.10, por cada B/.100.00 o fracción, o en su lugar, la leyenda: “Los timbres son pagados por Declaración Jurada”.
- Todo documento sustentador de adquisiciones debe estar exento de borrones, tachones, adiciones u otras alteraciones. Además, toda factura o recibo debe tener impreso el membrete del Proveedor, el código de Registro Único del Contribuyente (R.U.C.) y el Dígito Verificador (D.V.).
- En los casos de transacciones realizadas en áreas de difícil acceso y para personas naturales que vendan servicios y bienes, se aceptará un recibo en papel simple, a nombre de la Institución, indicando el nombre del proveedor, su firma (directa o a ruego) y número de cédula.
- Cuando se compren accesorios o repuestos, en el comprobante de caja menuda se deberá especificar el equipo (descripción y número de inventario) donde se utilizaron dichos accesorios o repuestos.
- En caso de no contar con las facturas o recibos originales, se debe presentar copia autenticada por la casa proveedora, adjunta a Nota de Aceptación de la máxima autoridad de la entidad.

- Los bienes adquiridos por estos fondos no se destinarán a existencias de almacenes, pero deben ser “reconocidos” por los almacenistas, quienes verificarán y sellarán la documentación sustentadora. Cuando se trate de servicios, la Unidad Técnica responsable correspondiente, hará esta labor.
- Para las erogaciones de alimentación (201) y transporte (151) dentro del área de trabajo, se utilizará solamente el Comprobante de Caja Menuda.
- Cuando se pague alimentación y transporte por laborar en horas extraordinarias, debe mediar una autorización del Jefe inmediato, la cual debe ir adjunta al Comprobante de Caja Menuda. Para que este comprobante pueda ser reembolsado, deberá adjuntarse una copia visada de la tarjeta de marcación del reloj.
- Se podrán pagar viáticos nacionales (141) hasta por dos días, completos o parciales, hasta dos colaboradores, para lo cual se deberá usar, además del comprobante de caja menuda, el formato correspondiente al pago de viáticos. Se exceptúa del límite indicado, los casos de cajas menudas especiales para viáticos, que podrán pagar los mismos conforme a su disponibilidad al momento del requerimiento.
- Una vez se haya entregado dinero para realizar una adquisición, las facturas o recibos correspondientes deben ser presentados al Custodio en un lapso no mayor de dos días laborables. Tratándose de viáticos, el personal que no realice la misión por la que se le pagaron éstos, debe devolver el dinero en el mismo tiempo.
- Los fiscalizadores de la Contraloría General no ejercerán el control previo sobre los reembolsos de las cajas menudas abiertas a nivel de las regiones (inspectoría), dado que las cuentas bancarias de esos niveles no llevan su contrafirma.

E. COMPRAS POR FONDOS ROTATIVOS

Los recursos de estos fondos deben ser utilizados en la adquisición de los bienes y servicios inherentes a los objetos de gastos contemplados en el presupuesto aprobado por el INEC; por lo tanto, los documentos sustentadores del gasto deben detallar lo aprobado en el presupuesto del Programa Censo 2010.

Las facturas y recibos deberán ser originales y a nombre de la Contraloría General de la República. Si se trata de una Persona Jurídica, la factura deberá tener el

número de R.U.C. y como Persona Natural, el número de cédula y en caso que la factura no refleje ITBMS se debe adjuntar el certificado de no contribuyente de este impuesto. Este último documento solo aplica para las áreas urbanas.

En los casos de transacciones realizadas en áreas de difícil acceso en los que no se cuente con factura impresa y prenumerada, se aceptará el formulario de **Factura (Cen-34)**, elaborado para tal fin y que se adjunta el modelo en este manual de procedimientos.

Las facturas, recibos y el documento (formato de recibo) elaborado por la Contraloría General de la República que reemplaza la factura, deben estar exentos de borrones, tachones, adiciones u otras alteraciones.

Todo mobiliario, equipo y útiles de oficina, cuyo costo sea mayor de B/.100.00 (cien balboas con 00/100), y se adquiriera para el Programa Censos 2010 en el nivel central, deberá identificarse como activos del Programa Censos 2010 y corresponderá a la Oficina de la Dirección de Administración y Finanzas (Unidad de Bienes Patrimoniales Institucional) conjuntamente con el INEC, establecer la ubicación física, así como el levantamiento detallado del control del activo.

F. CONTROL Y CONSUMO DE COMBUSTIBLE Y LUBRICANTES

El combustible es un servicio que será adquirido, a través del Convenio Marco vigente en los lugares en que exista una estación de combustible disponible que opere bajo el convenio que celebra la Dirección Nacional de Contrataciones Públicas, y en los lugares que no exista esta facilidad se adquirirá el combustible, a través de cotizaciones o acto público, según corresponda, y se elaborarán ordenes de compra, que serán consumidas mediante cupones girados por los administradores del INEC. A través del convenio se consume por medio de una tarjeta de flota, en la cual estará determinada su capacidad (cantidad de galones) y vigencia, de acuerdo a la placa del vehículo a que se asigne. La asignación de estas tarjetas de flota será de acuerdo a lo dispuesto por el INEC en coordinación con el encargado del Departamento de Transporte de la Dirección de Administración y Finanzas.

Dadas las consideraciones anteriores, se han establecido algunos procedimientos básicos que formarán parte de la estructura de Control Interno y que exponemos a continuación.

1. La administración del INEC determinará las áreas geográficas en las que necesitará ubicar centros de acopio, lo cual será verificado por la Dirección de Administración y Finanzas.
2. En el caso que se utilice *Orden de Combustible (Formulario Núm.22)* será responsabilidad de los administradores regionales y de cada conductor solidariamente; se llenarán indicando en números y letras la cantidad de combustible o lubricante; cada cupón es una orden de entrega que deberá llevar el nombre del portador, esta medida facilita la autorización y despacho a vehículos ajenos a la Contraloría General de la República, tales como de otras instituciones, privados, alquilados, etc. Los coordinadores regionales determinarán aproximadamente la cantidad a suministrar en cada caso, dependiendo de las distancias y recorridos.
3. Cuando el combustible no pueda depositarse en estaciones privadas, sea por razones del área geográfica u otra causa, se deberá utilizar otro tipo de envases, preferiblemente tanques de cincuenta y cinco galones (55 galones), ubicándolos en instalaciones oficiales, bajo la responsabilidad de los inspectores, tanto el control como el suministro.
4. Sin embargo, de ser necesario, se puede adquirir combustible y lubricantes de los fondos rotativos o cajas menudas, autorizados y justificados debidamente, teniendo el cuidado de exigir la factura o recibo a nombre de la Contraloría General, el kilometraje y describir la matrícula del vehículo, incluyendo las firmas correspondientes.

G. MANTENIMIENTO DEL EQUIPO DE TRANSPORTE

El equipo de transporte que la Contraloría General asignará al Programa Censos 2010, especialmente en la etapa censal, deberá recibir un mantenimiento completo a fin de garantizar un servicio eficiente. Sobre el equipo de transporte aportado por las instituciones del Estado y empresas privadas o personas naturales, de los cuales no se conoce con precisión las condiciones mecánicas, se permitirán las reparaciones por cuenta de la Contraloría General, siempre y cuando no requieran una erogación significativa y que por el corto período de utilización resulte oneroso.

H. ALQUILER DE EQUIPO, SEMOVIENTES Y SERVICIOS

Para cumplir con el Programa Censos 2010, especialmente en segmentos identificados como difícil acceso, se requerirá contratar tanto equipo, semovientes (caballo y similares) y personal de guía. Por las características del área se darán inconvenientes en el cumplimiento de procedimientos que prevean realizar cotizaciones previas, facturas, recibos, etc. Bajo estas circunstancias se hace

necesario establecer una metodología alterna que permita realizar la labor y cumplir lo más acertadamente posible, las disposiciones legales. Se exponen a continuación las más importantes:

Los inspectores, supervisores y empadronadores dispondrán de formularios (recibo), para suplir las faltas de comprobantes sustentadores de parte de los contratados.

Los documentos deben contener: fecha, descripción del servicio, nombre completo, cédula, dirección, lugares o recorrido donde se prestará el servicio, firma de la persona con quien se efectuó el contrato del inspector, supervisor o empadronador.

I. ALQUILER DE LOCALES

El pago en concepto de alquiler de locales para las actividades censales; menor o inferior a B/.1,000.00 (mil balboas con 00/100), en las zonas de rurales y de difícil acceso; requieren la utilización del formulario ***Comprobante de Arrendamiento (Cen-19) (Formulario Núm.23)***, establecido en el presente manual (alquiler hasta por un período de 25 días).

En el caso de las zonas urbanas, si el local alquilado tiene un costo menor de B/.1,000.00 (mil balboas con 00/100); deberá presentar previamente (el inspector regional), una cotización para que el Departamento de Proveduría y Compras de la Dirección de Administración y Finanzas, expida la orden de compra, y este pueda concretizar el pago respectivo (alquiler del local), al finalizar el período de arrendamiento.

V. PROCEDIMIENTO PARA EL REGISTRO CONTABLE

A. OBJETIVOS

Establecer los procedimientos de registros contables para el Programa Censos 2010 en las etapas Precensal, Censal y Poscensal.

Recopilar y analizar todas las operaciones efectuadas, de forma que nos permita conocer el costo del programa y las tareas de fiscalización permanentes.

B. CONTROLES INTERNOS

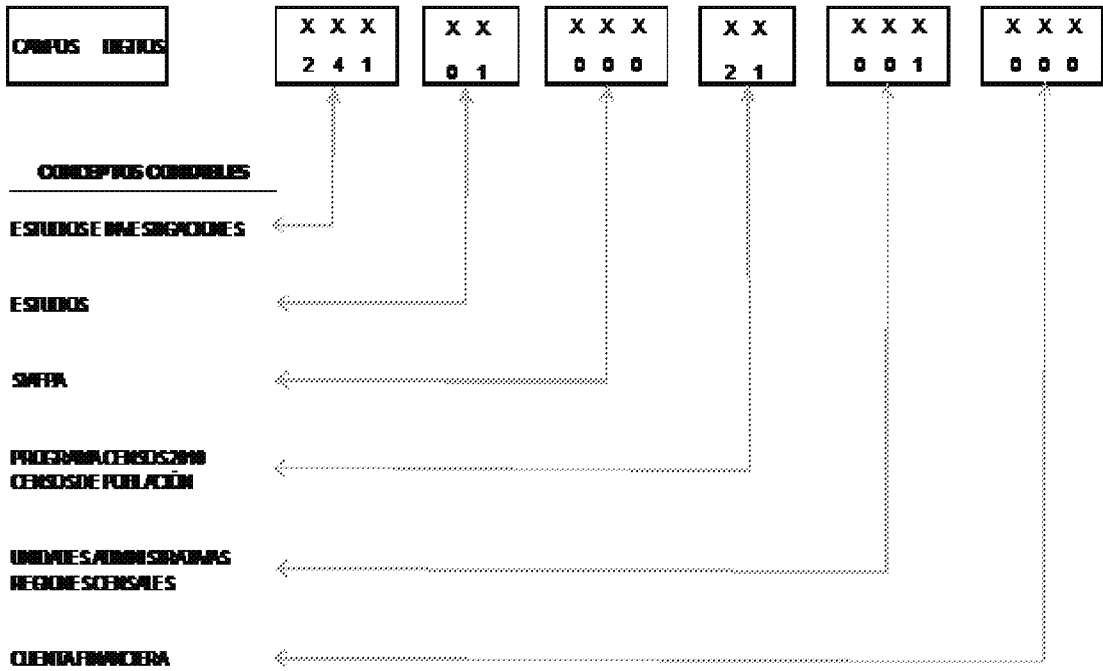
1. Los registros contables se realizarán de acuerdo al Manual de Contabilidad Gubernamental, integrado vigente M.07.09.05, de septiembre de 2005, Decreto 420-2005.
2. Los registros se harán siguiendo la metodología del SIAFPA.
3. El Departamento de Contabilidad Administrativa de la Dirección de Administración y Finanzas, será el responsable de llevar los registros contables, a través del personal asignado al programa.
4. Se registrarán todas las entradas y salidas de almacén.
5. Se registrarán todos los desembolsos de dinero, realizados a través de los Fondos Rotativo y Caja Menuda.

C. PROCEDIMIENTOS

1. Se utilizará la cuenta divisionaria Núm. 241 Estudios e Investigaciones considerada como activo, para agrupar todas las operaciones relacionadas con el Programa Censos 2010, de forma tal que se integren con el resto de las actividades de la Contraloría General.
2. Toda la documentación relacionada con el Programa Censos 2010, llevará la codificación Presupuestaria y Financiera establecida en el Presupuesto Ley y del Manual General de Contabilidad Gubernamental.
3. El Programa Censos 2010 dispondrá con un contador asignado a tiempo completo para garantizar controles, registros e informes oportunos (Panamá Centro).

4. Las compras o despacho de almacén se considerarán para efectos contables, como gastos, al final del programa se levantará un inventario de bienes y se determinará su uso y registros correspondientes.
5. Los comprobantes o sustentadores de gastos serán codificados por los custodios de los fondos, al momento de su reembolso y serán revisados y registrados por el Contador del Programa Censos 2010.

CUADRO CONTABLE - CENSOS 2010



USO DEL CUADRO CONTABLE CENSOS 2010

El cuadro está conformado por seis campos y dieciséis dígitos, que representan las cuentas divisionarias y analíticas, consideradas necesarias para agrupar los distintos conceptos, de acuerdo a los requerimientos de información. A continuación se detallan cada una de las cuentas empleadas:

Primer campo

Se identifica con el código Núm. 241 que corresponde a la cuenta divisionaria “Estudios e Investigaciones”, que actúa como cuenta control o consolidadora, está compuesta por tres dígitos.

Segundo campo

Constituido por dos dígitos, que representan con el código Núm. 01, el concepto específico de la cuenta divisionaria.

Tercer campo

Está conformado por tres dígitos que forman parte de los ocho dígitos básicos que exige el Manual General de Contabilidad Gubernamental y el Sistema de Administración Financiera de Panamá (SIAFPA).

Cuarto campo

Estará compuesto por dos dígitos, el primer dígito identifica el programa específico, en este caso “Programa Censos 2010” y el segundo dígito identifica el tipo de censo en este caso “Censos de Población y Vivienda”.

Quinto campo

Contiene tres dígitos que se utilizarán para registrar las Unidades Administrativas y las Regiones Censales en orden secuencial de uno en adelante.

Sexto campo

Compuesto por tres dígitos que se utilizarán para ubicar la información relativa a las cuentas financieras específicas.

CODIFICADOR DE LOS CENSOS 2010**24 INVERSIONES INTANGIBLES**

241.00.000.00.000.000	Estudios e Investigaciones
241.01.000.00.000.000	Estudios
241.01.000.20.000.000	Programa Censos 2010
241.01.000.21.000.000	Censos de Población y Vivienda
241.01.000.21.036.000	Divulgación Estadística
241.01.000.21.036.233	Equipo de transporte
241.01.000.21.036.234	Equipo de oficina
241.01.000.21.036.236	Muebles y enseres
241.01.000.21.036.292	Depreciación Acumulada equipo de transporte
241.01.000.21.036.293	Depreciación Acumulada de equipo de oficina
241.01.000.21.036.295	Depreciación Acumulada muebles y enseres
241.01.000.21.036.501	Sueldos
241.01.000.21.036.505	Cursos, seminarios y becas
241.01.000.21.036.506	Cuota patronal de seguro social
241.01.000.21.036.511	Combustible y lubricantes
241.01.000.21.036.512	Consumo de repuesto para máquinas, equipo y vehículo
241.01.000.21.036.513	Consumo de materiales para mantenimientos
241.01.000.21.036.514	Consumo de materiales de oficina
241.01.000.21.036.516	Consumo de productos químicos y farmacéuticos
241.01.000.21.036.519	Otros gastos operativos
241.01.000.21.036.521	Transporte, flete y almacenamiento
241.01.000.21.036.522	Correos y telecomunicaciones
241.01.000.21.036.524	Mantenimientos y reparaciones
241.01.000.21.036.525	Alquileres
241.01.000.21.036.526	Electricidad, agua y aseo
241.01.000.21.036.527	Publicidad, publicaciones y relaciones públicas
241.01.000.21.036.528	Viáticos
241.01.000.21.036.529	Otros servicios
241.01.000.21.036.572	Depreciación de inmuebles, maquinaria y equipo
241.01.000.21.036.932	Traspaso de bienes

**TEORÍA DE LA CUENTA QUE SE VA A UTILIZAR PARA
EL PROGRAMA CENSOS 2010**

24. INVERSIONES INTANGIBLES

CONTENIDO

Agrupar las cuentas divisionarias que representan valores inmateriales.

241 Estudios e investigaciones

Las inversiones intangibles son aquellas que no tienen una existencia física, su valor se limita a los derechos y beneficios esperados que su posesión confiere al Estado.

DINÁMICA DE LA CUENTA	
ES DEBITADO POR:	ES ACREDITADO POR:
<ul style="list-style-type: none"> - El costo de los intangibles adquiridos o desarrollados por la entidad. - El valor asignado a los intangibles donados. 	<ul style="list-style-type: none"> - La eliminación del costo de los intangibles aplicados o transferidos.

COMENTARIOS

Los intangibles se registrarán a su costo de adquisición (o desarrollo) o al valor estimado que de ellos se hagan al momento de que se consideren realizados contablemente. Debe tenerse en cuenta que forman parte de los intangibles, todos aquellos desembolsos adicionales identificados directamente. Los intangibles deben ser absorbidos a través de la amortización en los gastos de los períodos que resulten beneficiados de ellos. El período de amortización no debe exceder la vida útil estimada del intangible.

Los intangibles deben amortizarse por el método de línea recta; con excepción de aquellos que sustenten el costo de inversión de las obras ejecutadas.

Por lo genérico del Manual de Contabilidad Gubernamental, no se dispone de una cuenta divisionaria con la que se pueda identificar exactamente el Programa de Censos 2010. No

obstante, al ser consistentes en el criterio utilizado al seleccionar la cuenta Inversiones Intangibles (No 24) Divisionaria Estudios e Investigaciones (No 241), con sus correspondientes cuentas analíticas, de acuerdo a las características especiales del programa; se podrán lograr los resultados esperados. Esto en cuanto a conocer, medir e informar en forma separada del resto de la información que procesa el sistema de contabilidad de la Contraloría General, como un ente administrativo.

VI. RÉGIMEN DE FORMULARIOS

ÍNDICE DE FORMULARIOS

1.	Perfil del empadronador	
2.	Perfil del supervisor de zona para los censos 2010	
3.	Tarjeta de registro de aspirante a laborar en los censos 2010 (Cen-32).....	
4.	Nota de designación para laborar en los censos 2010.....	
5.	Solicitud de firma y manejo de Cuenta Bancaria Oficial	
6.	Tarjeta de Firma para abrir una cuenta	
7.	Comprobación de gastos (Cen-21).....	
8.	Resumen de gastos – Censos 2010 (Cen-14).....	
9.	Detalle Control de Presupuesto asignado y Cheques girados (Cen-33).....	
10.	Detalle de cheques girados (Cen-16).....	
11.	Hoja de Distribución del presupuesto (Cen-15).....	
12.	Acta de verificación de los Censos 2010.....	
13.	Relación de viáticos.....	
14.	Planilla de pago por Instrucciones al Supervisor (Cen-11).....	
15.	Planilla de pago por Instrucciones a Empadronadores(Cen-12)	
16.	Planilla de pago por Empadronamiento (Cen-13).....	
17.	Planilla de Pago por Supervisión (Cen-14).....	
18.	Comprobante por otros servicios comerciales y financieros (Cen-20).....	
19.	Solicitud y Comprobante de caja menuda (Cen-18).....	
20.	Factura (Cen-34).....	
21.	Solicitudes de Bienes y Servicios	
22.	Despacho de Almacén	
23.	Detalle de Gastos Diarios de Caja Menuda (Cen-17).....	
24.	Orden de combustible.....	
25.	Comprobante de arrendamiento (Cen-19).....	

REPÚBLICA DE PANAMÁ
CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA

Instituto Nacional de Estadística y Censo
Censos de Población y Vivienda del 2010

PERFIL DEL EMPADRONADOR

1. Título de escuela secundaria (1)
2. Energía física y buena salud
3. Mentalidad inquisitiva (Aguda capacidad para observar y habilidad para percibir detalles y facilidad para obtener información)
4. Facilidad de expresión y buena comunicación
5. Escribir en forma legible
6. Buenas relaciones humanas
7. Carácter extrovertido (facilidad para conversar con todo tipo de personas)
8. Evaluar situaciones y cumplir instrucciones con exactitud
9. Perseverancia e interés de completar su trabajo
10. Disponibilidad para laborar, además de los días hábiles, los sábados y domingos
11. Residir en la zona donde va a prestar servicios o en la más cercana
12. Haber aprobado el curso de capacitación

(1) Los requisitos exigidos pueden ser flexibles en las áreas indígenas, rurales y de difícil acceso.

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

PERFIL DEL SUPERVISOR DE ZONA PARA LOS CENSOS DEL 2010

1. Título escuela secundaria (1)
 2. Mayor de edad (18-45 años)
 3. Experiencia en labores censales o encuestas
 4. Buenas relaciones humanas
 5. Conocimiento del área de trabajo
 6. Residir en la zona de supervisión o en área cercana a la misma
 7. Energía física y buena salud
 8. Buena comunicación y facilidad de expresión
 9. Mentalidad inquisitiva y poder de persuasión
 10. Buena evaluación de trabajos anteriores (censal o encuestas)
 11. Habilidad en supervisión de personal, aunque no es indispensable
 12. Disponibilidad para laborar además de los días hábiles, también los sábados y domingos.
- (1) En las áreas netamente rurales, indígenas y de difícil acceso donde no existan personas con este título, pueden considerarse estudiantes de V año.

FORMULARIO NÚM.1

REPÚBLICA DE PANAMA
 CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA
 Dirección de Desarrollo de los Recursos Humanos

Región: _____
 Zona: _____
 Segmento: _____

TARJETA DE REGISTRO DE ASPIRANTE A LABORAR EN EL XI CENSO DE POBLACIÓN Y VI DE VIVIENDA DEL 2010
 (deben tener en sus posesiones)

1- Nombre Completo: _____
 Primer Nombre Segundo Nombre Apellido Paterno Apellido Materno Apellido de Casado

2- Fecha de Nacimiento: Día _____ Mes _____ Año _____ 3- Lugar de Nacimiento: _____

4- Cédula N° _____ 5- Seguro Social _____ 6- Edad _____ 7- Sexo: M _____ F _____

8- Estado Civil: Soltero _____ Casado _____ Divorciado _____ Unido _____

9- Dirección Residencial: _____
 Provincia Distrito Corregimiento Barrio

 Calle Casa Apartamento Teléfono Celular Teléfono Residencial

10- Empresa donde Trabaja: _____ Teléfono: _____ Fax: _____

11- Si es estudiante actualizado:

 Nombre de la Universidad Carrera Año de Estudio

 Nombre de la Escuela Bachillerato Año de Estudio

Si es graduado, señale el título obtenido:

 Nombre de la Universidad Título

 Nombre de Escuela Título

12- Idiomas o Lenguas Indígenas que habla además al Español: _____
 Flujo Regular Poco

13- Tiene experiencia en Censos o Encuestas: Sí _____ No _____
 (En caso afirmativo Especifique)

 Nombre de la Actividad Año

14- Nombre de un Familiar con quien convive: _____ Teléfono: _____

Declaro que la información suministrada es verdadera, como constancia de lo cual firmo.

Logo: _____ día _____ de _____ de 20____ Firma: _____

PRUEBA DE LA ODMIA

Verificación de Documentos:

Educación:

Primaria _____ Primer Ciclo _____ Segundo Ciclo _____ Bachiller _____ Universitario _____ Otro _____

Ser recomendado para: Empleado(a) _____
Supervisor(a) _____

Disponibilidad de Tiempo SI _____ NO _____

Resultado de Entrevista			
Calificación	Buena	Regular	Deficiente
Apariencia Personal			
Expresión Oral			
Interés por el Trabajo			
Letra Legible			

Resultado por: _____

EVALUACIÓN DEL TRABAJO CENSA

_____ Excelente _____ Bueno _____ Regular _____ Deficiente

Observaciones: _____

Nombre del Inspector(a) Regional

Firma

Fecha

FORMULARIO NÚM.1**TARJETA DE REGISTRO DE ASPIRANTE A LABORAR EN LOS CENSOS DE POBLACIÓN Y VIVIENDA DEL 2010**

- A. Objetivo:** Lograr información referente a la disponibilidad de recursos humanos para las actividades de los Censos de Población y Vivienda del 2010.
- B. Origen:** Dirección de Desarrollo de los Recursos Humanos.
- D. Contenido:**
1. Región, Zona – Segmento: Detalle del área o ubicación geográfica a la que pertenece la información del formato.
 2. Nombre Completo: Información relativa a la identificación del aspirante.
 3. Fecha de Nacimiento: Indicar el día, mes y año.
 4. Lugar de Nacimiento: Colocar el nombre de la Provincia y Distrito.
 5. Cédula Núm.: Indicar el número de identidad personal.
 6. Seguro Social Núm.: Indicar el Seguro Social del aspirante
 7. Edad: Años cumplidos por el aspirante
 8. Sexo: Indicar el género, masculino o femenino
 9. Estado Civil: Indicar: si es soltero, casado, divorciado o unido.
 10. Dirección residencial: Colocar la provincia, distrito, corregimiento, barrio, calle, casa, apartamento, teléfono celular, teléfono residencial.
 11. Empresa donde trabaja: Indicar el nombre de la empresa.

12. Teléfono/Fax: Colocar el número de teléfono y fax de la empresa.
13. Si es estudiante actualmente: Completar los espacios con el Nombre de la Universidad, carrera y año de estudios; en caso de ser estudiante de secundaria colocar el nombre de la escuela, el bachillerato y los años de estudio.
14. Si es graduado señalar el último Título obtenido: Colocar el nombre de la Universidad y el título obtenido en caso de ser egresado Universitario; si es egresado de la secundaria, colocar el nombre de la escuela y el título obtenido.
15. Idiomas o lenguas indígenas que habla poco.
Adicional al español: Indicar los nombres de los idiomas y Lenguas y si lo habla fluido, regular o
16. Tiene experiencia en Censos o Encuestas: Colocar: sí o Núm.

*En caso afirmativo En caso afirmativo indicar nombre de la actividad y el año.

Para uso de la Oficina

17. Educación: La Oficina de Reclutamiento para los Censos colocará según los datos completados por el aspirante, el nivel de educación.
18. Se recomienda para: Indicar el cargo que se le otorgará: Empadronador(a) o Supervisor(a).
19. Resultado de Entrevista: La Oficina de Reclutamiento colocará en el recuadro el puntaje según la entrevista.
20. Evaluación del Trabajador Censal: Indicar si el resultado es excelente, bueno, regular o deficiente.
21. Observaciones: Indicar las observaciones según la evaluación de la entrevista al aspirante.

D. Distribución Original:

Dirección de Desarrollo de los
Recursos Humanos.

FORMULARIO NÚM. 2



REPÚBLICA DE PANAMÁ
CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA
Instituto Nacional de Estadística y Censo
Nota de Designación para los Censos 2010

Me complace comunicarles su designación como _____ de los Censos Nacionales de Población y Vivienda que se realizarán el domingo 16 de mayo del presente, en la Región, Zona y Segmento censal que se indican al pie de esta nota.

Esta comunicación deberá presentarla a su jefe o patrono para los efectos legales, que regulan la participación de todos los ciudadanos en la ejecución de los Censos Nacionales.

En su oportunidad, usted recibirá notificación sobre la fecha, hora y lugar para recibir la capacitación correspondiente.

Reciba un cordial saludo y le anticipo mi agradecimiento, por su eficaz colaboración, atentamente,

Dimas Quiel
Director del Instituto Nacional
de Estadística y Censo

Región Censal Núm. _____
Inspector Regional: _____
Zona de Supervisión Núm. _____
Segmento Censal Núm. _____
Decreto Ley Núm.10 de 22 de enero de 2009:

“Artículo 44. Los servidores públicos a quienes se les encomiende algún trabajo relacionado con el empadronamiento en un Censo nacional estarán relevados de concurrir a sus labores ordinarias. Dichos servidores estarán a órdenes de la Contraloría General de la República hasta que completen el trabajo que les ha sido encomendado. La falta de cumplimiento se considera como infracción de los deberes a su cargo.”

“Artículo 45. Los patronos están obligados a permitir a los trabajadores a su cargo que cumplan con las labores relacionadas con el empadronamiento de un Censo nacional que el Instituto les encomiende. El tiempo durante el cual presten este servicio no implica discontinuidad en el trabajo para los efectos de las relaciones obrero-patronales contenidas en el Código de Trabajo.”

"MIENTRAS EL CANAL AMPLIAMOS, EN EL 2010 NOS CONTAMOS"
16 DE MAYO DE 2010 - CENSOS DE POBLACIÓN Y VIVIENDA



Avenida Balboa y Federico Boyd, Apartado 0816-01521, Panamá; teléfono 510-4800 4814, fax 510-4801, correo electrónico: cgncec@contraloria.gob.p

FORMULARIO NÚM.2

NOTA DE DESIGNACIÓN PARA LOS CENSOS 2010

- A. Objetivo:** Lograr información referente a la disponibilidad de recursos humanos para las actividades de los Censos de Población y Vivienda del 2010.
- B. Origen:** Instituto Nacional de Estadística y Censo.
- C. Contenido:**
1. Designación como ...: Colocar el nombre de la persona que ha sido asignada para laborar en los Censos de Población y Vivienda.
 2. Región Censal Núm.: Indicar el número de región censal asignado por el INEC.
 3. Inspector Regional: Colocar el nombre del Inspector Regional asignado.
 4. Zona de Supervisión Núm.: Indicar el número de Zona de Supervisión asignada por el INEC.
 5. Segmento Censal Núm.: Colocar el número del Segmento Censal por región, asignada por el INEC.

FORMULARIO NÚM. 3

SOLICITUD DE FIRMA Y MANEJO DE CUENTA BANCARIA OFICIAL

SOLICITUD DE FIRMA Y MANEJO DE CUENTA BANCARIA OFICIAL

INSTITUCION _____ Fecha: _____

Señor _____ Nota No. _____

Controlador General de la República
E. S. S.

Por este medio me permito solicitar los siguientes trámites:

1. Apertura de Cuenta
Nombre que llevará la cuenta _____

2. Cierre de Cuenta
Número y Nombre de la cuenta _____

3. Adición de firma (Anotar nombres, cédula y firmas en No. 9)
Número y Nombre de la cuenta _____

4. Eliminación de firma (Anotar nombres en No. 10)
Número y Nombre de la cuenta _____

5. Cambio de nombre de Cuenta
Cuenta No. _____
Denominada: _____
Se denominará: _____

6. Cierre y Transferencia de Saldo
No. De Cuenta que se cierra: _____
No. Y Nombre de Cuenta a la que se transfiere: _____

7. Cierre, Transferencia y Apertura de Cuenta
No. De Cuenta que se cierra: _____
Nombre de la cuenta nueva: _____

8. Sucursal del Banco Nacional que maneja (VA) la cuenta _____

9. Nombre de designados	No. Cédula	Firma
_____	_____	_____
_____	_____	_____
_____	_____	_____

10. Nombre de firmantes que se eliminan: _____

Motivo de la solicitud: _____

Solicitado por: (Máxima Autoridad Institucional)

Firma _____ Nombre y Cargo _____

Controlaría General en la Entidad: Opinión Favorable Opinión Desfavorable

Nota: Adjuntar Record Fotocopia (original) y copia de C.I.P. de los designados para firmar

INSTRUCTIVO PARA COMPLETAR EL FORMULARIO

Institución: Nombre de la entidad pública solicitante

Fecha: Fecha en que se confecciona la solicitud

Nota: Numeración interna de la entidad.

Señor: Nombre de quien ocupa el puesto de Contralor General de la República al hacerse la petición

1. **Apertura de Cuenta/Nombre que llevará la cuenta:** Apuntar en este cuadro si se está solicitando la apertura de una cuenta nueva. Detallar el nombre que deberá llevar la cuenta, incluyendo la denominación de la entidad.
2. **Cierre de Cuenta/Número y Nombre de la cuenta:** Apuntar en este cuadro si se está solicitando el cierre de una cuenta. Detallar el número y nombre de la cuenta a cerrar, de manera que se identifique sin lugar a dudas.
3. **Adición de firma:** Apuntar en este cuadro cuando se solicite incluir otras firmas autorizadas para manejar la cuenta. Detallar el número y nombre de la cuenta en la que se adicionan las firmas. El detalle relativo a las personas autorizadas se describe en el espacio No 9
4. **Eliminación de firma:** Apuntar en este cuadro cuando se solicite eliminar firmas que pueden manejar la cuenta. Detallar el número y nombre de la cuenta de la que se eliminan las firmas. El detalle relativo a las personas que se les retira la autorización se describe en el espacio No 10
5. **Cambio de nombre de cuenta:** Apuntar en este cuadro cuando se solicite cambiar el nombre de la cuenta. Detallar el número de la cuenta, el nombre que lleva actualmente y el nombre que se desea que lleve en lo sucesivo.
6. **Cierre y Transferencia de saldo:** Apuntar en este cuadro cuando se pida el cierre de una cuenta y la transferencia del saldo que tenga, hacia otra cuenta de la misma entidad o el Tesoro Nacional. Detallar el número de la cuenta que se cerrará y el número y nombre de la cuenta a la que se deben transferir los fondos.
7. **Cierre, Transferencia y Apertura de cuenta:** Usar esta opción cuando se pida el cierre de una cuenta y la apertura de otra cuenta (nueva), cuyo saldo inicial será el que tenía la cuenta que se solicitó cerrar. Detallar el número de la cuenta que se cierra y el nombre de la cuenta nueva.
8. **Sucursal del Banco Nacional que manejará la cuenta:** Anotar el nombre de la sucursal donde se manejará la cuenta.
9. **Nombre de designados/No. Cédula/Firma:** Lo indicado; hasta tres personas por formulario. En caso de requerirse líneas adicionales, adjuntar otra hoja del formato llenando sólo esta sección.
10. **Nombre de firmantes que se eliminan:** Lo indicado; hasta tres personas por formulario. En caso de requerirse líneas adicionales, adjuntar otra hoja del formato llenando sólo esta sección.

Motivo de la solicitud: Explicar con precisión, las razones que sustentan la solicitud

Solicitado por (Máxima Autoridad Institucional): Espacio para la firma de la máxima autoridad institucional que oficializa la solicitud, además se debe incluir el nombre y cargo que ocupa

Contraloría General en la Entidad: Espacio reservado para que el Responsable de Fiscalización asignado a la entidad, incluya la opinión de esa oficina, basándose en los análisis que tenga a bien realizar. Dar una breve explicación, para sustentación de la opinión.

Importante: Siempre que se trate de inclusión de Firmas, cada solicitud se debe acompañar de los respectivos historiales policivos originales y copias claras de la cédula de identidad personal de los funcionarios designados para manejar (firmar) las cuentas. La Contraloría General no procesará solicitud alguna a la que le haga falta alguno de estos requisitos.

FORMULARIO NÚM.4

TARJETA DE FIRMA PARA ABRIR UNA CUENTA

	TARJETA DE FIRMA	Forma 1677-85000-0236
Nombre _____		
Cédula/ RUC _____		
Firma Verificada por: _____		Fecha: _____
Para especificaciones más detalladas sobre disposiciones especiales en firma de cheques		

Nº de Cuenta	SUC.
NOMBRE	
<input type="checkbox"/>	
NOMBRE/CED.	
<input type="checkbox"/>	
NOMBRE/CED.	
DISPOSICIONES ESPECIALES SOBRE FIRMA DE CHEQ	

FORMULARIO NÚM.5

Cen-21

**REPÚBLICA DE PANAMÁ
CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA
Instituto Nacional de Estadística y Censo**

**XI CENSO NACIONAL DE POBLACIÓN Y VII DE VIVIENDA
16 de Mayo de 2010**

COMPROBACION DE GASTOS

*Período _____

Región No. _____ Inspector Regional _____

Provincia _____

TOTAL PRESUPUESTADO (Asignación).....B/. _____

Menos	Gastos				
	_____ Honorarios	_____ Instrucciones	_____ Servicios	_____ Total	
	Supervisores _____	_____	_____	_____	
	Empadronadores _____	_____	_____	_____	
	Otros _____	_____	_____	_____	
	_____ Viáticos (del _____ al _____)				
	_____ Transporte.....	_____	_____	_____	_____
	_____ Servicios Comerciales y Financieros.....	_____	_____	_____	_____
	_____ Combustibles y Lubricantes.....	_____	_____	_____	_____
	_____ Utiles y Materiales de Oficina.....	_____	_____	_____	_____
	_____ Repuestos.....	_____	_____	_____	_____
	_____ Otros Gastos.....	_____	_____	_____	_____
				TOTAL GASTADO.....	_____
				SALDO.....B/.	_____

Comprobado por: _____

Fecha _____

Saldo depositado fecha: _____

Cheque a favor funcionario (No. _____)

*Indicar el periodo o fecha.

FORMULARIO NÚM.5
(Cen-21)**COMPROBACIÓN DE GASTOS**

A. Objetivo: Registrar información relacionada con los gastos incurridos Durante la actividad censal, en cada inspección regional.

B. Origen: Inspector Regional y Supervisor de Zona.

C. Contenido.

- | | |
|-------------------------|---|
| 1. Período: | Anotar el período correspondiente. |
| 2. Región Núm.: | Anotar el número de la región. |
| 3. Inspector regional: | Anotar el nombre del inspector regional. |
| 4. Provincia: | Anotar el nombre de la provincia. |
| 5. Total presupuestado: | Anotar el monto asignado para la actividad. |
| 6. Menos gastos: | Se detallan los montos de los gastos dados por Item (objeto del gasto). |
| 7. Total gastado: | Anotar el total de gastos incurridos. |
| 8. Saldo: | Anotar la diferencia entre lo presupuestado y Gastado. |

D. Distribución:

Original: Departamento de Contabilidad Administrativa – DAF
Copia 1: Inspección Regional
Copia 2: Archivo Zona de Supervisión

FORMULARIO NÚM.6

REPÚBLICA DE PANAMÁ
CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA
 Dirección Nacional de Auditoría Interna

Ce-114

Suplemento - 1

RESUMEN DE GASTOS - CENSOS 2010

Área: _____

Actividad: _____
 (En Balboas)

COD. PRES.	CODIGO FINANCIERO (SIAFPA)	OBJETO DEL GASTO	PRESUPUESTO ASIGNADO	PRESUPUESTO EJECUTADO	SALDO
TOTALES					

Coordinador / Inspector Regional: _____

Fecha: _____

FORMULARIO NÚM.6
(Cen-14)**RESUMEN DE GASTOS – CENSOS 2010**

- A. Objetivo:** Registrar la información relativa a los gastos efectuado durante el desarrollo de los Censos 2010.
- B. Origen:** Inspector Regional y Supervisor de Zona.
- C. Contenido.**
- 1. Área:** Número de identificación y nombre del área asignada.
 - 2. Actividad:** Nombre de la actividad que se esta desarrollando.
 - 3. Código presupuestario:** Anotar el código presupuestario respectivo.
 - 4. Código financiero:** Anotar código financiero respectivo (SIAFPA).
 - 5. Objeto del gasto:** Escribir el nombre del objeto del gasto.
 - 6. Presupuesto asignado:** Anotar el monto asignado a este objeto del gasto.
 - 7. Presupuesto ejecutado:** Anotar el monto gastado (ejecutado) para este objeto del gasto.
 - 8. Saldo:** Anotar la diferencia del monto asignado, menos el monto ejecutado (gastado).
 - 9. Totales:** Totalizar las columnas de presupuesto asignado, ejecutado y saldo.
 - 10. Coordinador/Inspector Regional:** Nombre y firma del coordinador o inspector regional.
 - 11. Fecha:** Anotar la fecha en la que se prepara el documento.

A. Distribución:

- Original:** Departamento de Contabilidad Administrativa/DAF
Copia 1: Inspector Regional
Copia 2: Archivo del Supervisor o Inspector.

FORMULARIO NÚM.7
(Cen-33)**DETALLE CONTROL DE PRESUPUESTO ASIGNADO Y CHEQUES GIRADOS****a. Objetivo:**

Establecer un control del presupuesto asignado versus los gastos efectuados, de manera tal que permita tomar las provisiones respectivas, oportunamente.

b. Origen:

Contraloría General de la República, Departamento de Servicios Administrativos del INEC.

c. Contenido:

1. Región: Colocar la provincia y la identificación de la región.
2. Fecha: Colocar fecha en que se realiza la acción.
3. Detalle:
 - a. Presupuesto autorizado: Cantidad asignada por objeto de gasto.
 - b. Total gastado: Colocar monto gastado en el período por objeto de gasto (total del período)
 - c. Saldo: Colocar la diferencia del presupuesto autorizado, menos el total gastado por objeto de gasto.

En la columna de detalle, se deberá escribir en forma clara y concisa, la acción realizada (Ejem. Pago de viáticos al señor Pepe Pérez), e identificar en la columna correspondiente, el objeto del gasto afectado.

4. Núm. de cheque: Colocar el número del cheque correspondiente.
5. Objeto del gasto: Colocar en la columna correspondiente, el objeto del gasto en que se incurre:
 - Combustibles o lubricantes, repuestos
 - Útiles y materiales de oficina, viáticos dentro del país, Otros servicios comerciales y financieros.

6. Total: Totales horizontales de los gastos.
7. Inspector Regional/Auxiliar. Firma del Inspector Regional o Auxiliar.
8. Departamento de Contabilidad Administrativa: Firma de la persona encargado por o en representación de ésta unidad.

2. Distribución:

Original: Departamento de Contabilidad Administrativa
Copia 1: Inspección Regional.
Copia 2: Archivo Oficina de Nivel Central

FORMULARIO NÚM.8
(Cen-16)**DETALLE DE CHEQUES GIRADOS**

A. Objetivos: Llevar balance diario de la disponibilidad existente en el banco (entrada y salida).

B. Origen: Oficina Regional e Inspección Regional.

C. Contenido:

1. Actividad: Colocar el nombre del Censo.
2. Fecha: Anotar día, mes y año.
3. Detalle: Anotar el objeto del gasto.
4. Cheque Núm.: Anotar la secuencia numérica de los cheques.
5. Débito: Colocar las entradas de dinero.
6. Saldo: Diferencia.

B. Distribución:

Original: Oficina Regional e Inspección Regional.
Copia 1: Archivo Inspección Regional e Inspectores Regionales.

FORMULARIO NÚM. 9
(Cen-15)

República de Panamá
CONTADORIA GENERAL DE LA REPÚBLICA
 Instituto Nacional de Estadística y Censo

PROCESO DE POBLACIÓN Y EMPLEO DE PANAMA
 (SE de M) o de 2010

HOJA DE DISTRIBUCIÓN DEL PRESUPUESTO

Fecha: _____

I. UBICACIÓN

Comandante: _____ Inspección Regional: _____
 Fronteras: _____ Sede: _____

II. PRESUPUESTO

Código	Descripción	Cantidad	Moneda	Subtotal
510	1. Servicio Comercial y Asesoría:			
	a. Servicios:			
	b. Equipos y partes			
	c. Materiales			
	d. Otros			
511	2. Materiales para:	Cant.	Moneda	
	a. Inspección Regional:			
	b. Asesoría:			
	Nombre:			
	c. Secretaría:			
	1) Oficina:			
	Nombre:			
	2) Local:			
	Nombre:			
	d. Contador:			
	1) Oficina:			
	Nombre:			
	2) Local y otros materiales:			
	Nombre:			
	Subtotal:			
512	3. Materiales:			
	a. Comodidad y Abitaculo:			
	b. Repuestos:			
	c. Ómnibus y transporte de oficina:			
	d. Transporte:			
	Subtotal:			
TOTAL DE PRESUPUESTO DE:				
Revisado por: _____			Código No. _____	
* Indicar fecha de periodo			Revisado por: _____	
			Código: _____	

FORMULARIO NÚM.9
(Cen-15)

HOJA DE DISTRIBUCIÓN DEL PRESUPUESTO

- A. **Objetivo:** Establecer una programación de gastos, de un período determinado.
- B. **Origen:** Contraloría General de la República, Departamento de Servicios Administrativos del Instituto Nacional de Estadística y Censo.

C. Contenido:

1. Período: Señalar el tiempo que cubre la programación.
2. Ubicación:
 - a. Región Núm. Número asignado al área correspondiente.
 - b. Provincia: Indicar el nombre de la provincia.
 - c. Inspector Regional: Indicar el nombre del funcionario responsable.
 - d. Sede: Oficina Central de Operaciones Regional.
3. Presupuesto:
 - a. Honorarios para Supervisores, Empadronadores, Inspectores y Guías: Número de personas y monto a pagar.
 - b. Viáticos para Inspector Regional e Inspector Auxiliar, Secretarías, Conductores, local u otros ministerios: Días trabajados, importe por día y monto a pagar.
 - c. Servicios Básicos: Monto estimado en los conceptos descritos para el período correspondiente.
 - d. Preparado por: Persona que preparó el presupuesto.
 - e. Cheque Núm. Número consecutivo de cheque girado.
 - f. Recibido por: Inspector que recibe el cheque.
 - g. Cédula: Número de identificación personal.

D. Distribución:

Original:	Departamento de Contabilidad Administrativa
Copia 1:	Inspección Regional.
Copia 2:	Archivo Oficina de Nivel Central

FORMULARIO NÚM. 10

República de Panamá
CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA
Dirección Nacional de Auditoría Interna

ACTA DE VERIFICACION - CENSOS 2010

Siendo las _____ del día _____ de _____ de 201____, se llevó a cabo la verificación de los gastos incurridos en los _____ CENSOS NACIONALES 2010 correspondiente a la _____ del Instituto Nacional de Estadística y Censo, en la Provincia de _____, con el resultado siguiente:

FONDO DE CAJA

		Cta. N°	
		Ch. N°	
Monto asignado			B/L _____
Comprobantes en Cartera:			
Fondo de Caja Menuda	(Suplemento - 1)		B/L _____
Fondo General	(Suplemento - 1)		_____
Efectivo en poder del Encargado:			
Socio al _____ de _____ de 201_			B/L _____
Efectivo en Banco:			
Socio al _____ de _____ de 201_			B/L _____
TOTAL DE EFECTIVO Y COMPROBANTES			B/L _____
DIFERENCIA: Sobrante (Faltante)			B/L _____

SUMA A DEPOSITAR

DETALLE	VALOR B/L
Efectivo en poder del Encargado	
Efectivo en Banco	
Sobrante	
Faltante	
TOTAL	

Nota: *Es importante que este dentro de la vigencia fiscal, se debe restituir a las partidas de origen, y aquellas de vigencia expirada, en igual forma el sobrante que exista se debe depositar al Tesoro Nacional.*

Dejamos constancia que lo actuado es correcto, según sea diligencia.

Coordinador / Inspector Regional

Auditor

FORMULARIO NÚM.10**ACTA DE VERIFICACIÓN DE LOS CENSOS 2010****A. Objetivo:**

Establecer una programación de gastos, de un período determinado.


B. Origen:

Contraloría General de la República, Dirección Nacional de Auditoría Interna.

C. Contenido:

- | | |
|---------------------------------------|--|
| 1. Siendo las: | Anotar la hora en que se realiza la verificación del acta. |
| 2. Del día ___ de ___ de: | Anotar el día, mes y año en que se realiza la verificación del acta. |
| 3. Se llevó a cabo la... | Indicar el nombre de la actividad, en este caso los Censos Nacionales 2010 |
| 4. Correspondiente a la: | Colocar el tipo de actividad llevada a cabo. |
| 5. En la provincia de: | Colocar el nombre de la provincia en donde se realizó la actividad. |
| i. Cuenta Núm.: | Colocar la numeración de la cuenta. |
| 7. Cheque Núm.: | Colocar la numeración correspondiente del cheque. |
| 8. Monto asignado: | Indicar el monto total de la asignación. |
| 9. Fondo de Caja Menuda: | Indicar el monto si se trata de dicho fondo de Caja Menuda. |
| 10. Fondo General: | Indicar el monto si se trata de dicho fondo General |
| 11. Efectivo en poder del Encargado: | Indicar el último saldo a la fecha. |
| 12. Efectivo en Banco: | Indicar el último saldo disponible en el Banco. |
| 13. Total de Efectivo y Comprobantes: | Indicar el saldo total en ambos casos. |
| 14. Diferencia: | Colocar la diferencia de sobrantes o faltantes. |
| 15. Suma a depositar: | Colocar en el renglón indicado los valores a detallar. |
| 16. Total: | Colocar la sumatoria de todos los depósitos detallados en los renglones. |
| 17. Coordinador/Inspector Regional: | Firma del Coordinador o del Inspector Regional |
| 18. Auditor: | Firma del Auditor para dar fe del Acta. |

FORMULARIO NÚM.11


XI CENSO DE PUEBLO Y VII REVISIÓN
 del Censo de 2001
RELACION DE VIÁTICOS

Años: de de 2010

Oficina:

Empleado: (Se debe indicar que ha ordenado al trabajador(es) que a continuación se describe(s) la relación de los trabajos ejecutados y por lo consiguiente deviene a los correspondientes viáticos):

1. Nombre: P.N.: S.N.: Cédula: del Período de labores:
 Trabajo asignado:

Pago completo		Pagos parciales							Total	Total suma P.
Fecha de	Salir	Fecha	Des.	Abs.	Com.	Frag.	Trans.			

2. Nombre: P.N.: S.N.: Cédula: del Período de labores:
 Trabajo asignado:

Pago completo		Pagos parciales							Total	Total suma P.
Fecha de	Salir	Fecha	Des.	Abs.	Com.	Frag.	Trans.			

3. Nombre: P.N.: S.N.: Cédula: del Período de labores:
 Trabajo asignado:

Pago completo		Pagos parciales							Total	Total suma P.
Fecha de	Salir	Fecha	Des.	Abs.	Com.	Frag.	Trans.			


Código del puesto:
 Repetido por:
 Firma del Subdirector:
 Firma del Director:

REFERENCIAS DE PAGOS

Número	Concepto	Cuando	Valor	Firma
1				
2				
3				

Período: Autoridad:

"Informe al Censal, Censados, en el 2010 los Censados"



FORMULARIO NÚM. 11**RELACIÓN DE VIÁTICOS****A. Objetivo:**

Administrar el pago de los gastos del servidor público por efecto de prestar servicio fuera del área normal del trabajo.

B. Origen:

Oficina Central, Oficina Regional e Inspección Regional.

C. Contenido:

1. Fecha: Anotar día, mes y año.
2. Dirección: Indicar a que Dirección pertenece.
3. El suscrito: Persona que autoriza los viáticos.
4. Nombre: Anotar nombre completo del servidor público.
5. Planilla, Núm. de Empleado: Anotar número de planilla y el número de Empleado.
6. Cédula: Colocar el número de cédula.
7. Período de labores: Anotar los días trabajados.
8. Trabajo a realizar: Anotar el nombre de la actividad.
9. Lugar: Nombre de la localidad y provincia.
10. Pagos completos o Parciales: Anotar el monto a pagar, según sea el caso.

A. Distribución:

Original: Departamento de Contabilidad Administrativa/DAF
Copia: Oficina Central/ Oficina Regional/ Inspección Regional.

CONTROL OBLIGACIONES DEL ABOGADO
 Instituto Nacional de Estadística y Censos

VI CENSO DE OBLIGACIÓN Y CUMPLIMIENTO
 (05 de mayo de 2008)

PLANTILLA DE PAGO POR INSTRUCCIONES AL SUPERVISOR

Formulario Núm. 12
Cen- 11

Alimentos: Transporte:

Período: _____
 Lugar de Pago: _____

Período: _____
 Pago: _____

Página	Nombre	Cédula	Total	Fecha:		Fecha:		Fecha:		Fecha:	
				1o Pago	Finca	2do Pago	Finca	3o Pago	Finca	4o Pago	Finca
1											
2											
3											
4											
5											
6											
7											
8											
9											
10											
11											
12											
13											
14											
15											

Tu firma Personal

Cifras de Contabilidad

Firma: _____
 Fecha: _____

Firma: _____
 Fecha: _____

Manténgase, sobre cada copia

Módulo de Cuentas Abiertas, en el 2010 No Cuentas



FORMULARIO NÚM.12
(Cen-11)**PLANILLA DE PAGO POR INSTRUCCIONES AL SUPERVISOR**

A. **Objetivo:** Recoger la información relativa a la alimentación que se le brinda al personal de supervisión al momento de su capacitación.

B. **Origen:** Inspección Regional.

C. Contenido:

1. Período: Señalar el tiempo que cubre la planilla.
2. Inspector Regional: Anotar el nombre del funcionario responsable de la información.
3. Provincia: Anotar el nombre de la provincia.
4. Región: Nombre y número del área respectiva.
5. Renglón: Anotar un número secuencial a cada supervisor.
6. Nombre: Anotar nombre completo de los supervisores.
7. Cédula: Anotar número de cédula de identidad Personal de cada supervisor.

8. Total: Monto a pagar.
9. Iro. Al 3er. Pago: Registrar la cantidad pagada en cada plazo y la fecha del pago.

10. Firma: Firma del personal de supervisión que recibió las instrucciones.
11. Inspector Regional:
Firma: Firma del Inspector Regional.
Fecha: Anotar día, mes y año de preparación del Informe.
12. Oficina de Contabilidad:

Firma: Firma del contador o asistente.
Fecha: Día, mes y año de registro de la planilla.

D. Distribución:

Original: Departamento de Contabilidad
Copia 1: Archivo Inspección Regional

Formulario Núm 13 (Cen-12)

República de Panamá
COMITÉ ALFABICACIONAL DE LA EDUCACIÓN
Unidad de Promoción de Alfabetización, CENSA
XI CENSO DE POBLACION Y VI DE VIVIENDA
(15 de mayo de 2008)

FÓRMULARIO DE FICHAS DE INSTRUCCIONES A ENTREVISTADORES

Alfabetizado: Transcribir:

Nombre: _____
Inspector Regional: _____

Provincia: _____
Zona: _____

Zonas	Nombre	Edad	Sexo	Fecha		Fecha		Fecha	
				Instr. Págs	Trans	Instr. Págs	Trans	Instr. Págs	Trans
1									
2									
3									
4									
5									
6									
7									
8									
9									
10									
11									
12									
13									
14									
15									

Inspector Regional: _____

Director de Estadística: _____

Provincia: _____
Fecha: _____

Provincia: _____
Fecha: _____

Nota: ver libro, fichas e libro de zona



FORMULARIO NÚM.13
(Cen-12)

PLANILLA DE PAGO POR INSTRUCCIONES A EMPADRONADORES

a. **Objetivo:** Colectar la información relativa a la alimentación que se le brinda al personal de supervisión al momento de su capacitación.

b. **Origen:** Inspección Regional.

c. Contenido:

- | | |
|------------------------------|---|
| 1. Período: | Señalar el tiempo que cubre la planilla. |
| 2. Inspector Regional: | Anotar el nombre del funcionario responsable de la información. |
| 3. Provincia: | Anotar el nombre de la provincia. |
| 4. Región: | Nombre y número del área respectiva. |
| 5. Renglón: | Anotar un número secuencial a cada supervisor. |
| 6. Nombre: | Anotar nombre completo de los supervisores. |
| 7. Cédula: | Anotar número de cédula de identidad Personal de cada supervisor. |
| 8. Total: | Monto a pagar. |
| 9. 1ro. Al 3er. Pago: | Registrar la cantidad pagada en cada plazo y la fecha del pago. |
| 10. Firma: | Firma del personal de supervisión que recibió las instrucciones. |
| 11. Inspector Regional: | |
| Firma: | Firma del Inspector Regional. |
| Fecha: | Anotar día, mes y año de preparación del Informe. |
| 12. Oficina de Contabilidad: | |
| Firma: | Firma del contador o asistente. |
| Fecha: | Día, mes y año de registro de la planilla. |

d. Distribución:

Original: Departamento de Contabilidad
Copia 1: Archivo Inspección Regional

FORMULARIO NÚM.14
(Cen-13)

República de Ecuador
CONTROL FISCAL GENERAL DE LA REPUBLICA
 Instituto Nacional de Estadística y Censos
MINISTERIO DE RELACIONES EXTERNO Y MOVILIDAD
 (16 de mayo de 2008)
PLANILLA DE PAGO POR EMPADRONAMIENTO

Período: _____

Región: _____

Zona No: _____

Provincia: _____

Número del Impuesto: _____

Número del Supervisor: _____

	Moneda del Empadronado	Cédula	Separación	Total	Firma	Clase vecinal
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						

Supervisor

Firma: _____

Fecha: _____

Nota: no usar, basarse sobre cada día

Impuesto Regional

Firma: _____

Fecha: _____

(Ministerio del Control Administrativo, en el 2010 Más Consciente)

Oficina de Contabilidad - CNF

Firma: _____

Fecha: _____



FORMULARIO NÚM.14
(Cen-13)

PLANILLA DE PAGO POR EMPADRONAMIENTO

A. **Objetivo:** Colectar información para certificar el pago de los servicios prestados a los empadronadores.

B. **Origen:** Zona de supervisión.

C. Contenido:

- | | | |
|-----|--------------------------|--|
| 1. | Período: | Señalar el tiempo que cubre la planilla. |
| 2. | Región: | Número de región. |
| 3. | Zona Núm. | Número de zona. |
| 4. | Provincia: | Anotar el nombre de la provincia. |
| 5. | Nombre del Inspector: | Anotar nombre completo. |
| 6. | Nombre del Supervisor: | Anotar nombre completo. |
| 7. | Nombre del Empadronador: | Nombre de los empadronadores. |
| 8. | Segmento: | Número del segmento. |
| 9. | Cédula: | Número de identidad personal. |
| 10. | Total: | Monto a pagar. |
| 11. | Firma: | Firma legible del empadronador. |
| 12. | Supervisor: | |
| | -Firma: | Firma del funcionario. |
| | -Fecha: | Día en que se ejecuta la acción. |
| 13. | Inspector Regional: | |
| | -Firma: | Firma del funcionario |
| | -Fecha: | Día en que se ejecuta la acción. |
| 14. | Oficina de Contabilidad: | |
| | -Firma: | Firma del funcionario. |
| | -Fecha: | Día en que se ejecuta la acción. |

D. Distribución:

Original:	Departamento de Contabilidad
Copia 1:	Inspección Regional
Copia 2:	Archivo Supervisión

FORMULARIO NÚM.15
(Cen-14)

PLANILLA DE PAGO POR SUPERVISIÓN

A. Objetivo:

Recoger información para certificar el pago a supervisores por los servicios prestados.

B. Origen.

Inspección Regional.


C. Contenido:

- | | |
|------------------------------|--|
| 1. Período: | Señalar el tiempo que cubre la planilla. |
| 2. Región: | Número y nombre del área. |
| 3. Provincia: | Anotar el nombre de la provincia. |
| 4. Nombre del Inspector: | Anotar nombre completo. |
| 5. Nombre del Supervisor: | Anotar nombre completo. |
| 6. Cédula: | Número de identificación personal. |
| 7. Zona: | Número del área geográfica donde se desarrolla la labor. |
| 8. Total | Monto a pagar. |
| 9. Firma: | Rúbrica o firma del supervisor por el pago recibido. |
| 10. Inspector Regional: | |
| -Firma: | Rúbrica del Inspector Regional. |
| -Fecha: | Anotar día, mes y año. |
| 11. Oficina de Contabilidad: | |
| -Firma: | Firma del contador o asistente. |
| -Fecha: | Día, mes y año del registro contable. |

D. Distribución:

Original:	Departamento de Contabilidad
Copia:	Archivo Inspección Regional

FORMULARIO NÚM.16

República de Panamá CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA Instituto Nacional de Estadística y Censo		Cen-20
XI CENSO DE POBLACIÓN Y VII DE VIVIENDA (16 de mayo de 2010)		
COMPROBANTE POR OTROS SERVICIOS COMERCIALES Y FINANCIEROS		
Nombre del Inspector: _____		Región: _____
Nombre del Supervisor: _____		Provincia: _____
Nombre de la Actividad: _____		
Yo, _____, con cédula de identidad personal No. _____		
con residencia en la Provincia de _____ Corregimiento _____		
calle _____, casa No. _____, he recibido la suma de B/. _____		
(Cantidad en número y letra)		
por trabajo realizado como _____ de _____		(Especifique la Actividad)
en la Provincia de _____ del día _____ al día _____ de _____		
de 2,010.		
Firma: Persona que recibe el pago _____		Firma: Insp. Regional / Supervisor _____
Cédula de identidad personal _____		Firma: Coordinador Provincial _____
Fecha _____		Fecha _____
Verificado / Depto de Contabilidad Administrativa - DAF		
"Minimize el Costo Amplíenos, en el 2010 nos Contamos"		
		

FORMULARIO NÚM.16
(Cen-20)

COMPROBANTE POR OTROS SERVICIOS COMERCIALES Y FINANCIEROS

A. Objetivo: Registrar información relacionada con la adquisición de servicios especiales por parte de terceras personas, como sustentador del gasto.

B. Origen: Inspector Regional y Supervisor de Zona.

C. Contenido:

- | | |
|----------------------------|---|
| 3. Nombre del Inspector: | Anotar el nombre del funcionario responsable. |
| 4. Región: | Número de región. |
| 5. Nombre del Supervisor: | Anotar nombre del funcionario responsable. |
| 6. Provincia: | Nombre de la provincia. |
| 7. Nombre de la actividad: | Nombre |
| 8. Yo: | Nombre de la persona contratada. |
| 9. Cédula: | Número de identidad personal de la persona contratada. |
| 10. Provincia: | Anotar nombre de la provincia donde se contrata el servicio. |
| 11. Corregimiento: | Anotar nombre del corregimiento. |
| 12. Calle: | Número de la calle. |
| 13. Casa Núm. | Número de la casa. |
| 14. Suma: | Monto pagado por el servicio, en letras y números. |
| 15. Trabajo: | Tipo de trabajo realizado. |
| 16. De: | Especificar actividad. |
| 17. Provincia: | Nombre de la provincia. |
| 18. Del día al día. | Días trabajados, mes y año |
| 19. Firma: | Nombre de la persona que recibe el pago o colocar la Firma " <i>a ruego</i> ", si el proveedor no sabe escribir |
| 20. Cédula: | Número de identificación personal. |
| 21. Firma: | Firma del inspector regional o supervisor. |
| 22. Firma: | Firma del coordinador provincial. |
| 23. Fecha: | Anotar día, mes y año. |
| 24. Verificado: | Funcionario que verifica la información. |

A. Distribución:

Original:	Departamento de Contabilidad Administrativa – DAF
Copia 1:	Inspección Regional
Copia 2:	Archivo Zona de Supervisión

FORMULARIO NÚM.17

República de Panamá CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA Instituto Nacional de Estadística y Censo		(Can-13) No. _____
UNDÉCIMO CENSO DE POBLACION Y SEPTIMO DE VIVIENDA [18 DE Mayo DE 2010]		
Solicitud y comprobante de Caja Menuda		
Panamá _____ de _____ de _____.		
Unidad Administrativa Solicitante _____		
Entregada a _____		
La suma de _____ Bs.		
En concepto de _____		
PARA USO DEL CUSTODIO DE CAJA		
Adjunto: _____ Bs.		
Marca de Fabrica: _____		
Seriate: _____		
Proveedor: _____		
CÓDIGO PRESUPUESTARIO	CÓDIGO FINANCIERO	VALOR
		Bs.
Autorizada por: _____		Entregada por: _____
		RECIBIDO POR: _____ Firma: _____ Cédula No. _____

FORMULARIO NÚM.17
(Cen-18)**SOLICITUD Y COMPROBANTE DE CAJA MENUDA**

A. Objetivo: Sustentar la concesión de pequeñas sumas de dinero, con la finalidad de adquirir bienes y servicios para uso del programa.

B. Origen: El Inspector Regional confeccionará los comprobantes de Caja Menuda por los desembolsos que se hagan.

C. Contenido:

1. Núm. Asignar numeración secuencial.
2. Fecha. Anotar el día, mes y año en que se confecciona el comprobante.
3. Unidad Administrativa Solicitante: Número de la Región.
4. Entréguese a: Nombre completo de la persona a quien se entrega el dinero.
5. La suma de B/. Cantidad en letras y números.
6. En concepto de: Breve explicación del gasto.
7. Proveedor: Indicar el nombre del proveedor que suministró el bien o servicio.
8. Ajuste. Indique la cantidad motivo del ajuste.
9. Gasto total: Anote el monto total que aparece en la factura.
10. Partida Presupuestaria: Anotar los códigos respectivos y su importe.
11. Autorizado por: Firma del Inspector Regional.
12. Entregado por: Firma de la persona encargada de la Caja Menuda.
13. Recibido por. Firma de la persona que recibe el dinero.
14. Cédula Núm.: Número de identificación personal de la persona que recibe el dinero.

D. Distribución:

Original: Departamento de Contabilidad Administrativa/DAF

Copia 1: Inspector Regional

Copia 2: Archivo del Supervisor o Inspector.

FORMULARIO NÚM.18
(Cen-34)**FACTURA**

A. Objetivo: Registrar información relacionada con la adquisición de servicios Especiales por parte de terceras personas, como sustentador del Gasto (que no posean factura numerada, ni DV, ni RUC).

B. Origen: Inspector Regional y Supervisor de Zona.

C. Contenido.

- 1. Fecha:** Día en que se efectúa la transacción y el pago respectivo.
- 2. Nombre del proveedor:** Nombre de la persona que ofrece el servicio.
- 3. Cédula:** Número de cédula de identidad personal de la persona que ofrece el servicio.
- 4. Descripción:** Detallar el servicio que se esta adquiriendo (guía, transporte en bote, cargadores, etc.).
- 5. Cantidad:** Detallar unidades (si las hay).
- 6. Precio:** Señalar precio unitario y el precio total.
- 7. Gran total:** Suma total de los costos del bien o el servicio.
- 8. Recibido por:** Nombre y firma (igual a la cédula), de la Persona que prestó el servicio.
- 9. Pagado por:** Nombre y firma de la persona que realiza el pago respectivo (igual a la cédula de identidad personal).
- 10. Observaciones:** Señalar algún comentario que no esté presente en el formulario.

D. Distribución:

Original: Departamento de Contabilidad Administrativa/DAF
Copia 1: Inspector Regional
Copia 2: Archivo del Supervisor o Inspector.

Nota: Adjuntar B/.0.10 (diez centésimos de balboas) por cada B/.100.00 (cien balboas con 00/100) y fracción.

FORMULARIO NÚM.19**SOLICITUD DE BIENES Y SERVICIOS****A. OBJETIVO:**

Para realizar las adquisiciones de bienes y servicios, según las necesidades de todas las Unidades Administrativas de la Institución.

B. ORIGEN:

Unidad Administrativa solicitante.

C. CONTENIDO:

- | | |
|------------------------------|---|
| 1. Fecha: | Día, mes y año. |
| 2. Núm. de Solicitud: | Secuencia numérica de las solicitudes preparadas. |
| 3. Unidad Administrativa: | Nombre de la unidad administrativa que solicita el bien. |
| 4. Renglón: | Número de renglón que le corresponde a cada bien. |
| 5. Descripción del Artículo: | Descripción del bien solicitado. |
| 6. Cantidad: | Cantidad de bien solicitado. |
| 7. Unidad: | Indicar la unidad (docenas, etc.). |
| 8. Código de Almacén: | Indicar el código que el almacén le da al bien (si lo existiese). |
| 9. Observaciones | Comentarios adicionales o complementarios a la solicitud. |
| 10. Preparado por: | Nombre del Jefe de la unidad solicitante y firma. |
| 11. Autorizado por: | Nombre y firma del Director Administrativo. |
| 12. Jefe de Almacén V°B° | Colocar el V°B° del Jefe de Almacén. |

D. DISTRIBUCIÓN:

Original - Área de Compras

FORMULARIO NÚM. 20**DESPACHO DE ALMACÉN**

A. OBJETIVO: Informar a las distintas Unidades del Almacén, sobre los bienes entregados durante el día.

B. ORIGEN: Unidad de Almacén.

C. CONTENIDO:

1. Fecha: Anotar día, mes y año en que se confecciona la forma.
2. Núm.: Número de Solicitud secuencial.
3. Unidad Solicitante: Nombre de la Dirección o Departamento que solicita el pedido al Almacén.
4. Solicitud Núm.: Número asignado en el Almacén, de acuerdo al fondo por el cual se compró el bien.
5. Cantidad: Es el total por renglón recibido.
6. Unidad: Unidad de medida utilizada (docena, libras, cada uno, etc.).
7. Código: Código de identificación del artículo.
8. Descripción: Especificar los bienes claramente.
9. Valor
Unitario: Indicar los precios por artículo.
Total: Resultado de la multiplicación del precio unitario, por la cantidad de artículos.
10. Total: Anotar la sumatoria total de cada renglón.
11. Observaciones: Breve explicación para ampliar la información.
12. Recibido por: Firma de la persona que recibe el bien.
13. Entregado por: Firma de quien entrega la mercancía.

D. DISTRIBUCIÓN:

- Original - Unidad de Contabilidad
- Copia - Unidad de Almacén
- Copia: - Unidad solicitante

FORMULARIO NÚM.21
(Cen-17)**DETALLE DE GASTOS DIARIOS DE CAJA MENUDA**

- A. Objetivos:** Llevar balance diario de los gastos diarios en caja en la caja (salida).
- B. Origen:** Oficina Regional e Inspección Regional.
- C. Contenido:**
1. Fecha: Anotar mes y día de la transacción.
 2. Documento: Anotar tipo de documento que genera la transacción.
 3. Beneficiario: Anotar el nombre de la persona o empresa.
 4. Detalle: Anotar el detalle u objeto del gasto.
 5. Cheque: Anotar si es entrada de dinero, el Núm. de cheque.
 6. Viáticos: Anotar monto de viáticos.
 7. Transporte: Anotar monto de transporte.
 8. Otros gastos: Anotar monto de otros gastos.
 9. Total: Anotar el total de gastos.
- E. Distribución:**
- Original:** Oficina Regional e Inspección Regional.
Copia 1: Archivo Inspección Regional e Inspectores Regionales.

FORMULARIO NÚM.22

ÓRDEN DE COMBUSTIBLE

INTRANSFERIBLE		D
Orden de Combustible N° 24616		Forma: 0884-31023-0011
 GOBIERNO NACIONAL		Emisión: 20/02/2009
		Vencimiento: 25/02/2009
		Estación: CELTA LIMA UNIVERSIDAD
		Placa: 719410
		Automóvil: HYUNDAI ACCENT
		Combustible: Gasolina (Tanque lleno)
		Km. Anterior: 21,449.00
Km. Actual: 21,611.00		
<i>Contraloría General de la República</i>		
Institución		
<i>ESTADÍSTICAS ECONÓMICAS</i>		<i>INCENCO CHARRI GALLARDO / 0-393-63</i>
Departamento:	Conductor / Cédula	
<i>Unidad Camión 120</i>		
Confeccionado por	Recibido por / Fecha / Hora	
Firma Autorizada	Firma Autorizada	
<p><small>NOTA: Será responsabilidad de la estación despacharle el vehículo que coincide con el número de placa, marca, el nombre y cédula del conductor que opera el vehículo al momento del suministro del combustible. Además debe verificar el vencimiento y la estación de servicios. La estación deberá reembolsar a la Institución el combustible mal despachado.</small></p>		

FORMULARIO NÚM.22**ÓRDEN DE COMBUSTIBLE**

A. Objetivo: Servir como mecanismo de información y control sobre el consumo de combustible del equipo rodante de la Institución.

B. Origen:

C. Contenido:

1. Forma: Numeración de control de combustible.
2. Emisión: Fecha en la que se emite el cupón de combustible.
3. Vencimiento: Fecha de vencimiento del cupón de combustible.
3. Estación: Espacio para identificar el nombre de la persona Natural o jurídica y del local de expendio, a quien va dirigida la orden.
4. Placa: Colocar la numeración correspondiente.
5. Automóvil: Marca y modelo del automóvil.
6. Combustible: Colocar si el diesel o gasolina.
7. Km. anterior: Colocar el Km. anterior
8. a.m. actual: Colocar el Km. actual
9. Institución: Contraloría General de la República/Censos 2010
10. Departamento: Departamento de Transporte, Oficina Regional...
11. Conductor/cédula: Colocar el nombre y número de cédula del conductor.
12. Confeccionado por: Colocar el nombre de la persona que prepara el cupón de combustible.
13. Firma autorizada: Personas autorizadas para firmar el cupón.

FORMULARIO NUM.23

República de Panamá CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA Instituto Nacional de Estadística y Censos XI CENSO DE POBLACIÓN Y VIVIENDA 18 de mayo de 2010 COMPROBANTE DE ARRENDAMIENTO		Cas 19
Nombre del Inspector	Región _____	
Nombre del Supervisor	Zona _____	
Por _____ de _____ de 2010 se celebra contrato de arrendamiento de:		
del _____ al _____ de _____ por un costo total de \$/_____.		
como constancia del acuerdo, a pie del presente contrato firman el arrendador señor (a)		
_____ con cédula de identidad personal No. _____		
y el arrendatario (Supervisor o Inspector Regional) señor (a)		
_____ con cédula de identidad personal No. _____		
Firma del Arrendador	Firma del Arrendatario	
Cédula de identidad personal	Cédula de identidad personal	
Firma	Oficina Regional/Inspección Regional	Verificado/Contabilidad
Fecha	Fecha _____	
"Mientras el Canal Amigos, en el 2010 Nos Contamos"		

FORMULARIO NÚM.23
(Cen-19)

COMPROBANTE DE ARRENDAMIENTO

B. Objetivo: Registrar información relacionada con los servicios de arrendamiento de local para los Censos Nacionales, por periodos hasta 25 días, inferiores a B/.1,000.00 (mil balboas con 00/100), en las zonas rurales y de difícil acceso.

C. Origen: Inspector Regional y Supervisor de Zona.

D. Contenido.

- | | |
|--------------------------------------|---|
| 1. Nombre del inspector: | Anotar el nombre del colaborador responsable. |
| 2. Región: | Identificar el número y nombre de la región. |
| 3. Nombre del supervisor: | Nombre del colaborador responsable. |
| 4. Zona: | Identificar el número de la zona. |
| 5. Fecha y detalle del local: | Colocar la fecha de celebración del contrato, además del detalle específico del local que se esta solicitando en arrendamiento. |
| 6. Nombre del arrendador: | Anotar el nombre del arrendador. |
| 7. Núm. de cédula: | Anotar el número de cédula de identidad personal del arrendador. |
| 8. Arrendatario: | Anotar el nombre del arrendatario (supervisor e inspector regional). |
| 9. Núm. de cédula: | Anotar el número de cédula de identidad personal del arrendatario. |
| 10. Firma del arrendador: | El arrendador debe firmar. |
| 11. Firma del arrendatario: | El arrendatario debe firmar. |
| 12. Núm. de cédula del arrendador: | Anotar el número de cédula del arrendador. |
| 13. Núm. de cédula del arrendatario: | Anotar el número de la cédula del arrendatario. |
| 14. Firma del inspector regional: | El inspector regional debe firmar. |
| 15. Verificado/Contabilidad: | La persona responsable de esta unidad debe firmar como constancia de verificado. |
| 16. Fecha: | Colocar fechas correspondientes de firmas por parte del Inspector Regional y Contabilidad. |

Distribución:

Original: Departamento de Contabilidad Administrativa – DAF
Copia 1: Inspección Regional
Copia 2: Archivo Zona de Supervisión

ACUERDO # 37
(de 16 De diciembre de 2008)

"POR EL CUAL SE APRUEBA EL PRESUPUESTO DE RENTAS Y GASTOS DEL MUNICIPIO DE LAS TABLAS, PARA EL PERIODO FISCAL QUE CORRESPONDE DEL 1 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009."

El Honorable Consejo Municipal del Distrito de las Tablas, en uso de sus facultades legales:

CONSIDERANDO:

Que el Presupuesto es un acta del Gobierno que contiene un Plan Anual operativo preparado de conformidad con los planes de mediano y largo plazo, basada en una programación de las actividades Municipales, coordinados con los planes Nacionales de desarrollo, sin perjuicio de la Autonomía Municipal para dirigir sus propias inversiones;

Que de acuerdo con el numeral 3 del artículo 17 de la LEY 106 DE 1.973, es competencia de esta Cámara Edilicia, aprobar el Presupuesto de Rentas y Gastos presentado por el Alcalde.

ACUERDA:

ARTICULO 1 : Aprobar el Presupuesto de Rentas y Gastos del Municipio de Las Tablas, para la vigencia Fiscal comprendida entre el 1 de enero al 31 de diciembre de 2009, así:

1.	INGRESOS CORRIENTE	B/. 412.099.00
1.1.	INGRESOS TRIBUTARIOS	B/. 620.162.00
1.2.	INGRESOS NO TRIBUTARIOS	B/. 309.010.00
1.4.	SALDO EN CAJA Y BANCO	B/. 23089.00
2.	INGRESOS DE CAPITAL	B/. 80.000.00
TOTAL DE INGRESOS		B/. 1.032.261.00
1.1.	EGRESOS	
0.	SERVICIOS PERSONALES	B/. 621.616.00
1.	SERVICIOS NO PERSONALES	B/. 110.950.00,
2.	MATERIALES Y SUMINISTRO	B/. 97.475.00
3.	MAQUINARIA Y EQUIPO	B/. 12.660.00
5.	OBRAS URBANÍSTICA	B/. 29.100.00
6.	TRANSFERENCIAS CORRIENTES	B/. 154.260.00
7.	GOBIERNO CENTRAL	B/. 4.000.00
9.	ASIGNACIÓN GLOBAL	B/. 2.200.00
TOTAL EGRESOS		B/. 1.032.261.00

DISPOSICIONES GENERALES SOBRE LA EJECUCIÓN DEL PRESUPUESTO DE INGRESO 2009.

ARTICULO 2.: Los funcionarios recaudadores procederán a cobrar créditos a favor del Municipio, por impuestos, contribuciones y tasas, producto de bienes Municipales ó ingresos de cualquier naturaleza, que no hayan sido cubiertos y que debieran cubrirse durante las vigencias anteriores conforme a los acuerdos, leyes, sentencias ejecutadas y las reglamentaciones respectivas.

ARTICULO 3.: Los excedentes que se obtengan en las recaudaciones se destinarán preferiblemente a la reducción de la deuda pública si la hubiera ó al cumplimiento del Plan de inversiones; si no se ha programado otra forma de utilización.

DEL RECONOCIMIENTO DE LOS GASTOS:

ARTICULO 4.: Los créditos a cargo del Tesoro Municipal durante el periodo Fiscal a que se refiere este Acuerdo, serán reconocidos y pagados de conformidad con la inspección que se hace de las sumas presupuestarias no

obstante en los pagos de personal y servicios públicos que según las leyes vigentes deben llevarse a cabo en otra forma, la Tesorería se ajustará a lo establecido en las leyes respectivas.

DE LAS ASIGNACIONES TRIMESTRALES Y CONTROL DE GASTOS:

ARTICULO 5 : La asignación autorizada para cada programa en el presupuesto se distribuirá en cuatro Partidas las cuales corresponderán a los Trimestres del período fiscal, no podrá reconocerse gasto alguno que exceda a la Suma asignada en cada partida.

ARTICULO 6 : Las Asignaciones hechas al iniciarse el período fiscal, podrán ser revisadas y cambiadas a solicitud del Alcalde durante el ejercicio fiscal siempre que dichas revisiones sean aprobadas por el Tesorero Municipal y Fiscalizador de la Contraloría. Las distribuciones deberán presentarse en los primeros 15 días de la vigencia de este acuerdo. En caso contrario quedan facultados para hacerlo el Tesorero Municipal y el Fiscalizador de la Contraloría.

ARTICULO 7 : Las entidades ó instituciones que reciban subvenciones ó auxilios sufragados con fondos del Tesoro Municipal están obligados a formar presupuestos de gastos, que se someterán a la aprobación del Consejo Municipal, por conducto del Alcalde.

ARTICULO 8 : Los directores Municipales enviarán durante el primer mes de cada trimestre, a la dirección administrativa la requisición correspondiente para admisión de los materiales, concernientes a los gastos generales corrientes, y capital que estimen necesarios durante el trimestre para la realización de sus actividades.

ARTICULO 9 : Cada solicitud de compra de materiales para la prestación de servicios a cualquier departamento del Municipio deberá ser enviada previamente a la Alcaldía Municipal, para su autorización respectiva, está pasará al departamento de Tesorería y compras para las respectivas cotizaciones para lo cual se debe basar en la Ley 22 de 27 de junio de 2007 que regula las contrataciones públicas y dicta otras disposiciones , así como también en el decreto 366 de 28 de diciembre de 2006, que reglamenta la Ley 22 de 27 de junio de 2007. Cumpliendo este trámite la tesorería expedirá la

orden de compra respectiva para la aprobación final y para su validez deberán concurrir las firmas del Fiscalizador Municipal, Tesorero y Alcalde.

ARTICULO 10 : La dirección administrativa verificará la adquisición de los materiales concernientes a los gastos generales corrientes y de capital, que solicitan las distintas dependencias considerando la calidad y el costo de los mismos, además aportaran modelos uniformes que permitan tal medida.

ARTICULO 11 : Las cuentas y los cheques sobre gastos municipales serán librados y pagados de acuerdo con las reglas ó métodos establecidos por la Contraloría de conformidad con el ordinal 8 del artículo 240 de la constitución política de la República.

ARTICULO 12 : Todo contrato que afecte las Partidas asignadas en el Presupuesto de Gastos, de cualquier clase que estas sean, deberá ser retrendada por el fiscalizador Municipal, Ley 22 de abril de 1,996.

DE LA CREACIÓN DE POSICIÓN Y EL NOMBRAMIENTO DE PERSONAL:

ARTICULO 13 : Para la adquisición de bienes derechos y acciones no prevista en el Presupuesto necesitará el voto favorable de las $\frac{2}{3}$ partes de los miembros del Consejo y la opinión previa del fiscalizador Municipal en su defecto del Tesorero Municipal.

ARTICULO 14 : Cuando sea imprescindible para el buen desarrollo de los programas, podrán crearse con la reconsideración del Alcalde y jefe de Presupuesto (donde falta), ó su equivalente y con la opinión favorable del Fiscalizador, posiciones nuevas siempre y cuando se eliminen posiciones vacantes existentes cuyas remuneraciones representen un monto igual ó mayor. No se aceptarán contrapartidas económicas logradas previamente como resultado de posiciones vacantes ni la creación de puestos con el propósito de aumentar sueldos. Será nula toda acción de personal que se realice en contravención a esta disposición.

ARTICULO 15: No se podrá nombrar personas con carácter interino cuando el titular del cargo se encuentre en uso de sus vacaciones a licencia con

derecho a sueldo, se exceptúan de esta disposición los casos en que por naturaleza del trabajo no sea posible reemplazar a los servidores públicos por otro de la misma dependencia en cuyo caso, la Contraloría General autorizará tales nombramientos. Se exceptúan a los personeros y jueces por tener partidas creadas.

ARTICULO 16 : No se podrán efectuar nombramientos para ocupar posiciones vacantes hasta que nos se hallan cancelado las vacaciones correspondientes a los servidores públicos cuya renuncia ó despido a ocasionado la vacante. En los casos en que la necesidad del servicio sea imprescindible, hacer un nombramiento antes de la cancelación de las vacaciones correspondientes, solicitará la aprobación de la Contraloría General de la República.

DE LA MODIFICACIÓN A LAS ESTRUCTURAS:

ARTICULO 17 : Durante el Primer Trimestre del año fiscal no se podrán hacer modificaciones a la Estructura del Gasto.

DE LAS TRASFERENCIAS DE SALDO DE ASIGNACIÓN:

ARTICULO 18: En la transferencia de Saldo de Partida, la dependencia sea ajustará a las siguientes normas:

a. Los saldos de las Partidas de Presupuesto de funcionamiento con excepción de los saldos en las asignaciones de sueldo fijo, obligaciones con bancos y los contribuciones para otras Partidas de funcionamiento.

b. Los Saldos de las Partidas de los Proyectos de inversiones, los saldos de estos últimos no podrán transferirse para reformar gastos de funcionamiento.

c. Los sobrantes no comprometidos en las partidas de servicio de la deuda ó para Proyectos de inversión.

d. Los saldos de las asignaciones de funcionamiento e inversiones no podrán utilizarse para reformar las asignaciones de sueldos fijos ni gasto de representación.

DE LOS GASTOS DE REPRESENTACIÓN:

ARTICULO 19 : El Municipio no pagará gastos de representación a personas que hallan cesado en sus funciones.

ARTICULO 20 : En la primera quincena después de finalizado cada trimestre los Municipios deberán presentar a la Contraloría General de la República y Ministerio de Economía y Finanzas, un informe sobre los logros realizados en cada programación ya sea de funcionamiento ó cada uno de los Proyectos de Inversiones.

ARTICULO 21 : Se le asigna gastos de transporte fijo al Presidente del Consejo Municipal por un monto mensual de B/. 466.66, al Alcalde Municipal se le asigna un gasto de transporte fijo por la Suma de B/. 1,000.00 mensuales, a la Tesorera Municipal se le asigna un gasto de transporte fijo por la Suma de B/. 433.33 Mensuales y de igual manera se la asigna un gasto de transporte fijo al Ingeniero Municipal por la Suma de B/. 100.00 mensuales.

ARTICULO 22: Para los efectos fiscales este Acuerdo tiene vigencia a partir del 1 de enero de 2009.

Dado en el Salón de Reuniones JAIME ALBA del Consejo Municipal del Distrito de Las Tablas a los 16 días del mes de diciembre de 2008.

Melquíades Jaén Herrera NOTIFIQUESE, EJECUTESE Y CUMPLASE. *Rosales Camarena*
H. R. MELQUÍADES JAÉN HERRERA ROSALES CAMARENA

PRESIDENTE DEL CONSEJO MUNICIPAL

SECRETARIO

DEL DISTRITO DE LAS TABLAS.

ALCALDÍA MUNICIPAL DEL DISTRITO: LAS TABLAS, 16 DE DICIEMBRE DE 2008.

SANCIONADO

Melquíades González APROBADO, EJECUTESE Y CUMPLASE. *Leysi Rodríguez*
MAESTRO MELQUÍADES GONZÁLEZ LEYSI RODRÍGUEZ

ALCALDE MUNICIPAL

SECRETARIA

DISTRITO DE LAS TABLAS

MUNICIPIO DE LAS TABLAS

PRESUPUESTO DE INGRESOS, 2009
(EN BALBOAS)

ENTIDAD 388

Detalle del Concepto			Pr. 2009
		TOTAL ENTIDAD	1.032.261,00
5 53 1 0 0 0		INGRESO CORRIENTES	412.898,00
5 59 1 1 0 0		INGRESO TRIBUTARIO	620.162,00
5 59 1 1 2 0		IMPUESTO INDIRECTO	620.162,00
5 59 1 1 2 5		SOBRE ACTIVIDADES COMERCIALES Y DE SERV.	394.569,00
5 59 1 1 2 5 01		ESTABL. DE VENTA AL POR MAYOR	1.500,00
5 59 1 1 2 5 03		EST. DE VENTA DE AUTOS, ACCES Y EQ. PESADO	4.000,00
5 59 1 1 2 5 04		EST. DE VTA DE MADERA ASERRAGA-MAT. CONTRUC	2.950,00
5 59 1 1 2 5 05		ESTBL. DE VTAS AL X MENOR	33.396,00
5 59 1 1 2 5 06		ESTBL. DE VTAS AL LICOR AL X MENOR	65.500,00
5 59 1 1 2 5 09		GASSETAS SANITARIAS	5.082,00
5 59 1 1 2 5 10		ESTACIONES DE VTAS DE COMBUSTIBLE	5.000,00
5 59 1 1 2 5 12		TALLERES, COMERCIALES Y REP. DE AUTOS	4.791,00
5 59 1 1 2 5 15		FLORISTERIAS	1.742,00
5 59 1 1 2 5 16		FARMACIAS	2.904,00
5 59 1 1 2 5 17		KIOSCOS EN GENERAL	8.712,00
5 59 1 1 2 5 18		JOYERIA Y RELOJERIAS	3.000,00
5 59 1 1 2 5 19		LIBRERIAS Y ART. DE OFICINA	2.200,00
5 59 1 1 2 5 22		ALIBELERIA Y EBRANISTERIA	5.517,00
5 59 1 1 2 5 24		FERRERIAS	4.065,00
6 59 1 1 2 5 25		BANCO Y CASAS DE CAMBIOS	10,00
5 59 1 1 2 5 26		CASA DE EMPENOS Y PRESTAMOS	2.000,00
5 59 1 1 2 5 28		AGENTES DISTRIB. COMTA Y REPPTES FABRC.	1.500,00
5 59 1 1 2 5 30		ROTULOS ANUNCIOS, AVISOS	15.000,00
5 59 1 1 2 5 35		APARATOS DE MEDICION	800,00
5 59 1 1 2 5 38		DESQUEJOS DE GANADO	140.000,00
5 59 1 1 2 5 40		REST. CAFES Y OTROS DE ESTABL. DE EXP. COM	20.000,00
5 59 1 1 2 5 41		HELADERIAS Y REFRIGERIAS	5.000,00
5 59 1 1 2 5 42		CASAS DE HOSPEDAJES Y PENSIONES	1.100,00
5 59 1 1 2 5 43		HOTELES Y MOTELES	3.200,00
5 59 1 1 2 5 44		CASA DE ALOJAMIENTO OCASIONAL	6.000,00
5 59 1 1 2 5 45		PROSTIBUROS CABARETS Y BROTES	6.500,00
5 59 1 1 2 5 46		SALONES DE BAILES, BALNOS Y SITIOS REC	3.000,00
5 59 1 1 2 5 47		CAJAS DE MUSICAS	3.000,00
5 59 1 1 2 5 48		APARATOS DE JUEGOS MECANICOS	3.800,00
5 59 1 1 2 5 49		BILLARES	2.900,00
5 59 1 1 2 5 50		ESPECTACULOS PUB. CON CTER. LUCRATIVOS	5.100,00
5 59 1 1 2 5 53		GALLERAS, BOLOS Y BOLICHES	2.500,00
5 59 1 1 2 5 52		BARBERIA, PELUQUERIA Y SALON DE BELLEZA	2.300,00
5 59 1 1 2 5 53		LAVANDERIA Y TINTORERIAS	2.200,00
5 59 1 1 2 5 54		ESTUDIOS FOTOGRAFICOS Y DE TELEVISION	500,00
5 59 1 1 2 5 61		LABORATORIOS Y CLINICAS PRIVADAS	800,00

5 50 1 1 2 5 64	FUNDERÍA Y VELATORIAS PRIVADAS			800,00
5 50 1 1 2 5 70	SEDERIA Y COMESTERIAS			5.000,00
5 50 1 1 2 5 72	ESTABL. DE PRODUCTO AGRICOLAS			3.000,00
5 50 1 1 2 5 73	ESTABL. Y VENTAS DE CALZADOS			3.500,00
5 50 1 1 2 5 87	GRABASIGS, ESC DE ARTE Y ESTC			700,00
5 50 1 1 2 5 88	SERV. DE INTERNET, COMP, FOTOCOPI, ETC			2.500,00
5 50 1 1 2 5 99	OTROS N.E.O.C.			1.500,00
5 50 1 1 2 6	ACTIVIDADES INDUSTRIALES			6.593,00
5 50 1 1 2 6 05	FABRICAS DE HELADOS Y PRODUCTOS LACTEOS			400,00
5 50 1 1 2 6 07	FABRICA DE HIELOS			1.000,00
5 50 1 1 2 6 11	PANADERIAS, DULCERIA Y REPOSTERIAS			1.533,00
5 50 1 1 2 6 22	FABRICA DE CALZADO Y PROD. DE CUERO			400,00
5 50 1 1 2 6 23	SASTRERIA Y MODISTERIA			350,00
5 50 1 1 2 6 53	FAB. DE VIDRIOS Y PROC. DE VIDRIOS OTROS			300,00
5 50 1 1 2 6 54	FAB DE BLOQUES TEJAS Y LADRILLOS			900,00
5 50 1 1 2 6 63	TALLER DE IMPRENTA-EDITORIAL Y RDS-CONEXSA			500,00
5 50 1 1 2 6 85	DESCASCAPADORA DE GRANO			500,00
5 50 1 1 2 6 74	FAB. DE ALIMENTO PARA ANIMALES			700,00
5 50 1 1 2 6 99	OTROS FAB. N.E.O.C.			10,00
5 50 1 1 2 9	OTRO IMPUESTOS INDIRECTOS			219.000,00
5 50 1 1 2 8 04	EDIFICACIONES Y REDIFICACIONES			45.000,00
5 50 1 1 2 8 11	CIRCULACION DE VEHICULOS PARTICULARES			105.000,00
5 50 1 1 2 8 12	CIRCULACION DE VEHICULOS COMERCIALES			60.000,00
5 50 1 1 2 8 13	CIRCULACION DE REMOLQUES			2.000,00
5 50 1 1 2 8 14	CIRCULACION DE MOTOCICLETAS			3.000,00
5 50 1 1 2 8 15	CIRCULACION DE BICICLETAS			4.000,00
5 50 1 1 3 0	INGRESOS NO TRIBUTARIOS			308.010,00
5 50 1 1 3 0	RENTAS DE ACTIVOS			125.300,00
5 50 1 1 3 1	ARENAMIENTO			22.000,00
5 50 1 1 3 1 01	EDIFICIOS LOCALES			4.000,00
5 50 1 1 3 1 05	DE TERRENOS Y BOVEDAS DE CEMENTOS PUB			10.000,00
5 50 1 1 3 1 08	DE BANCO MERCADOS PUBLICOS			8.000,00
5 50 1 1 3 1 7	EXPLORACION Y EXPLOTACION			2.000,00
5 50 1 1 3 1 7 02	EXPLOTACION DE MINAS Y CANTERAS			2.000,00
5 50 1 1 3 3	INGRESO POR VENTAS DE BIENES			31.200,00
5 50 1 1 3 3 08	PLACAS			23.000,00
5 50 1 1 3 3 10	INGRESOS Y FORMULARIOS			800,00
5 50 1 1 3 3 99	VENTAS DE SDE. BICHES N.E.O.C.			7.500,00
5 50 1 1 3 4	INGRESOS POR VENTA DE SERVICIOS			70.000,00
5 50 1 1 3 4 02	ASEO DE RECOLECCION DE BASURA			70.000,00
5 50 1 1 3 0	TRANSFERENCIAS CORRIENTES			30.000,00
5 50 1 1 3 7	INSTITU. DESENTRALIZACION			30.000,00
5 50 1 1 3 7 01	CUOTAS GANADERAS			30.000,00
5 50 1 1 4 0	TASAS Y DERECHOS			98.600,00
5 50 1 1 4 0	DERECHOS			56.100,00
5 50 1 1 4 0 1 09	EXTRACCION DE ARENA			6.000,00
5 50 1 1 4 0 1 10	MADERAS Y ZAHUROSAS			12.000,00
5 50 1 1 4 0 1 12	CENENTARIOS PUB. INHUMACION-EXHUMACION			100,00
5 50 1 1 4 0 1 14	USOS DE ACERIAS-PROPOSITOS VARIOS			3.000,00
5 50 1 1 4 0 1 15	PERMISOS PARA INDUSTRIAS CALLEJERAS			6.500,00
5 50 1 1 4 0 1 16	FERRYES			2.500,00
5 50 1 1 4 0 1 25	SERVICIOS DE PIQUERAS			4.000,00
5 50 1 1 4 0 1 26	ANUNCIOS Y AVISOS COMERCIALES			7.000,00
5 50 1 1 4 0 1 20	GUIAS DE TRANSPORTES			15.000,00
5 50 1 1 4 2	TASAS			34.500,00
5 50 1 1 4 2 14	TRASPASOS DE VEHICULOS			5.000,00
5 50 1 1 4 2 18	PERMISOS PARA VENT. NOCTY-CLOR AL X MEMOR			5.000,00
5 50 1 1 4 2 19	PER. PARA BAILES Y SERENATAS			10.000,00
5 50 1 1 4 2 20	EXPEDICION DE DOCUMENTOS			2.500,00
5 50 1 1 4 2 21	REFRENDO DE DOCUMENTOS			7.000,00
5 50 1 1 4 2 23	EXPEDICION DE CARNETS			2.000,00
5 50 1 1 4 2 31	REGISTROS DE BOTES Y OTROS			2.500,00
5 50 1 1 4 2 34	SERV. ADM. DE COBROS Y PRESTAMOS			500,00
5 50 1 1 4 0	INGRESOS VARIOS			63.110,00
5 50 1 1 4 0 01	MULTAS RECARGOS E INTERESES			13.000,00
5 50 1 1 4 0 05	REMATES EN GENERAL			10,00
5 50 1 1 4 0 10	VIGENCIAS EXPIRADAS			40.000,00
5 50 1 1 4 0 13	REINTEGROS			100,00
5 50 1 1 4 0 99	OTROS INGRESOS VARIOS			10.000,00
5 50 1 1 4 2 0	DISPONIBLES LIBRES EN BANCOS			23.089,00
5 50 1 1 4 2 03	SALDO LIBRE EN BANCO			23.089,00
5 50 1 1 0 0	INGRESO DE CAPITAL			80.000,00
5 50 1 1 0 0	RECURSOS PROPIOS DE CAPITAL			80.000,00
5 50 1 1 1 0	VENTAS DE ACTIVOS			80.000,00
5 50 1 1 1 1	VENTAS DE BIENES Y MUEBLES			80.000,00
5 50 1 1 1 2 02	TERRENOS			80.000,00

MUNICIPIO DE LAS TABLAS

PRESUPUESTO DE EGRESOS, 2009
(EN BALBOAS)

ENTIDAD 559	Detalle del Concepto	Pre. 2009
5 59	MUNICIPIO DE LAS TABLAS	3.032.263,00
5 59 0	FUNCIONAMIENTO	3.032.263,00
5 59 0 1	Dirección Coordinación	613.223,00
5 59 0 1 01	LEGISLACION MUNICIPAL	235.353,00
5 59 0 1 01 01	Concejo Municipal	245.053,00
5 59 0 1 01 01 001 001	PERSONAL FIJO (SUELDO)	13.260,00
5 59 0 1 01 01 001 002	PERSONAL TRANSITORIO (SUELDO)	790,00
5 59 0 1 01 01 001 020	DIETAS	74.880,00
5 59 0 1 01 01 001 050	XII MES	1.122,00
5 59 0 1 01 01 001 071	CUOTAS PATRONALES DE SEGUROS SOCIAL	2.105,00
5 59 0 1 01 01 001 072	CUOTAS PATRONALES DE SEGURO EDUCATIVO	212,00
5 59 0 1 01 01 001 073	CUOTAS PATRONAL DE RIESGO PROFESIONAL	297,00
5 59 0 1 01 01 001 074	CUOTA PATRONAL PARA EL FONDO COMPLEMENTARIO	43,00
5 59 0 1 01 01 001 076	CUOTA PATRONAL ESP-ENFERMEDAD Y MATERNIDAD	129,00
5 59 0 1 01 01 001 079	OTRAS CONTRIBUCIONES	30.765,00
5 59 0 1 01 01 001 099	CR RECONOCIDOS JUNTAS COMUNALES	10.000,00
5 59 0 1 01 01 001 093	CREDITOS RECONOCIDOS POR DIETAS	
5 59 0 1 01 01 001 115	TELECOMUNICACIONES	900,00
5 59 0 1 01 01 001 120	IMPRESIÓN, ENCUADERNACIÓN Y OTROS	200,00
5 59 0 1 01 01 001 141	VIATICOS DENTRO DEL PAIS	500,00
5 59 0 1 01 01 001 151	GASTO DE TRANSPORTES FIJO	5.850,00
5 59 0 1 01 01 001 181	MANT. Y REP. DE EDIFICIOS	150,00
5 59 0 1 01 01 001 183	MANT. Y REP. DE MOBILIARIOS Y EQUIPO DE OFICINA	300,00
5 59 0 1 01 01 001 189	OTROS MANT. Y REPARACIONES	800,00
5 59 0 1 01 01 001 201	ALIMENTACION PARA CONSUMO HUMANO	1.000,00
5 59 0 1 01 01 001 232	PAPLERÍA	1.000,00
5 59 0 1 01 01 001 243	PINTURAS, COLORANTES Y TINTES	800,00
5 59 0 1 01 01 001 259	OTROS MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN	1.000,00
5 59 0 1 01 01 001 272	UTILES DEPORTIVOS Y RECREATIVOS	240,00
5 59 0 1 01 01 001 273	UTILES DE ASEO Y LIMPIEZA	200,00
5 59 0 1 01 01 001 275	UTILES Y MAT. DE OFICINA	1.400,00
5 59 0 1 01 01 001 280	REPUESTOS	1.000,00
5 59 0 1 01 01 001 340	EQUIPO DE OFICINA	400,00
5 59 0 1 01 01 001 380	EQUIPO DE COMPUTADORAS	20,00
5 59 0 1 03 01 001 633	SUBSIDIO DEPORTIVO	300,00
5 59 0 1 03 01 001 646	MUNICIPALIDADES Y JUNTAS COMUNALES	96.000,00
5 59 0 1 03 01 001 930	IMPREVISTOS	500,00

5 59 0 1	Administración Municipal	187.032,00
5 59 0 1 02 01	Alicata Municipal	182.844,88
5 59 0 1 02 01 001 001	PERSONAL FIJO (SUELDO)	55.200,00
5 59 0 1 02 01 001 002	PERSONAL TRANSITORIO (SUELDO)	3.750,00
5 59 0 1 02 01 001 090	XII MES	3.825,00
5 59 0 1 02 01 001 071	CUOTAS PATRONAL DE SEGURO SOCIAL	8.528,00
5 59 0 1 02 01 001 072	CUOTA PATRONAL DE SEGURO EDUCATIVO	952,00
5 59 0 1 02 01 001 073	CUOTA PATRONAL DE SEGURO DE RIEGO PROFESIONAL	1.333,00
5 59 0 1 02 01 001 074	CUOTA PATRONAL PARA EL FONDO COMPLEMENTARIO	191,00
5 59 0 1 02 01 001 076	CUOTA PATRONAL DE ESP-ENFERMEDAD Y MATERNIDAD	528,00
5 59 0 1 02 01 001 080	OTROS SERVICIOS PROFESIONALES	300,00
5 59 0 1 02 01 001 091	SUELDOS	4.500,00
5 59 0 1 02 01 001 096	CREDITO RECONOCIDO DE XI MES	
5 59 0 1 02 01 001 099	CREDITO RECONOCIDO CONTRIBUCIONES A LA SEG. SOC.	3.090,00
5 59 0 1 02 01 001 111	AGUAS	10.000,00
5 59 0 1 02 01 001 114	ENERGIA ELECTRICA	25.000,00
5 59 0 1 02 01 001 115	TELECOMUNICACIONES	3.000,00
5 59 0 1 02 01 001 120	IMPRESIÓN, ENCLADERNACION Y OTROS	500,00
5 59 0 1 02 01 001 139	OTROS GASTOS DE INFORMACIÓN Y PUBLICIDAD	50,00
5 59 0 1 02 01 001 141	VIATICOS DENTRO DEL PAIS	1.500,00
5 59 0 1 02 01 001 142	VIATICOS EN EL EXTERIOR	1.500,00
5 59 0 1 02 01 001 151	GASTO DE TRANSPORTES FUO	13.500,00
5 59 0 1 02 01 001 152	TRANSPORTES DE O PARA EL EXTERIOR	1.500,00
5 59 0 1 02 01 001 164	GASTOS DE SEGURO (CARRO)	3.000,00
5 59 0 1 02 01 001 169	OTROS SERVICIOS COMERCIALES Y FINANCIROS	500,00
5 59 0 1 02 01 001 172	SERVICIOS ESPECIALES	4.500,00
5 59 0 1 02 01 001 181	MANT Y REP. DE EDIFICIOS	500,00
5 59 0 1 02 01 001 182	MANT Y REP. DE MAQUINA Y TRDS EQUIPOS	400,00
5 59 0 1 02 01 001 183	MANT Y REP. DE MOBILIARIOS Y EQUIPO DE OFICINA	500,00
5 59 0 1 02 01 001 189	OTROS MANTENIMIENTO Y REPRACIONES	500,00
5 59 0 1 02 01 001 191	ALQUILERES	200,00
5 59 0 1 02 01 001 192	SERVICIOS BASICOS	500,00
5 59 0 1 02 01 001 201	ALIMENTOS PARA CONSUMO HUMANO	1.000,00
5 59 0 1 02 01 001 211	ACABADO TEXTIL	200,00
5 59 0 1 02 01 001 213	HELADOS Y TELAS	500,00
5 59 0 1 02 01 001 221	DIESEL	3.500,00
5 59 0 1 02 01 001 224	LUBRICANTES	300,00
5 59 0 1 02 01 001 232	PAPELERIA	300,00
5 59 0 1 02 01 001 243	PINTURAS, COLORANTES Y TINTES	2.000,00
5 59 0 1 02 01 001 259	OTROS MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN	500,00

5 59 0 1 02 01 001 261	ARTICULOS PARA RECEPCIÓN	200,00
5 59 0 1 02 01 001 271	UTILES DE COCINA Y COMEDORES	100,00
5 59 0 1 02 01 001 272	UTILES DEPORTIVO Y RECREATIVOS	200,00
5 59 0 1 02 01 001 273	UTILES DE ASEO Y LIMPIEZA	800,00
5 59 0 1 02 01 001 275	UTILES Y MATERIALES DE OFICINA	800,00
5 59 0 1 02 01 001 280	REPLUESTO	1.000,00
5 59 0 1 02 01 001 340	EQUIPO DE OFICINA	200,00
5 59 0 1 02 01 001 350	MOBILIARIOS DE OFICINA	500,00
5 59 0 1 02 01 001 370	MAQUINARIA Y EQUIPO VARIOS	800,00
5 59 0 1 02 01 001 380	EQUIPO DE COMPUTACIÓN	20,00
5 59 0 1 02 01 001 525	PARCQUES, PLAZAS Y JARDINES	100,00
5 59 0 1 02 01 001 611	DONATIVOS A PERSONAS	1.500,00
5 59 0 1 02 01 001 619	OTRAS TRANSFERENCIAS	6.400,00
5 59 0 1 02 01 001 624	ADHESIVOS Y ESTUDIOS	300,00
5 59 0 1 02 01 001 631	SUBSIDIO BENEFICIOS	500,00
5 59 0 1 02 01 001 632	SUBSIDIO CULTURALES Y CIENTIFICOS	300,00
5 59 0 1 02 01 001 639	OTROS SIN FINES DE LUCRO	6.500,00
5 59 0 1 02 01 001 641	GOBIERNOS LOCALES	3.100,00
5 59 0 1 02 01 001 930	IMPREVISTOS	1.500,00

5 59 0 1 02 02	Planificación Municipal	4.355,00
5 59 0 1 02 02 001 211	ACABADO TEXTIL	150,00
5 59 0 1 02 02 001 232	PAPELERIA	50,00
5 59 0 1 02 02 001 275	UTILES Y MATERIALES VDE OFICINA	50,00
5 59 0 1 02 02 001 340	EQUIPO DE OFICINA	50,00
5 59 0 1 02 02 001 350	MOBILIARIO DE OFICINA	50,00
5 59 0 1 02 02 001 380	EQUIPO DE COMPUTACIÓN	5,00
5 59 0 1 02 02 001 711	GOBIERNO LOCALES	4.000,00
5 59 0 1	Administración Financiera	187.177,00
5 59 0 1 03 01	Tesorería Municipal	177.717,00
5 59 0 1 03 01 001 001	PERSONAL FIJO {SUELDO}	46.800,00
5 59 0 1 03 01 001 002	PERSONAL TRANSITORIO {SUELDO}	3.050,00
5 59 0 1 03 01 001 050	XIII MES	3.732,00
5 59 0 1 03 01 001 071	CUOTAS PATRONALES SEGURO SOCIAL	6.549,00
5 59 0 1 03 01 001 072	CUOTA PATRONAL DE SEGURO EDUCATIVO	756,00
5 59 0 1 03 01 001 073	CUOTA PATRONAL DE RIEGO PROFESIONAL	1.058,00
5 59 0 1 03 01 001 074	CUOTA PATRONAL PARA FONDO COMPLEMENTARIO	152,00
5 59 0 1 03 01 001 076	CUOTA PATRONAL ESP- ENFERMEDAD Y MATERNIDAD	400,00
5 59 0 1 03 01 001 080	OTROS SERVICIOS PERSONALES	45.000,00
5 59 0 1 03 01 001 091	SUELDOS	800,00
5 59 0 1 03 01 001 115	TELECOMUNICACIONES	1.600,00
5 59 0 1 03 01 001 120	IMPRESIÓN, ENCUADERNACION Y OTROS	4.000,00
5 59 0 1 03 01 001 141	VIATICOS DENTRO DEL PAIS	750,00

5 59 0 1 03 01 001 151	GASTO DE TRANSPORTES FIJO		5.500,00
5 59 0 1 03 01 001 162	COMISIONES Y GASTOS BANCARIOS		200,00
5 59 0 1 03 01 001 182	MANT. Y REP DE MAQUINARIAS Y OTROS EQUIPOS		600,00
5 59 0 1 03 01 001 189	OTROS MANTENIMIENTO Y REPARACIONES		150,00
5 59 0 1 03 01 001 201	ALIMENTOS PARA EL CONSUMO HUMANO		200,00
5 59 0 1 03 01 001 211	ACABADO TEXTIL		200,00
5 59 0 1 03 01 001 213	HILADOS Y TELAS		400,00
5 59 0 1 03 01 001 232	PAPELERÍA		600,00
5 59 0 1 03 01 001 243	PINTURAS, COLORANTES Y TINTES		300,00
5 59 0 1 03 01 001 269	OTROS PRODUCTOS VARIOS		23.000,00
5 59 0 1 03 01 001 273	UTILES DE ASEO Y LIMPIEZA		300,00
5 59 0 1 03 01 001 275	UTILES Y MATERIALES DE OFICINA		500,00
5 59 0 1 03 01 001 280	REPLUESTO		200,00
5 59 0 1 03 01 001 350	MOBILIARIO DE OFICINA		300,00
5 59 0 1 03 01 001 380	EQUIPO DE COMPUTACION		20,00
5 59 0 1 03 01 001 613	INDEMNIZACIONES ESPECIALES		300,00
5 59 0 1 03 01 001 624	ADIESTRAMIENTO Y ESTUDIO		100,00
5 59 0 1 03 01 001 639	OTROS SIN FINES DE LUCROS		15.000,00
5 59 0 1 03 01 001 694	A INSTITUCIONES PRIVADAS		15.000,00
5 59 0 1 03 01 001 930	IMPREVISTOS		200,00
			177.717,00
5 59 0 1 03 02	Fiscalización		9.460,00
5 59 0 1 03 02 001 181	MANTENIMIENTO Y REPARACIONES DE EDIFICIOS		100,00
5 59 0 1 03 02 001 201	ALIMENTOS PARA EL CONSUMO HUMANO		25,00
5 59 0 1 03 02 001 273	UTILES DE ASEO Y LIMPIEZA		150,00
5 59 0 1 03 02 001 275	UTILES Y MATERIALES DE OFICINA		200,00
5 59 0 1 03 02 001 370	MAQUINARIAS Y EQUIPOS VARIOS		75,00
5 59 0 1 03 02 001 641	GOBIERNO CENTRAL		8.960,00
5 59 0 2	Servicios Municipales		278.541,00
5 59 0 2 01	Abastecimiento		20.821,00
5 59 0 2 01 01	Mercado Municipal		20.821,00
5 59 0 2 01 01 001 001	PERSONAL FIJO (SUELDO)		14.400,00
5 59 0 2 01 01 001 002	PERSONAL TRANSITORIO (SUELDO)		1.000,00
5 59 0 2 01 01 001 050	XIII MES		1.284,00
5 59 0 2 01 01 001 071	CUOTA PATRONAL DE SEGURO SOCIAL		1.919,00
5 59 0 2 01 01 001 072	CUOTA PATRONAL SEGURO EDUCATIVO		231,00
5 59 0 2 01 01 001 073	CUOTA PATRONAL DE RIEGO PROFESIONAL		124,00
5 59 0 2 01 01 001 074	CUOTA PATRONAL PARA FONDO COMPLEMENTARIO		47,00
5 59 0 2 01 01 001 076	CUOTA PATRONAL ESP- ENFERMEDAD Y MATERNIDAD		116,00
5 59 0 2 01 01 001 080	OTROS SERVICIOS PERSONALES		200,00
5 59 0 2 01 01 001 181	MANT Y REP DE EDIFICIOS		500,00
5 59 0 2 01 01 001 259	OTROS MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN		200,00
5 59 0 2 01 01 001 273	UTILES DE ASEO Y LIMPIEZA		500,00
5 59 0 2 01 01 001 370	MAQUINARIA Y EQUIPOS VARIOS		150,00

5 59 0 2 02	INFRAESTRUCTURAS		
5 59 0 2 02 01	Ingeniería Municipal		34.361,00
5 59 0 2 02 01 001 001	PERSONAL FIJO (SUELDO)		24.300,00
5 59 0 2 02 01 001 002	PERSONAL TRANSITORIO (SUELDO)		1.000,00
5 59 0 2 02 01 001 050	XIII MES		1.539,00
5 59 0 2 02 01 001 071	CUOTA PATRONAL DE SEGURO SOCIAL		3.096,00
5 59 0 2 02 01 001 072	CUOTA PATRONAL SEGURO EDUCATIVO		371,00
5 59 0 2 02 01 001 073	CUOTA PATRONAL DE RIEGO PROFESIONAL		519,00
5 59 0 2 02 01 001 074	CUOTA PATRONAL PARA FONDO COMPLEMENTARIO		75,00
5 59 0 2 02 01 001 076	CUOTA PATRONAL ESP- ENFERMEDAD Y MATERNIDAD		191,00
5 59 0 2 02 01 001 080	OTROS SERVICIOS PERSONALES		100,00
5 59 0 2 02 01 001 120	IMPRESIÓN, ENCUADERNACIÓN Y OTROS		100,00
5 59 0 2 02 01 001 141	VIATICOS DENTRO DEL PAIS		400,00
5 59 0 2 02 01 001 151	GASTO DE TRANSPORTE FIJO		1.400,00
5 59 0 2 02 01 001 182	MANT Y REP. DE MAQUINAS Y OTROS EQUIPOS		50,00
5 59 0 2 02 01 001 232	PAPELERÍA		100,00
5 59 0 2 02 01 001 233	TEXTOS DE ENSEÑANZAS		100,00
5 59 0 2 02 01 001 243	PINTURAS, COLORANTES Y TINTES		500,00
5 59 0 2 02 01 001 273	UTILES DE ASEO Y LIMPIEZA		100,00
5 59 0 2 02 01 001 275	UTILES Y MATERIALES DE OFICINA		100,00
5 59 0 2 02 01 001 340	EQUIPO DE OFICINA		100,00
5 59 0 2 02 01 001 350	MOBILIARIOS DE OFICINA		200,00
5 59 0 2 03	Otros Servicios		221.293,00
5 59 0 2 03 01	Cementerio Municipal		22.058,00
5 59 0 2 03 01 001 001	PERSONAL FIJO (SUELDO)		14.700,00
5 59 0 2 03 01 001 002	PERSONAL TRANSITORIO (SUELDO)		1.000,00
5 59 0 2 03 01 001 050	XIII MES		1.309,00
5 59 0 2 03 01 001 071	CUOTA PATRONAL DE SEGURO SOCIAL		1.957,00
5 59 0 2 03 01 001 072	CUOTA PATRONAL SEGURO EDUCATIVO		236,00
5 59 0 2 03 01 001 073	CUOTA PATRONAL DE RIEGO PROFESIONAL		330,00
5 59 0 2 03 01 001 074	CUOTA PATRONAL PARA FONDO COMPLEMENTARIO		48,00
5 59 0 2 03 01 001 076	CUOTA PATRONAL ESP- ENFERMEDAD Y MATERNIDAD		118,00
5 59 0 2 03 01 001 181	MANT Y REP. DE EDIFICIOS		100,00
5 59 0 2 03 01 001 212	CALZADO		60,00
5 59 0 2 03 01 001 223	GASOLINA		1.000,00
5 59 0 2 03 01 001 242	INSECTICIDAS, FUMIGANTES Y OTROS		50,00
5 59 0 2 03 01 001 243	PINTURAS, COLORANTES Y TINTES		400,00
5 59 0 2 03 01 001 262	HERRAMIENTAS E INSTRUMENTOS		50,00
5 59 0 2 03 01 001 370	MAQUINARIA Y EQUIPO VARIOS		700,00
5 59 0 2 03 02	Aseo y Ornato		208.051,00
5 59 0 2 03 02 001 001	PERSONAL FIJO (SUELDO)		74.100,00
5 59 0 2 03 02 001 002	PERSONAL TRANSITORIO (SUELDO)		5.000,00

5 59 0 2 03 02 001 603	PERSONAL CONTINGENTE	2.000,00
5 59 0 2 03 02 001 050	XIII MES	6.595,00
5 59 0 2 03 02 001 071	CUOTA PATRONAL DE SEGURO SOCIAL	9.855,00
5 59 0 2 03 02 001 072	CUOTA PATRONAL SEGURO EDUCATIVO	1.187,00
5 59 0 2 03 02 001 073	CUOTA PATRONAL DE RIEGO PROFESIONAL	1.662,00
5 59 0 2 03 02 001 074	CUOTA PATRONAL PARA FONDO COMPLEMENTARIO	238,00
5 59 0 2 03 02 001 076	CUOTA PATRONAL ESP- ENFERMEDAD Y MATERNIDAD	594,00
5 59 0 2 03 02 001 099	CREDITO RECONOCIDO POR COMBUSTIBLE	1.500,00
5 59 0 2 03 02 001 109	OTROS ALQUILERES	5.000,00
5 59 0 2 03 02 001 189	OTROS MANTENIMIENTO Y REPARACIONES	13.000,00
5 59 0 2 03 02 001 214	PRENDAS DE VESTIR	3.000,00
5 59 0 2 03 02 001 221	DIESEL	23.000,00
5 59 0 2 03 02 001 224	LUBRICANTES	8.000,00
5 59 0 2 03 02 001 280	REPUESTOS	15.000,00
5 59 0 2 03 02 001 293	COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES	500,00
5 59 0 2 03 02 001 314	TERRESTRE	820,00
5 59 0 2 03 02 001 370	MAQUINARIA Y EQUIPO VARIOS	8.000,00
5 59 0 2 03 02 001 544	SANEAMIENTO DE TIERRAS	23.000,00
5 59 0 2 03 02 001 595	CREDITO R.X. OBRAS SANITARIAS(SANEAMIENTO DE TIERRAS)	6.000,00
5 59 0 3	Administracion de Justicia	126.708,00
5 59 0 3 00 01 001	Corregiduria Legal	126.708,00
5 59 0 3 00 01 001 001	PERSONAL FIJO (SUELDO)	93.000,00
5 59 0 3 00 01 001 002	PERSONAL TRANSITORIO (SUELDO)	6.250,00
5 59 0 3 00 01 001 050	XIII MES	8.275,00
5 59 0 3 00 01 001 071	CUOTA PATRONAL DE SEGURO SOCIAL	12.366,00
5 59 0 3 00 01 001 072	CUOTA PATRONAL SEGURO EDUCATIVO	1.489,00
5 59 0 3 00 01 001 073	CUOTA PATRONAL DE RIEGO PROFESIONAL	2.085,00
5 59 0 3 00 01 001 074	CUOTA PATRONAL PARA FONDO COMPLEMENTARIO	298,00
5 59 0 3 00 01 001 076	CUOTA PATRONAL ESP- ENFERMEDAD Y MATERNIDAD	745,00
5 59 0 3 00 01 001 115	TELECOMUNICACIONES	600,00
5 59 0 3 00 01 001 120	IMPRESIÓN, ENCUADERNACION Y OTROS	600,00
5 59 0 3 00 01 001 181	MATERIALES Y REP. DE EDEIFICIOS	200,00
5 59 0 3 00 01 001 211	ACABADO TEXTIL	100,00
5 59 0 3 00 01 001 275	UTILES Y MATERIALES DE OFICINA	400,00
5 59 0 3 00 01 001 340	EQUIPO DE OFICINA	100,00
5 59 0 3 00 01 001 350	MOBILIARIO DE OFICINA	100,00
5 59 0 3 00 01 001 380	EQUIPO DE COMPUTACIÓN	100,00