



**PLAN DE EXPANSIÓN
DE REFERENCIA
GENERACIÓN • TRANSMISIÓN
2005 • 2019**

ISBN 958 - 97750 - 7 - 1



Libertad y Orden

REPÚBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

**PLAN DE EXPANSIÓN
DE REFERENCIA
GENERACIÓN • TRANSMISIÓN
2005 • 2019**

Ministerio de Minas y Energía
Unidad de Planeación Minero Energética

Ministro de Minas y Energía
Luis Ernesto Mejía Castro

Director General UPME
Carlos Arturo Flórez Piedrahita

Subdirector de Planeación Energética
Alberto Rodríguez Hernández

Elaboró
Subdirección de Planeación Energética

Con la asesoría del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión – CAPT, conformado por:

Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica S.A. E.S.P.
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.
Cerromatoso
Occidental de Colombia, Inc
Diacó S.A.
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
Codensa S.A. E.S.P.
Emgesa S.A. E.S.P.
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.
Empresa de Energía de Bogotá S.A E.S.P.
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.

Equipo de trabajo UPME
Jairo Ovidio Pedraza Castañeda
Claudia Cristina Estrada Montes
José Vicente Dulce Cabrera
Francisco de Paula Toro Zea
Luis Carlos Romero Romero
Beatriz Herrera Jaime
Denice Jeanneth Romero López
Javier Andrés Martínez Gil
Jaime Fernando Andrade Mahecha
Henry Josué Zapata Lesmes
Ismael Concha Perdomo

Tabla de Contenido

INTRODUCCIÓN	9
1 SITUACIÓN ECONÓMICA	13
1.1 AVANCE DEL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO 2002 - 2006 - HACIA UN ESTADO COMUNITARIO	13
1.2 INDICADORES ECONÓMICOS	14
1.2.1 Crecimiento de la economía	14
1.2.2 Tasa de desempleo	17
1.2.3 Tasa Representativa del Mercado	18
1.2.4 Deuda externa	18
1.3 Exportaciones e importaciones	13
2 SITUACIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD	23
2.1 DEMANDA DE ENERGÍA	23
2.1.1 Evolución histórica de la demanda de Energía Eléctrica en Colombia	23
2.1.1.1 Desviación de los modelos	26
2.1.2 Evolución histórica de la demanda de Energía Eléctrica en Ecuador	31
2.1.3 Evolución histórica de la demanda de Energía Eléctrica en Panamá	33
2.2 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN	35
2.2.1 Capacidad instalada y generación en Colombia	35
2.2.1.1 Disponibilidad de plantas de generación	36
2.2.1.2 Disponibilidad de recursos hídricos	36
2.2.1.3 Generación de energía eléctrica en Colombia	37

Tabla de Contenido

2.2.2	Capacidad instalada y generación en Ecuador	40
2.2.3	Capacidad Instalada y Generación en Panamá	41
2.3	RESEÑA DEL SISTEMA DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA PARA LOS PAÍSES DE AMÉRICA CENTRAL – SIEPAC.	42
2.3.1	Características técnicas	42
2.3.2	Características comerciales	44
2.4	LA TRANSMISIÓN	46
2.4.1	Descripción del Sistema de Transmisión Nacional	46
2.4.2	Expansión del Sistema de Transmisión Nacional	46
2.4.3	Ingreso regulado del STN	47
2.5	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	49
2.6	ESQUEMA REGULATORIO 2004 – 2005	54
2.6.1	Conexiones internacionales	54
2.6.2	Convocatorias UPME	55
2.6.3	Transmisión de energía eléctrica	55
2.6.4	Activos de uso del nivel de tensión 4	56
2.6.5	Generación	56
2.6.6	Otras resoluciones CREG relacionadas	56
2.6.7	Proyectos de resolución CREG 2004 - 2005	57
2.6.8	Decretos y resoluciones del Ministerio de Minas y Energía	58
3	PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA ELÉCTRICA	61
3.1	METODOLOGÍA	61
3.2	SUPUESTOS MARZO DE 2005	62
3.2.1	Producto Interno Bruto	62
3.2.2	Pérdidas de energía eléctrica en el STN	63
3.2.3	Pérdidas de energía eléctrica en distribución	63
3.2.4	Cargas Especiales	64
3.2.5	Efectos climáticos	64
3.3	ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA ELÉCTRICA	65

Tabla de Contenido

4	DISPONIBILIDAD DE RECURSOS Y PROYECCIÓN DE PRECIOS	71
4.1	DISPONIBILIDAD DE RECURSOS	71
4.1.1	Carbón	71
4.1.2	Gas Natural	72
4.2	PROYECCIÓN DE PRECIOS	74
4.2.1	Carbón	74
4.2.1.1	Metodología	74
4.2.1.2	Escenarios de precios de carbón	75
4.2.1.3	Resultados	75
4.2.2	Gas Natural	76
4.2.2.1	Precio máximo del gas natural puestos en los puntos de entrada a los sistemas de transporte	76
4.2.2.2	Metodología	76
4.2.2.3	Precios del gas en boca de pozo	76
4.2.2.4	Precios de Transporte	78
4.2.2.5	Escenarios de Precios	78
5	ALTERNATIVAS Y ESTRATEGIAS DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN	81
5.1	SUPUESTOS EMPLEADOS EN LOS ANÁLISIS DE GENERACIÓN	82
5.1.1	Datos Colombia	82
5.1.2	Datos Ecuador	83
5.1.3	Datos Panamá	83
5.1.4	Datos Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala	84
5.2	EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO	84
5.3	EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO	87
5.3.1	Proyecciones de demanda de energía y potencia en Ecuador	87
5.3.2	Proyectos de expansión en Ecuador	88
5.4	DEMANDA DE ENERGÍA Y EXPANSIÓN DEL SISTEMA SIEPAC	89
5.4.1	Proyecciones de demanda de energía sistema SIEPAC	89

Tabla de Contenido

5.4.2	Proyectos de expansión en el Sistema SIEPAC	89
5.5	COSTOS DE REFERENCIA DE GENERACIÓN	91
5.6	REQUERIMIENTOS DE GENERACIÓN POR POTENCIA	91
5.7	REQUERIMIENTOS DE GENERACIÓN POR ENERGÍA EN EL CORTO Y LARGO PLAZO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO	93
5.7.1	Análisis del sistema eléctrico Colombia interconectado con Ecuador-Perú	93
5.7.2	Sensibilidades del análisis sistema eléctrico Colombia interconectado con Ecuador-Perú	96
5.7.2.1	Caso sistema eléctrico colombiano Interconectado con Ecuador-Perú considerando la salida de operación de la cadena hidroeléctrica Paraíso – La Guaca	96
5.7.2.2	Caso sistema eléctrico colombiano interconectado con Ecuador-Perú considerando demanda máxima en Colombia	98
5.7.2.3	Caso sistema eléctrico colombiano autónomo	99
5.7.3	ANÁLISIS SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIA INTERCONECTADO CON ECUADOR-PERU Y SISTEMA SIEPAC	100
5.8	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	104
6	EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN	107
6.1	ENFOQUE DEL ANÁLISIS PARA LA REVISIÓN DEL PLAN	107
6.2	INFORMACIÓN BÁSICA	108
6.3	ANÁLISIS DE LARGO PLAZO	110
6.3.1	Análisis Área Bogotá	110
6.3.2	Análisis Área Nordeste	110
6.3.3	Análisis Área EPSA	111
6.3.4	Análisis Área Caldas – Quindío – Risaralda	111
6.3.5	Análisis Área EEPPM	112
6.3.6	Análisis Área Tolima – Huila – Caqueta	112
6.3.7	Análisis Área Cauca – Nariño	112
6.3.8	Análisis Área Bolívar	112
6.3.9	Análisis Área Guajira – Cesar – Magdalena	112
6.3.10	Análisis Área Chinú	113
6.3.11	Análisis Área Cerromatoso	113

Tabla de Contenido

6.4	ANÁLISIS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO	113
6.4.1	Análisis del adelanto del proyecto Primavera – Bacatá 500 kV	113
6.4.2	Análisis del adelanto del proyecto Bolívar – Copey – Ocaña – Primavera 500 kV	114
6.4.3	Análisis Área Bogotá	115
6.4.3.1	Impacto retiro de la cadena Paraíso – La Guaca (Pagua)	115
6.4.3.2	Alternativas de expansión área Bogotá	116
6.4.4	Análisis Área Meta	123
6.4.5	Análisis Área Nordeste	123
6.4.6	Análisis Área Caldas – Quindío - Risaralda	123
6.4.7	Análisis Área EEPPM	124
6.4.8	Análisis Área EPSA	125
6.4.9	Análisis Área Tolima - Huila – Caquetá	127
6.4.10	Análisis Área Chinú	127
6.4.11	Análisis Área Cauca – Nariño	128
6.4.12	Análisis Área Bolívar	129
6.4.13	Análisis Área Atlántico	129
6.4.14	Análisis Área Guajira – Cesar – Magdalena	129
6.4.15	Análisis Área Cerromatoso	130
6.4.16	Análisis Área Chocó	130
6.4.17	Nivel de Corto Circuito en las Subestaciones del STN	130
6.4.18	Conexión del Proyecto de generación Porce III	131
6.5	ANÁLISIS DE LA INTERCONEXIÓN COLOMBIA - ECUADOR CON SIEPAC	131
6.5.1	Modelamiento del Sistema Eléctrico	132
6.5.2	Alternativas de Interconexión Colombia – Ecuador con el SIEPAC	132
6.5.3	Modelamiento de la interconexión DC	133
6.5.4	Análisis de estabilidad	134
6.5.4.1	Estabilidad de Voltaje	135
6.5.4.2	Estabilidad Transitoria	137
6.5.4.3	Estabilidad de Pequeña Señal	139
6.5.4.4	Sincronización Colombia – SIEPAC 230 kV AC	139

Tabla de Contenido

6.5.4.5	Pérdidas de Potencia y Regulación de Voltaje	139
6.6	ANÁLISIS COLOMBIA – ECUADOR – SIEPAC - VENEZUELA	141
6.6.1	Estabilidad Transitoria	141
6.7	RESULTADOS DEL PLAN 2005	142
7	GESTIÓN AMBIENTAL EN LA EXPANSIÓN ELÉCTRICA	145
7.1	PAGO DE TRANSFERENCIAS POR VENTA DE ENERGÍA	145
7.2	Emisiones de CO ₂	146
7.3	Línea base para proyectos de generación interconectados a la red que apliquen al MDL	148
7.3.1	Construcción marginal	149
7.3.2	Operación marginal para proyectos de pequeña escala	149
7.3.3	Línea base para proyectos de pequeña escala	149
7.3.4	Margen de Operación para proyectos de escala completa	150
	ANEXOS	
Anexo A.	Precios Gas Plantas Térmicas	153
Anexo B.	Costos Indicativos de Generación	164
Anexo C.	Planes de Expansion OR	168
Anexo D.	Niveles de Cortocircuito en las Subestaciones del STN	186
Anexo E.	Fuentes no Convencionales de Energía	188
Anexo F.	Diagramas Unifilares de Ecuador	192
Anexo G.	Diagramas Unifilares de Panamá	198
Anexo H.	Descripción de Eventos y Disponibilidad de Subsistemas Eléctricos del STN Periodo Diciembre 2003 – Diciembre 2004	201
	SIGLAS	204
	UNIDADES DE MEDIDA	204
	MÚLTIPLOS Y SUBMÚLTIPLOS	204

INTRODUCCIÓN

En cumplimiento de las funciones asignadas a la Unidad de Planeación Minero Energética, a través de la Ley 143 de 1994 o Ley Eléctrica, presentamos el “Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2005 – 2019”. Este documento es producto del trabajo de la Unidad durante el año 2005, con apoyo del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión CAPT y la colaboración de las entidades que nos suministran información así como la de aquellos que presentaron comentarios a la versión preliminar del Plan.

Con el planeamiento se busca tener una visión a futuro de un sistema con el fin de estimar o definir los requerimientos para atender sus necesidades, para lo cual resulta fundamental contar con la mejor información de la situación actual del sistema y las variables que permiten predecir su comportamiento.

Para la definición del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión – STN es insumo fundamental la información que entregan los Operadores de Red sobre sus sistemas actuales, sus planes de expansión y futuras conexiones al STN. De ello dependerá en gran medida que el Plan de Expansión del STN responda integralmente a las necesidades del STN y de los OR.

En el planeamiento eléctrico la necesidad a satisfacer es la demanda de electricidad – potencia y energía - cumpliendo con criterios de calidad y confiabilidad. En este documento se presenta la evolución de la demanda de energía eléctrica y su proyección de largo plazo con supuestos a marzo de 2005, con la cual se elaboraron los análisis del Plan.

Dentro de un desarrollo globalizado, día a día la interconexión de los mercados energéticos regionales adquiere mayor relevancia. En el caso de Colombia, el presente

plan examina los intercambios con los países de Centroamérica (SIEPAC) y de la Comunidad Andina. En este documento se incluye información relevante de los sistemas de eléctricos de estos países. Así mismo, se presentan algunos análisis eléctricos y de desempeño de las alternativas de interconexión con Centroamérica consideradas en la anterior versión del Plan.

Con base en los análisis realizados, en esta revisión del Plan se recomienda llevar a cabo el adelanto de la entrada en operación de la segunda línea de interconexión entre el interior y la Costa Atlántica, conformada por los trayectos a 500 kV Bolívar – Primavera y Primavera - Bacatá, y la entrada de la subestación Sub220 220/115 kV, la cual se conecta al Sistema mediante la reconfiguración de la línea Pance – Yumbo a 220 kV.

Siendo Colombia un país afortunado al tener diversidad de fuentes primarias para la producción de energía eléctrica como gas natural, carbón mineral y potencial hidroeléctrico, es de considerar que esta característica representa un mayor grado de dificultad e incertidumbre en los ejercicios de planeación. Al tiempo, se cuenta con alternativas que permitan reducir la vulnerabilidad en la producción mediante la diversificación de las fuentes de producción.

Los análisis del Plan en cuanto a expansión de generación son resultado de la simulación de la operación del sistema eléctrico nacional interconectado con los sistemas de países vecinos con horizonte al año 2014. El documento contiene diferentes alternativas y estrategias de las cuales se destacan como principales resultados que en el periodo 2010 – 2014 para el escenario de operación coordinada Colombia - Ecuador se requieren, además de la entrada en operación de los 660 MW de Porce III, 320 MW adicionales, a los cuales deberán sumarse 330 MW en el caso de considerar la interconexión con Panamá.

Finalmente, esperamos que este Documento sea fuente de información oportuna para los agentes del sector. A la vez esperamos su retroalimentación en procura de contar con un producto que se ajuste cada vez más a las necesidades de nuestros clientes.

1 Situación Económica



1. SITUACIÓN ECONÓMICA

1.1 AVANCE DEL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO 2002 - 2006 - HACIA UN ESTADO COMUNITARIO

Es importante señalar los avances alcanzados en Colombia en el cumplimiento de los objetivos, que en materia de energía eléctrica, definió el Plan Nacional de Desarrollo 2002 - 2006, aprobado mediante Ley 812 de 2003, destacando los siguientes:

- Promoción de la participación privada: En la actualidad todas las actividades de la cadena de energía eléctrica cuentan con la participación privada; se han establecido mecanismos encaminados a solucionar la crisis financiera del sector, principalmente de las empresas distribuidoras y comercializadoras. Se ha incrementado la participación de los comercializadores puros, que en su mayoría son cien por ciento privados, se adelantan proyectos de generación de iniciativa privada y el gobierno nacional continúa con el plan de vinculación de capital privado en algunas de las electrificadoras del Estado.
- Aseguramiento de la oferta energética: La capacidad instalada ha respondido satisfactoriamente al crecimiento de la demanda del país y ha atendido las necesidades de exportación al vecino país de Ecuador, superando con éxito las temporadas de verano.
- Fortalecimiento del mercado: Colombia es uno de los países de la región que se destaca por haber consolidado un Mercado de Energía, estructurado y en funcionamiento, lo que se refleja en un mayor dinamismo en los contratos de largo

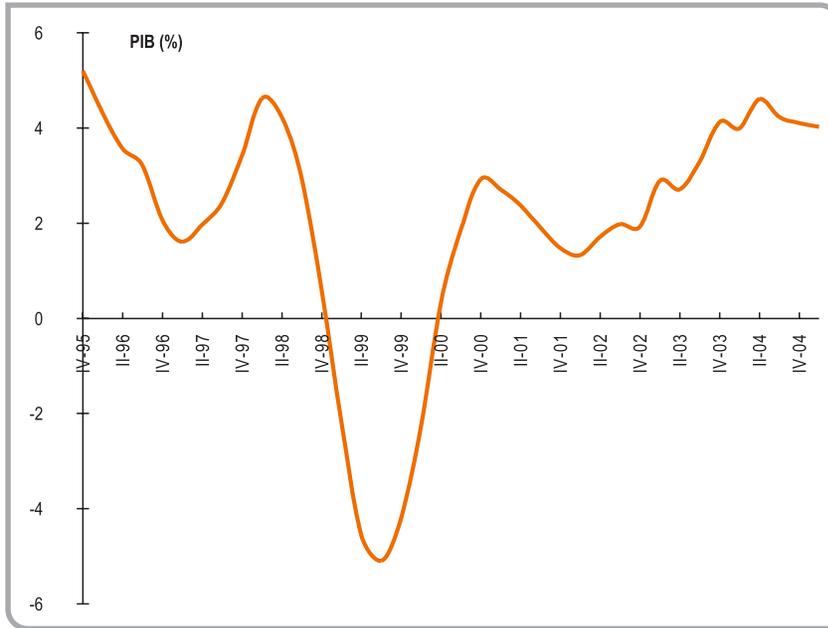
plazo y en el incremento de las transacciones en bolsa. Se ha desarrollado un esquema de mercado que define las relaciones comerciales entre los diferentes agentes de la cadena y se prevé el desarrollo de nuevos mecanismos de mercado como son el Sistema Electrónico de Contratos (SEC) y el mercado de futuros.

- Desarrollo de esquemas para la ampliación de la cobertura: En general, tanto en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) como en las Zonas no Interconectadas (ZNI), contribuye para el desarrollo de infraestructura, la creación del Fondo de Apoyo para la Electrificación Rural (FAER) y el Fondo de Apoyo para las Zonas no Interconectadas (FAZNI), mecanismos a través de los cuales se aumenta la cobertura en el país y el Fondo de Energía Social (FOES) con el que se canalizan recursos para la normalización de usuarios de los estratos más pobres generalmente localizados en las zonas subnormales y conectados en forma fraudulenta a la red, igualmente contribuye al saneamiento de las finanzas de los Operadores de Red (OR's).
- Promoción de la integración energética regional: La UPME adelantó el proceso de convocatoria pública para seleccionar al inversionista que desarrollará el nuevo enlace eléctrico con Ecuador, que entrará en operación en el primer semestre del año 2007. En el marco de la Decisión 536 de la Comunidad Andina de Naciones, que creó el Comité Andino de Organismos Normativos y Reguladores del Servicio de Electricidad - CANREL -, se continua trabajando en la armonización del Marco Regulatorio que facilite e impulse las interconexiones internacionales a nivel regional, con una visión de integración con otras regiones económicas como MERCOSUR y con el proyecto SIEPAC.

1.2 INDICADORES ECONÓMICOS

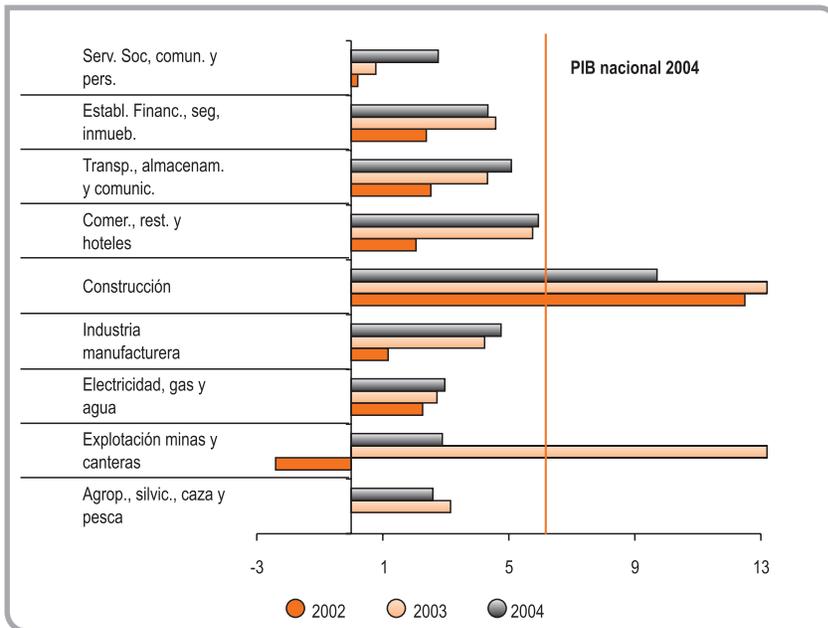
1.2.1 Crecimiento de la economía

A partir del segundo semestre del año 2002 la economía nacional presenta una tendencia de crecimiento con pequeñas oscilaciones, registrándose en el segundo trimestre del año 2004 una variación anual del PIB de 4.6%, que corresponde al mayor crecimiento acumulado anual desde 1996. Sin embargo, esta tendencia se invierte en los últimos tres trimestres, hasta alcanzar un valor del 4%. En pesos constantes de 1994, el PIB ascendió a \$83.37 billones. La Gráfica 1-1 presenta la variación trimestral acumulada anual del PIB.



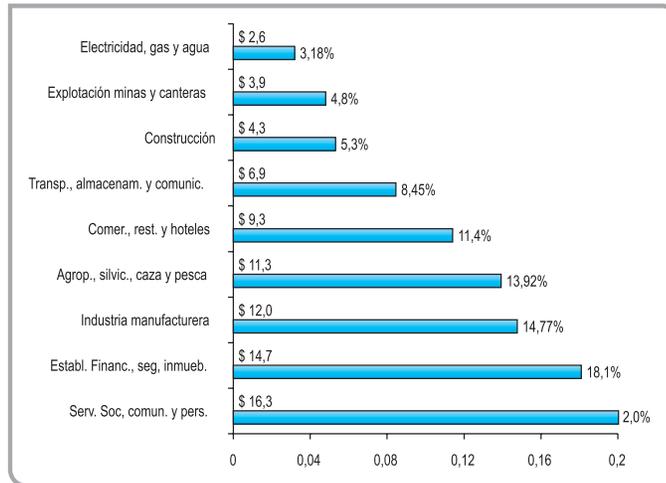
Gráfica 1-1. Variación anual del PIB.

En el año 2004 con respecto al año anterior, crecieron los sectores de electricidad, gas y agua, al pasar de 2.7% al 3%, industria manufacturera, de 4.2% a 4.8 % y transporte y comunicaciones, aumentó del 4.3% al 5.1%. El sector de la construcción a pesar de haber disminuido su ritmo de crecimiento en el año 2004 (pasó del 13.4% al 9.7%), sigue siendo el sector con mayor crecimiento de la economía.



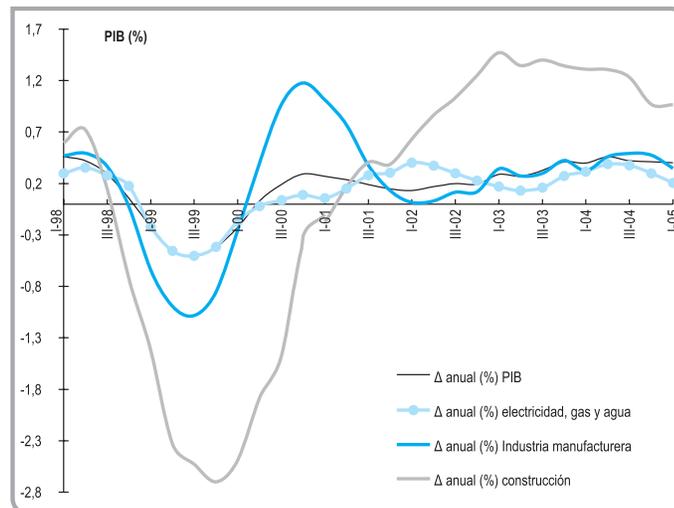
Gráfica 1-2. Crecimiento PIB por actividades económicas.

El PIB en el año 2004, exceptuando IVA y subvenciones, en pesos constantes de 1994 alcanzó la cifra de \$77.68 billones, la actividad económica que más aportó al crecimiento de la economía fue el de *Servicios Sociales, Comunes y Personales*, con \$16.82 billones, lo que equivale a una contribución del 20% del PIB; en contraste, el sector que menos aportó al crecimiento económico fue el de *Electricidad, Gas y Agua*, con el 3.2%. La Gráfica 1-3 presenta la participación de cada sector en el PIB del año 2004, en billones de pesos constantes de 1994 y en porcentaje.



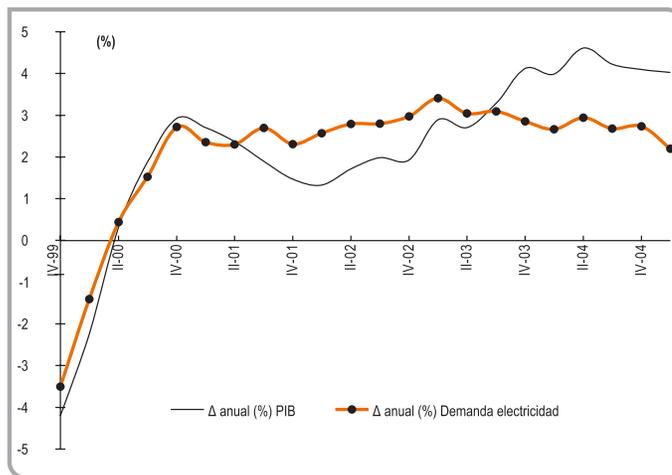
Gráfica 1-3. Participación por sectores en el PIB del año 2004.

La Gráfica 1-4 compara el PIB nacional con el de los sectores de *Electricidad, Gas y Agua* y con el de sectores electrointensivos como la *Industria Manufacturera* y la *Construcción*. Se observa una fuerte correlación del PIB nacional con el de la *Electricidad, Gas y Agua*, especialmente en los últimos trimestres, igualmente la *Industria Manufacturera* y la *Construcción* inciden directamente en el comportamiento del PIB nacional.



Gráfica 1-4. Variación anual PIB vs. Sectores de la economía.

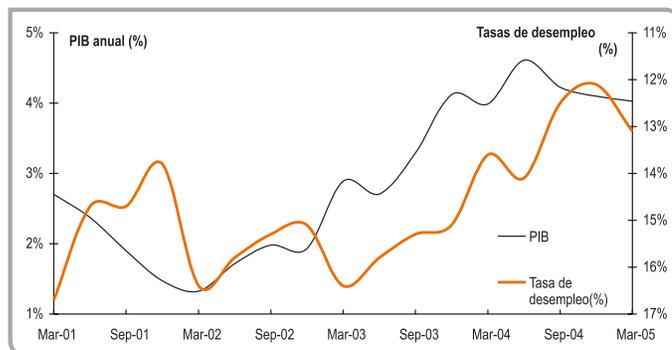
Históricamente se han observado valores cercanos en las variaciones porcentuales de la demanda nacional de energía eléctrica y del PIB, sin embargo, a partir del tercer trimestre del año 2003 este comportamiento parece cambiar, las variaciones de la demanda eléctrica no han seguido el mismo patrón del PIB y las diferencias entre los mismos aumenta con respecto a los datos históricos, siendo mayor el crecimiento del PIB. La Gráfica 1-5 muestra la variación del PIB y de la demanda nacional de energía eléctrica desde el año 1999.



Gráfica 1-5. Variación PIB vs. Demanda de energía eléctrica.

1.2.2 Tasa de desempleo

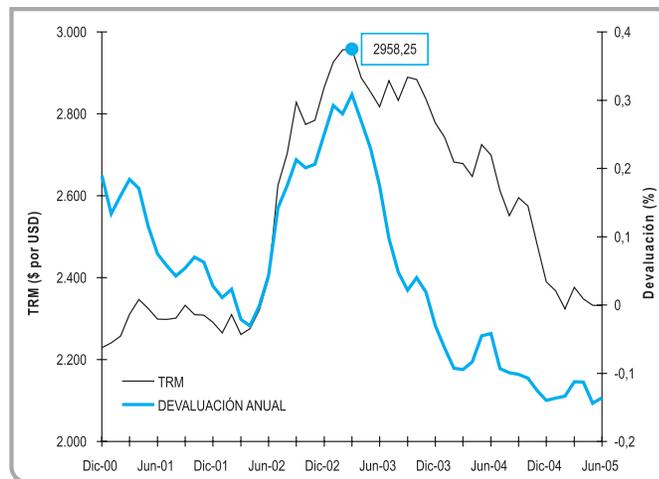
En los últimos cuatro años el desempleo a nivel nacional presenta una tendencia decreciente con leves variaciones, al pasar del 16.7% en marzo del 2001 a 12.1% en diciembre de 2004, lo cual se explica con el cambio de metodología empleado para el cálculo y con la senda del crecimiento de la economía, tal y como se observa en la Gráfica 1-6. En el primer trimestre del 2005 se registra un deterioro en la tasa de desempleo, situándose en 13.1%.



Gráfica 1-6 Variación PIB vs. Tasa de desempleo.

1.2.3 Tasa Representativa del Mercado

El peso colombiano continúa con su tendencia revaluacionista que inició en marzo de 2003, momento en el que la TRM alcanzó su máximo histórico de \$2,958.25. A partir de diciembre de 2003 y hasta agosto de 2004, la revaluación llegó a cifras de un solo dígito; a partir de esta última fecha y hasta junio de 2005, la revaluación ha sido de dos dígitos llegando al máximo histórico de 14.4% en mayo de 2005, con un valor de TRM de \$2,332.79, igualando los valores existentes del primer trimestre del 2001. La Gráfica 1-7 ilustra el comportamiento histórico de la TRM y la devaluación.

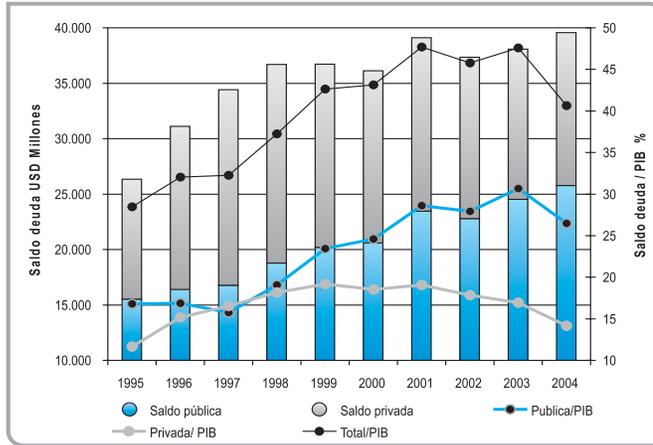


Gráfica 1-7. Tasa representativa del mercado vs. Devaluación.

1.2.4 Deuda externa

A diciembre de 2004, el saldo de la deuda pública asciende a USD 25,779 millones y el de la deuda privada a USD 13,792 millones, para un total de USD 39,571 millones, que equivale al 40.6% del PIB. En lo corrido del 2004, el saldo de la deuda pública, en proporción al PIB, disminuyó del 30.7% al 26.5%, mientras que el saldo de la deuda privada se redujo del 16.9% al 14.2%, para una variación total de saldo de deuda pública más privada del 47.6% al 40.6%. Sin embargo, el saldo total pasó de USD 38,066 millones a USD 39,571 millones. La Gráfica 1-8 indica las variaciones en el saldo de la deuda por sectores y como porcentaje del PIB.

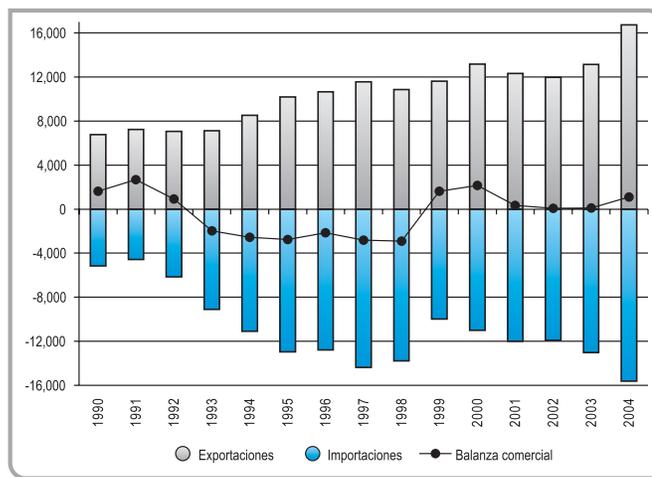
Durante el periodo 2000 - 2004 se observa una tendencia decreciente en el endeudamiento del sector privado en proporción al PIB, mientras que para el sector público la proporción del saldo de deuda, en este mismo período, ha aumentado.



Gráfica 1-8. Comportamiento de la deuda externa.

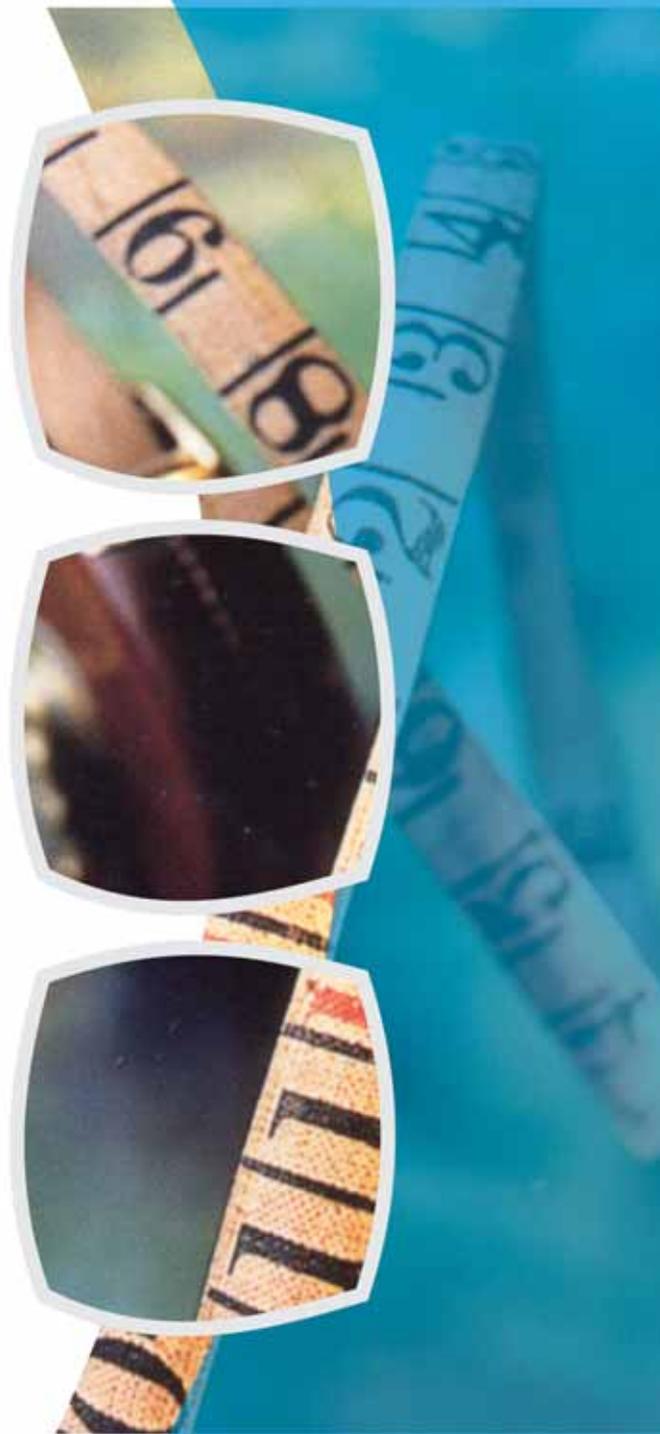
1.3 EXPORTACIONES E IMPORTACIONES

Como se observa en la Gráfica 1-9, durante el período comprendido entre 1993 y 1998 el país registró déficit en la balanza comercial, alcanzando una cifra cercana a los USD 3,000 millones en el año 1998. En los años 1999 y 2000, las exportaciones tuvieron un fuerte repunte, gracias al incremento en las exportaciones de petróleo y derivados, que registró aumentos del 61.2% y 27.2% con respecto al año inmediatamente anterior, lo que permitió que en estos años se registrara superávit de USD 1.62 y USD 2.16 miles de millones, respectivamente. En el año 2001, se reduce el saldo positivo de la balanza comercial a USD 333 millones y en el 2002 fue de USD 78 millones. Esta reducción en la balanza comercial se debe a la reducción en las exportaciones de petróleo y derivados en 31.2% en el año 2001 y 0.3% en el año 2002 y a un incremento en las importaciones.



Gráfica 1-9. Comportamiento histórico de la Balanza Comercial.

2 Situación del Mercado de Electricidad



2. SITUACIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD

2.1 DEMANDA DE ENERGÍA

2.1.1 Evolución histórica de la demanda de energía eléctrica en Colombia

Para el análisis de la evolución de la demanda de energía eléctrica se emplean los siguientes indicadores:

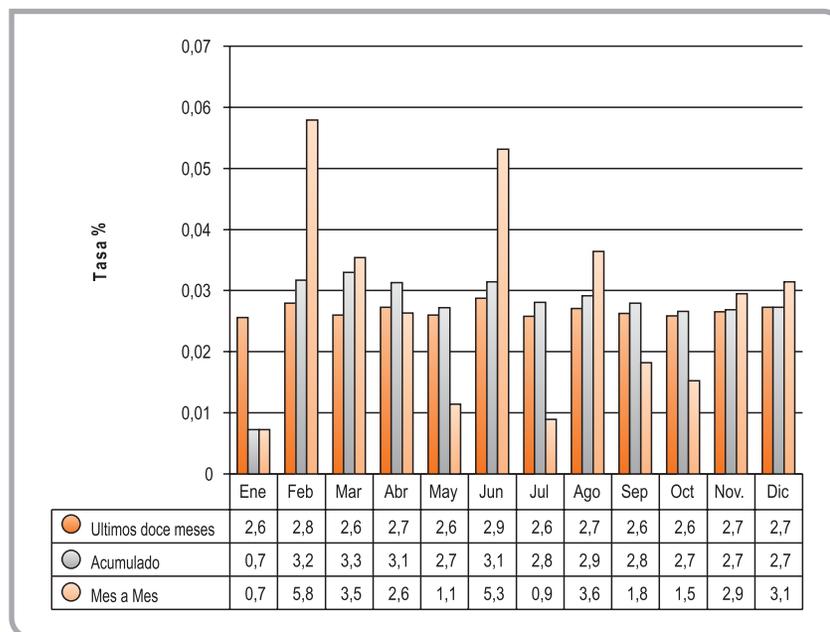
- 1) Últimos doce meses: Compara el crecimiento de la demanda acumulada de los últimos 12 meses con respecto al periodo de 12 meses inmediatamente anterior.
- 2) Acumulado: Compara la demanda acumulada de lo transcurrido del año en curso con respecto al mismo periodo del año anterior.
- 3) Mes a Mes: Compara la demanda de un mes con el mismo del año inmediatamente anterior. De esta forma, el indicador Mes a Mes de enero coincide con el acumulado de enero.

Debido a que el 2004 presenta un día más por ser bisiesto, el comportamiento de la demanda difiere en un día respecto de un año normal, razón por la cual adicionalmente se incluye el análisis de evolución de las tasas de crecimiento teniendo en cuenta la corrección por ese día adicional.

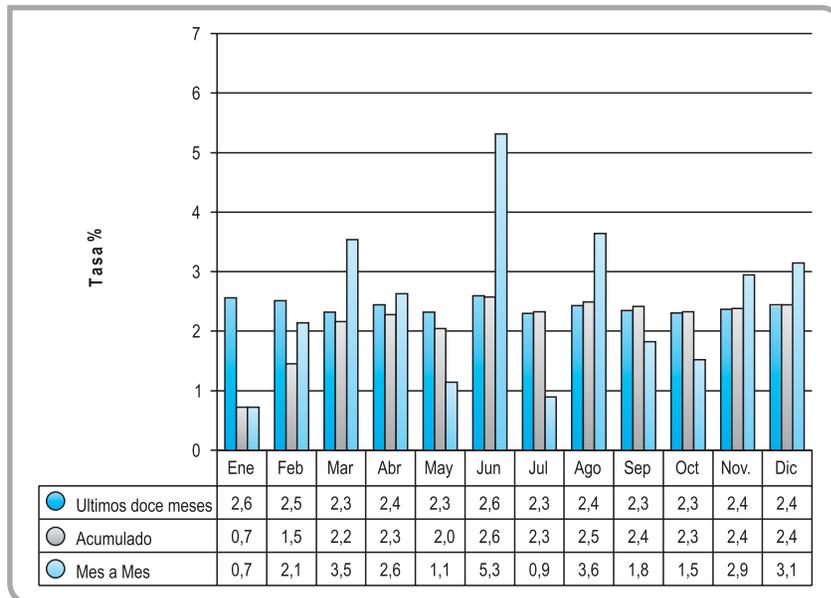
En general, se aprecia que la demanda de energía eléctrica continúa con la tendencia de crecimiento, si bien se observa para el 2004 una desaceleración con respecto al 2003.

La demanda total doméstica de 2004 fue de 47,019 GWh, que equivale a un 2.73% por encima del total acumulado a la misma fecha en el año 2003. Sin embargo, si se corrige el efecto del año bisiesto, normalizando la demanda sobre el total de días transcurridos, el crecimiento acumulado sería de 2.45%.

En cuanto al crecimiento mes a mes, en el último semestre se aprecia claramente el “efecto calendario” producido por los días festivos, de menor consumo, que incide en el crecimiento de la demanda, es así como junio del 2003 presentó tres festivos mientras que en junio del 2004 solo ocurrieron dos, por lo que en el 2004 se presenta un mayor crecimiento.



Gráfica 2-1. Seguimiento mensual de la demanda de energía eléctrica 2004 sin corregir el efecto de año bisiesto.

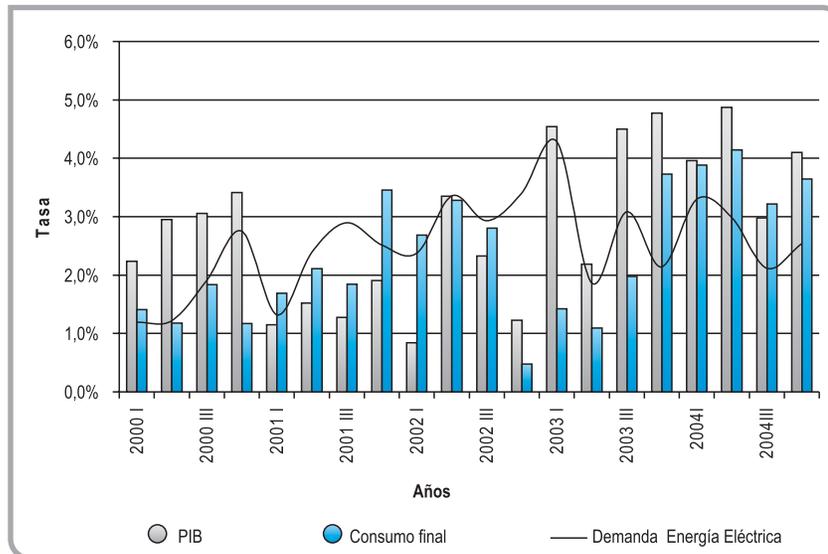


Gráfica 2-2. Seguimiento mensual de la demanda de energía eléctrica 2004 corrigiendo el efecto de año bisiesto.

En julio de 2003 no se presentaron festivos en días diferentes al domingo pero el 2004 presentó dos que correspondieron a días comerciales, lunes y martes, por ello el crecimiento mes a mes es menor.

Agosto tuvo el mismo número de festivos en el 2004 que en el 2003, pero uno de estos fue un día sábado, mientras que en el año anterior este había correspondido al día jueves, adicionalmente en ese mes se presentó un aumento en la demanda de energía en los sábados no festivos con respecto a lo observado en el mes inmediatamente anterior y posterior. En diciembre se observó un repunte en el crecimiento de la demanda al compararlo con el 2003 igualmente atribuible a la composición del calendario.

Cuando se compara la tendencia de crecimiento de demanda de energía eléctrica trimestral, con variables de tipo macroeconómico como PIB y consumo final de los sectores económicos se observa que en general se mantiene una correlación entre ellas, como se aprecia en la Gráfica 2-3.



Fuente: DANE, CND

Gráfica 2-3. Evolución trimestral del crecimiento del PIB, consumo final de los sectores económicos y la demanda de energía eléctrica.

2.1.1.1 Desviación de los modelos

- **Año 2004**

Al comparar los pronósticos realizados para el 2004¹ frente a la demanda real de energía eléctrica, se observa que el comportamiento de la demanda de energía eléctrica se mantuvo dentro de la franja de escenarios de proyección esperada, salvo lo ocurrido en enero y diciembre, desviaciones que sin embargo no superan los límites de confianza de los modelos que son del orden del 3 %. La Tabla 2-1, muestra los escenarios y la desviación de la demanda real con respecto al pronóstico medio.

En el total del año, la desviación acumulada de la demanda real vs la proyectada fue de 0.16% que implica una diferencia de la demanda acumulada de 75 GWh.

¹ Se realizó revisión de escenarios en noviembre de 2003 y en marzo, junio y noviembre de 2004.

ENERGIA GWh	REAL GWh	ESPERADO ESC. MEDIO	DESVIACION CON RESPECTO AL ESCENARIO MEDIO	ESPERADO ESC. ALTO	ESPERADO ESC. BAJO	DIFERENCIA MEDIO GWh
ENE	3810	3896	-2,20%	3944	3843	-85,5
FEB	3744	3752	-0,22%	3798	3701	-8,1
MAR	4029	4001	0,70%	4040	3961	28,1
ABR	3791	3818	-0,70%	3855	3780	-26,7
MAY	3932	3959	-0,70%	3998	3921	-27,9
JUN	3836	3819	0,44%	3856	3782	16,6
JUL	3937	3950	-0,32%	3989	3911	-12,6
AGO	4027	3988	0,97%	4027	3949	38,8
SEP	3903	3937	-0,86%	3976	3899	-33,7
OCT	4000	4021	-0,51%	4060	3981	-20,3
NOV	3922	3915	0,18%	3919	3911	6,9
DIC	4088	4039	1,22%	4063	4035	49,3
Total año	47019	47094	0,16%			75

Fuente: UPME, CND

Tabla 2-1. Desviación del pronóstico de energía - 2004.

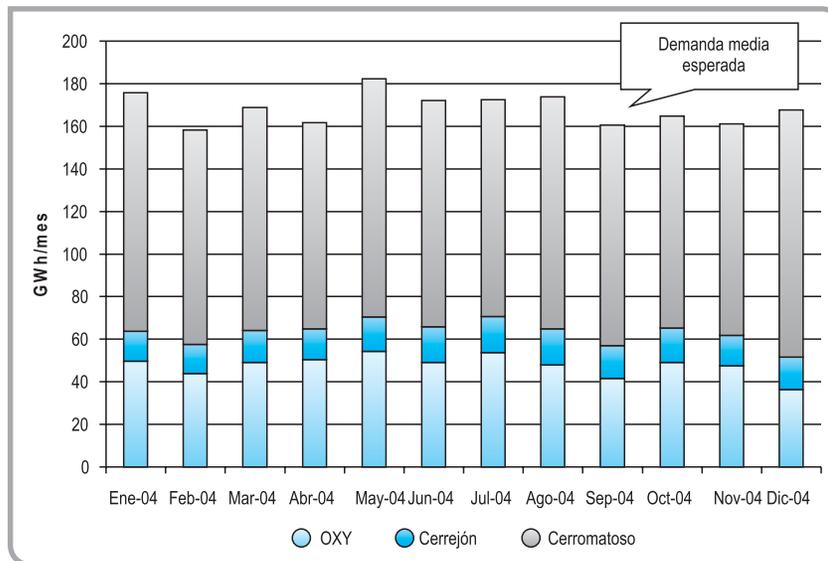
Al analizar el comportamiento de la demanda de potencia máxima mensual, se encuentran desviaciones superiores a lo esperado, en especial para el mes de septiembre donde el pronóstico sobreestimó la potencia en más del 5%. Sin embargo, la desviación de la potencia en el mes de diciembre, mes en el que generalmente se presenta el máximo requerimiento de potencia del año, se tuvo una desviación del 1%. En la Tabla 2-2, se muestra el seguimiento de esta variable durante año.

POTENCIA MW	REAL MW	ESPERADO ESC. MEDIO	DESVIACION CON RESPECTO AL ESCENARIO MEDIO	ESPERADO ESC. ALTO	ESPERADO ESC. BAJO	DIFERENCIA A MEDIO MW
ENE	7592	7906	-4,0%	8003	7797	-313,75
FEB	7745	7953	-2,6%	8051	7844	-208,08
MAR	8221	8020	2,5%	8098	7941	201,13
ABR	7925	7831	1,2%	7907	7754	94,36
MAY	8010	7875	1,7%	7952	7798	135,29
JUN	7883	7722	2,1%	7797	7646	161,41
JUL	7831	7813	0,2%	7889	7736	18,34
AGO	7773	7835	-0,8%	7912	7759	-62,47
SEP	7761	8196	-5,3%	8276	8116	-434,83
OCT	7797	8158	-4,4%	8238	8078	-360,71
NOV	7969	8100	-1,6%	8109	8093	-131,65
DIC	8332	8415	-1,0%	8466	8407	-82,21

Fuente: UPME, CND

Tabla 2-2. Desviación de pronóstico de potencia - 2004.

En cuanto a las cargas especiales industriales, en el 2004 éstas demandaron 2,019.2 GWh, lo cual representa un crecimiento del 10% respecto al año anterior. En la Gráfica 2-4 se puede apreciar la variación del comportamiento de estas cargas frente a una demanda promedio mensual estimada.

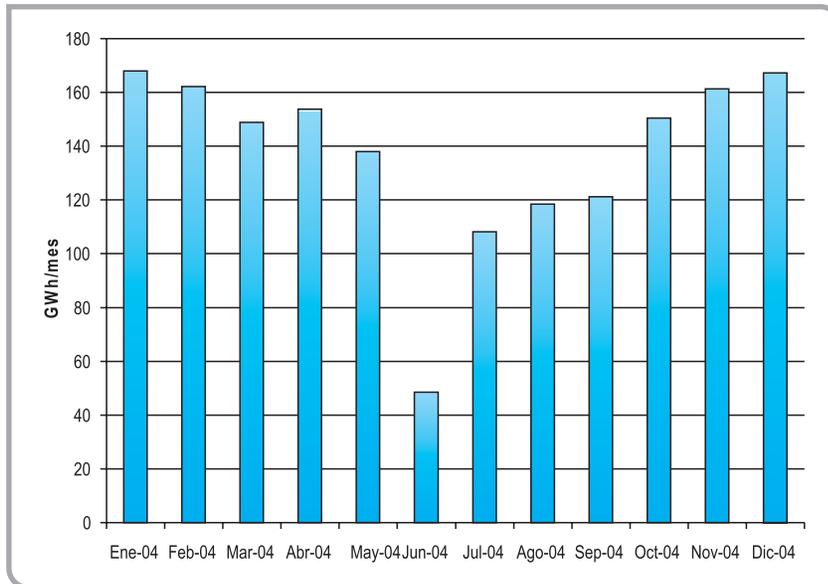


Fuente: UPME, CND

Gráfica 2-4. Evolución del comportamiento mensual de las cargas especiales vs. el consumo medio esperado en el 2004.

Respecto a la evolución de las TIEs, se observa que en el periodo enero a mayo, esta demanda tuvo una variación entre 138 y 168 GWh, con un notable decremento en junio producto de la disponibilidad de agua en el Ecuador, incrementándose en los meses subsiguientes hasta llegar nuevamente al nivel de 170 GWh en diciembre, como se aprecia en la Gráfica 2-5.

El total de demanda por TIE para el 2004 fue de 1,646 GWh, lo que representa un 55% de crecimiento con respecto al total demandado en el 2003. Si se descuenta lo sucedido en los meses de enero y febrero, teniendo en cuenta que el esquema de TIEs inició en marzo de 2003, el crecimiento fue de 24% con respecto al mismo periodo del año anterior.

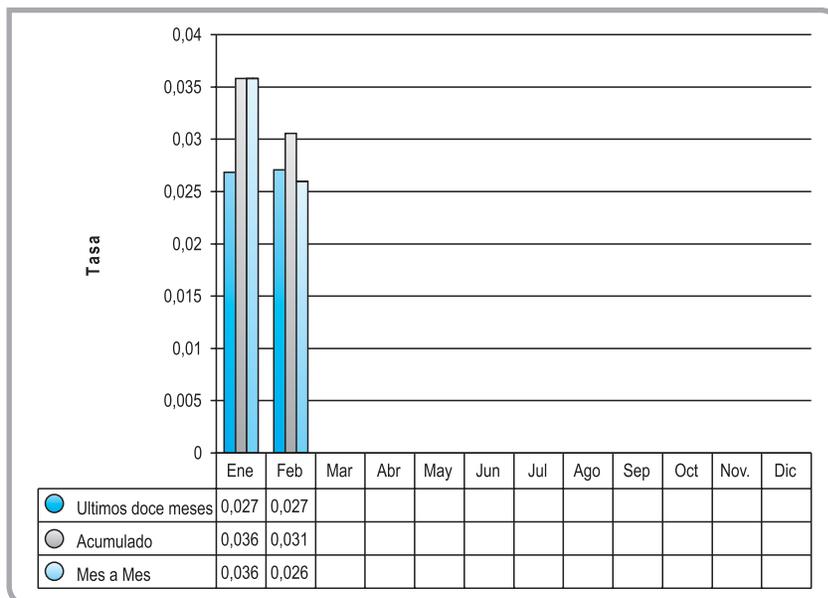


Fuente: UPME, CND

Gráfica 2-5. Evolución de las TIEs durante el 2004.

- Año 2005**

En lo transcurrido del año 2005 se ha observado que el crecimiento de la demanda de energía prosigue con la senda observada en el 2004, es así como el crecimiento de los últimos dos meses se encuentra alrededor del 2.7%. En la Gráfica 2-6 se observa la evolución.



Gráfica 2-6. Seguimiento mensual de la demanda de energía eléctrica 2005 corrigiendo el efecto de año bisiesto 2004.

Al comparar la demanda real con respecto a la revisión de escenarios realizada en noviembre se observa que la desviación máxima está en el rango del 1%.

ENERGIA GWh	REAL GWh	ESPERADO ESC. MEDIO	DESVIACION CON RESPECTO AL ESCENARIO MEDIO	ESPERADO ESC. ALTO	ESPERADO ESC. BAJO	DIFERENCIA MEDIO GWh
ENE	3947	3955	-0,20%	4041	3914	-7,9
FEB	3709	3748	-1,06%	3829	3710	-39,8
Total año	7655					

Fuente : UPME, CND

Tabla 2-3. Desviación de pronóstico de energía - 2005.

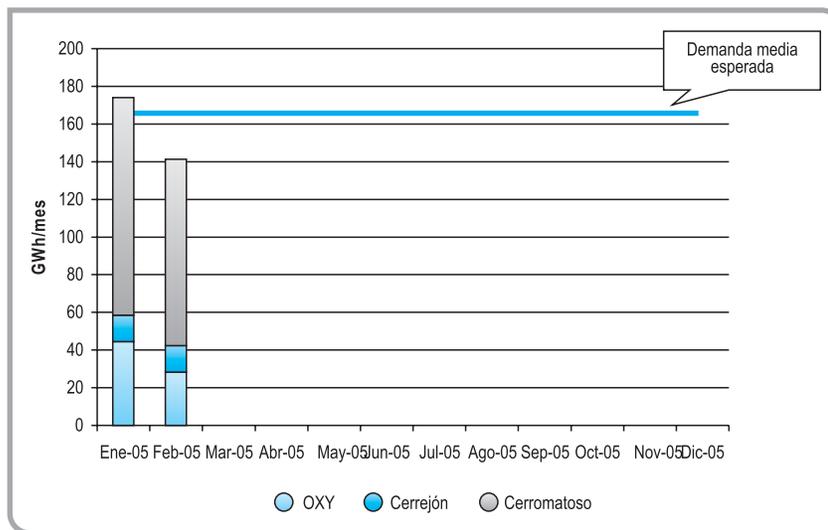
En cuanto a la desviación de la potencia, se mantiene en un rango inferior al 2%.

POTENCIA MW	REAL MW	ESPERADO ESC. MEDIO	DESVIACION CON RESPECTO AL ESCENARIO MEDIO	ESPERADO ESC. ALTO	ESPERADO ESC. BAJO	DIFERENCIA A MEDIO MW
ENE	7797	7948	-1,9%	8123	7866	-151,17
FEB	7943	8073	-1,6%	8246	7990	-130,07

Fuente : UPME, CND

Tabla 2-4. Desviación de pronóstico de potencia - 2005.

Para las cargas especiales la demanda de energía en lo corrido del año es de 315.2 GWh, disminuyendo un 8% en febrero con respecto al año pasado, en la comparación mes a mes, que se explica en el caso de OXI por problemas de orden público.



Fuente: UPME, CND

Gráfica 2-7. Evolución del comportamiento mensual de las cargas especiales vs. el consumo medio esperado - 2005.

2.1.2 Evolución histórica de la demanda de energía eléctrica en Ecuador

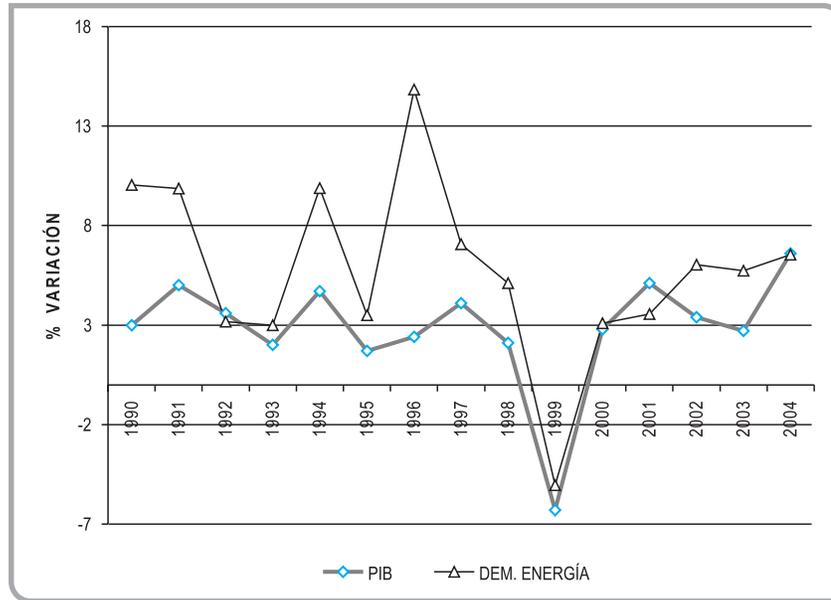
El comportamiento de la demanda de energía presenta en ciertos países una correlación marcada con el comportamiento del PIB. En tal sentido, consideramos oportuno ver la evolución de estas dos variables para el caso ecuatoriano desde comienzos de los años noventa.

En la década de los noventa Ecuador presentó en su comportamiento económico, en especial del PIB, un crecimiento con altibajos el cual entre los años de 1990 y 1998 fluctuó en un rango entre el 1.7% hasta el 5%, no obstante, este comportamiento se vio influenciado en un profundo receso en el año 1999 en donde el PIB ecuatoriano se situó en -6.3%. A partir de 1999 hasta el 2004 el comportamiento de esta variable ha sido similar al presentado a comienzos de los años noventa.

Como consecuencia del receso presentado en 1999, Ecuador tomó una serie de medidas directas a nivel económico y otras que de manera indirecta tuvieron efectos inmediatos en el 2000 reflejando una recuperación del PIB. Algunas de estas medidas fueron la dolarización de la moneda ecuatoriana, incentivo en la participación de la inversión extranjera, el efecto del aumento del precio del petróleo, considerando que éste es uno de los bienes de mayor exportación del vecino país y, al igual que en Colombia, un aumento de las remesas monetarias de los emigrantes ecuatorianos. Estos factores a su vez han conducido a un incremento en la demanda interna de bienes y servicios, conllevando un aumento de la capacidad de producción en el vecino país.

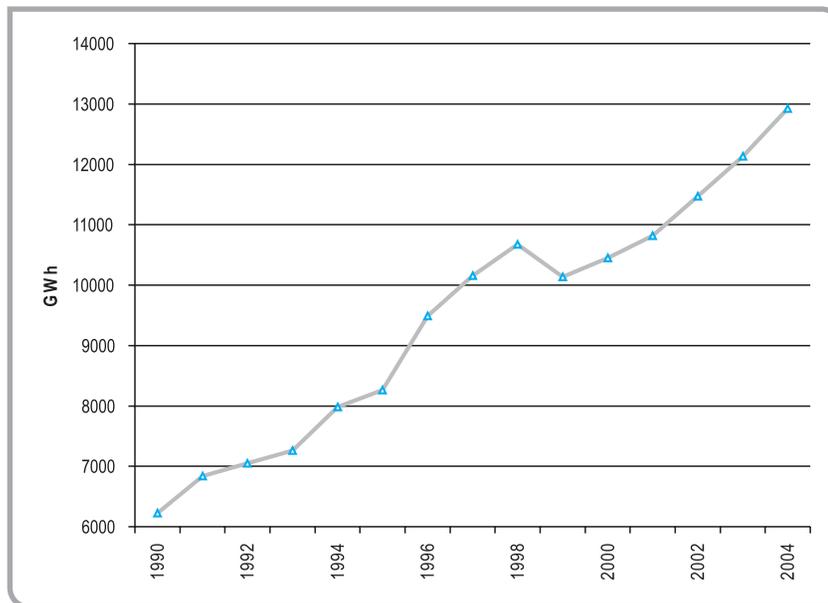
El comportamiento de la demanda de energía y potencia eléctrica, se ha visto afectado por la conducta de las anteriores variables, las cuales han influenciado en el nivel productivo de Ecuador así como una mayor disposición por parte de los usuarios a la compra de bienes caseros coadyuvando, entre otras, un incremento de la demanda de energía a nivel industrial y residencial.

Las variaciones en el comportamiento del PIB y de la demanda de energía se aprecian en la Gráfica 2-8.



Gráfica 2-8. Evolución anual del crecimiento del PIB y la demanda de energía eléctrica en Ecuador.

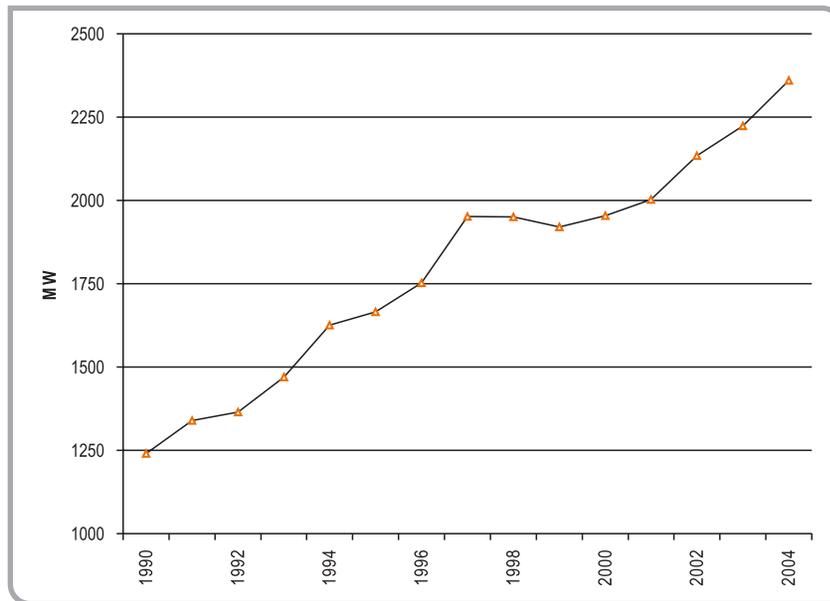
El comportamiento de la demanda de energía² en el sector eléctrico ecuatoriano, Gráfica 2-9, ha mantenido un crecimiento desde el inicio de los años noventa, aunque afectada en 1999 por una disminución en el ritmo de crecimiento económico.



Gráfica 2-9. Comportamiento de la demanda de energía en Ecuador.

² El dato de demanda de energía para Ecuador fue calculado con la serie histórica de energía generada neta, incluyendo importaciones y exportaciones (para los años 1990 a 1998 se estimaron los autoconsumos en generación como un 2% de la energía generada bruta). Este valor no considera la generación de autoproducción la cual en dicho país corresponde a AGIP, PETROPRODUCCIÓN y REPSOL (a partir del año 2002).

El comportamiento de la demanda máxima de potencia eléctrica en Ecuador presenta un comportamiento similar al de la demanda de energía, con incrementos significativos y continuos en los periodos 1990 a 1997 y 2000 a 2004 y una disminución significativa en el año 1999. El comportamiento de esta variable en bornes del generador para el periodo 1990 – 2004 se observa en la Gráfica 2 10.



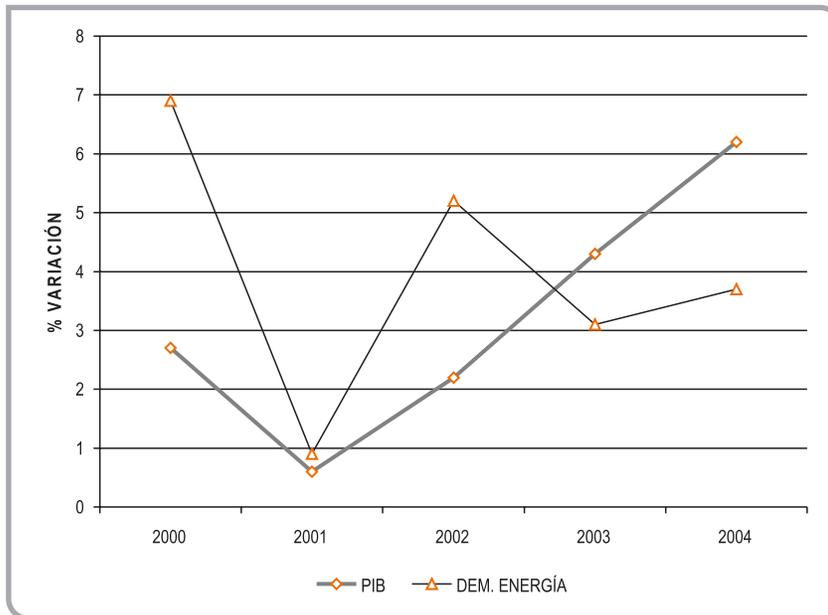
Gráfica 2-10. Demanda Máxima de Potencia en Bornes de Generación (SIN).

Los crecimientos más significativos en la demanda máxima de potencia después del año 2000 se alcanzaron durante los años 2002 y 2004, para los cuales el incremento respecto al año inmediatamente anterior correspondieron a 6.59% y 6.16% respectivamente.

2.1.3 Evolución histórica de la demanda de energía eléctrica en Panamá

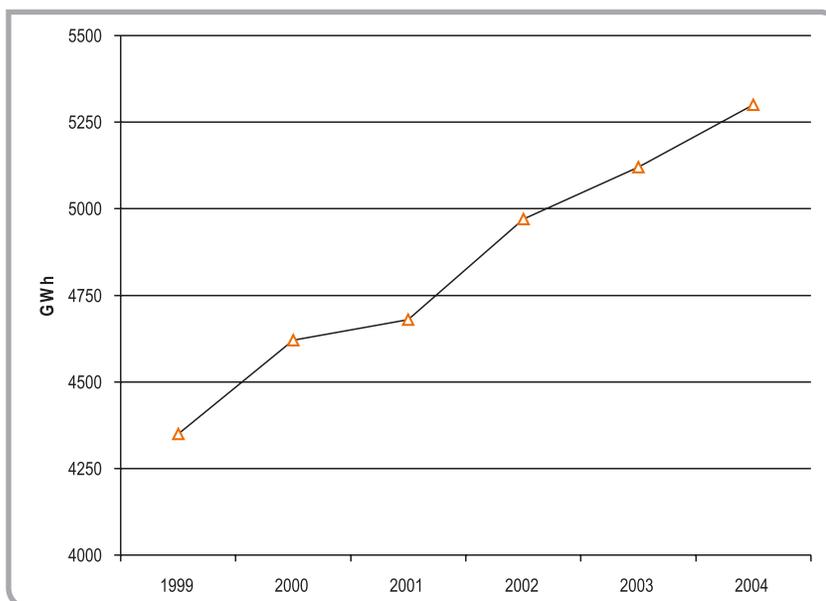
A pesar de que en los años 2000 y 2001 la economía panameña presentó un proceso de desaceleración, a partir del 2002 empezó a recuperarse y tuvo efectos significativos durante el 2003, esto como consecuencia del aumento de la inversión pública en infraestructura y en las actividades industrial, financiera y pecuaria. Lo anterior aunado al aumento en el consumo interno por la disponibilidad de crédito y la significativa entrada de las remesas de los emigrantes panameños. Durante el 2004 este comportamiento en la economía se mantuvo, reflejo de la continuación del proceso de recuperación que empezó a finales del año 2002. La Gráfica 2-11 presenta la variación porcentual entre el PIB y la demanda de energía³ en Panamá en el período 2000 - 2004.

³ La variación de la demanda de energía eléctrica en Panamá no contiene exportaciones



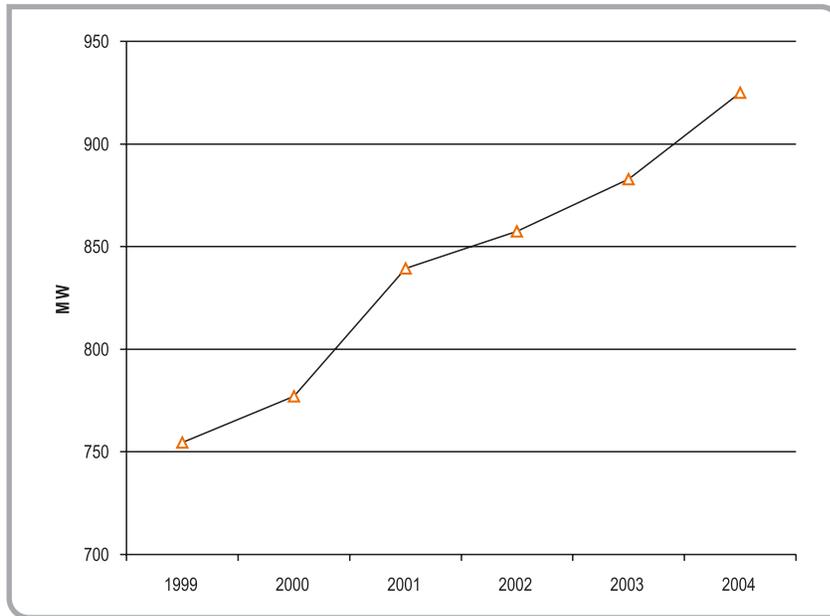
Gráfica 2-11. Evolución anual del crecimiento del PIB y la demanda de energía eléctrica en Panamá.

A pesar del comportamiento creciente en la demanda de energía de Panamá desde 1999, en los años 2001 y 2003 se presenta una desaceleración; no obstante desde el 2000 el crecimiento ha sido del 4%. La Gráfica 2-12 presenta la evolución de la demanda de energía desde 1999.



Gráfica 2-12. Demanda de energía de Panamá.

Por otra parte, la demanda máxima de potencia muestra que su mayor variación ocurrió en el 2001 con un aumento del 8.0%. La Gráfica 2-13 presenta la evolución de esta variable.



Gráfica 2-13. Demanda máxima de potencia de Panamá.

2.2 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN

2.2.1 Capacidad instalada y generación en Colombia

La capacidad efectiva neta instalada del Sistema de Interconexión Nacional a diciembre 31 de 2004 era de 13,354 MW de los cuales 12,910 MW (96.7%) son despachados centralmente y 444 MW (3.3%) no despachados centralmente.

De la capacidad efectiva neta despachada centralmente 8,557 MW (66.3%) corresponden a plantas hidráulicas, 3,661 MW (28.4%) a plantas que operan con gas natural y 692 MW (5.4%) a plantas que operan con carbón mineral.

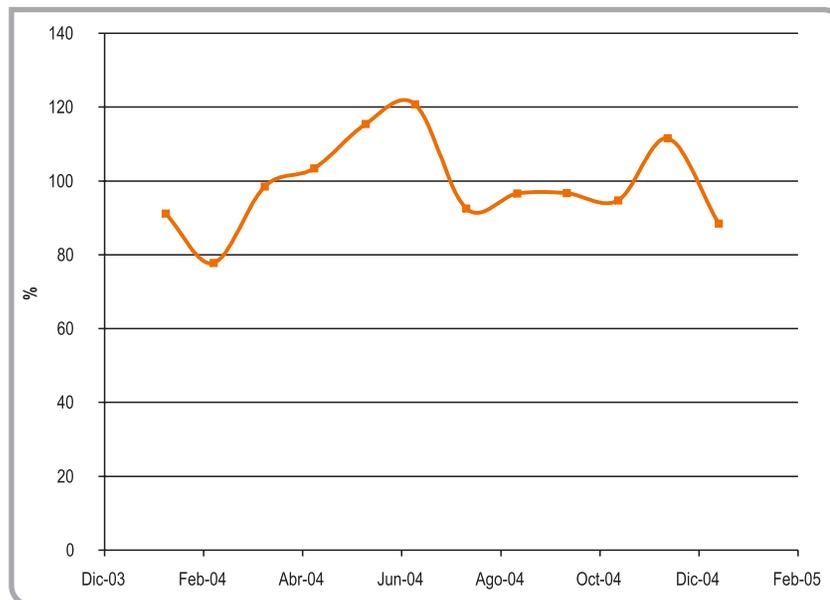
De la capacidad efectiva neta no despachada centralmente 378 MW (85.1%) corresponden a plantas hidráulicas, 22 MW (4.9%) a plantas que operan con gas natural, 19 MW (4.4%) generadores eólicos y 25 MW (5.7%) a cogeneradores y autogeneradores.

2.2.1.1 Disponibilidad de plantas de generación

La disponibilidad promedio diaria de las plantas de generación de energía eléctrica en el 2004 fue de 11,649 MW. La disponibilidad mínima en el 2004 fue de 10,434 MW el día 24 de agosto y la máxima fue de 12,941 MW ocurrida el 18 de enero.

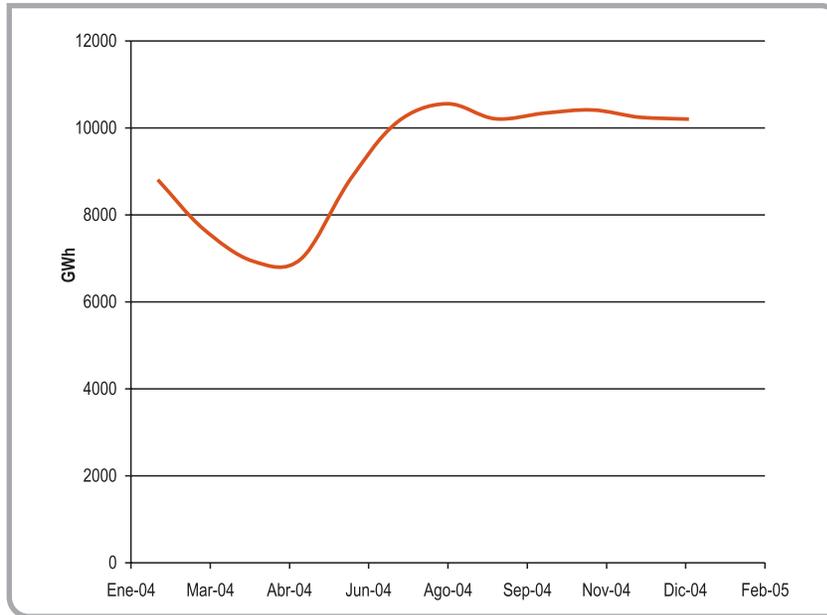
2.2.1.2 Disponibilidad de recursos hídricos

El total de aportes durante el 2004 fue de 48,614 GWh (99% del promedio histórico), siendo los meses de febrero y julio los que presentaron el menor y mayor nivel de aportes medios (1,563 GWh y 6,496 GWh), respectivamente. Los aportes hidráulicos en los diferentes meses del año 2004, representados como porcentaje del promedio histórico, se presentan en la Gráfica 2-14.



Gráfica 2-14. Aportes hídricos a los embalses como porcentaje del promedio histórico.

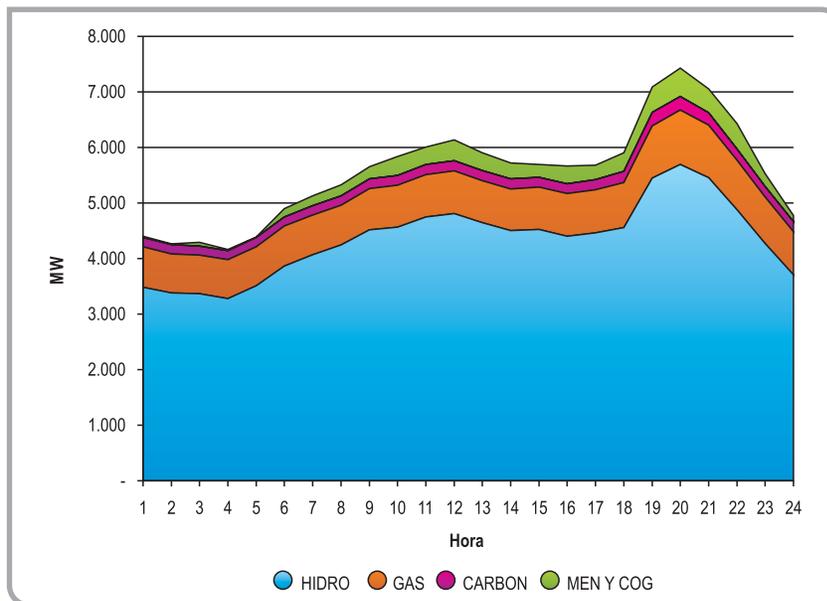
El embalse ofertable nacional para el 2004 se presenta en la Gráfica 2-15.



Gráfica 2-15. Embalse ofertable nacional.

2.2.1.3 Generación de energía eléctrica en Colombia

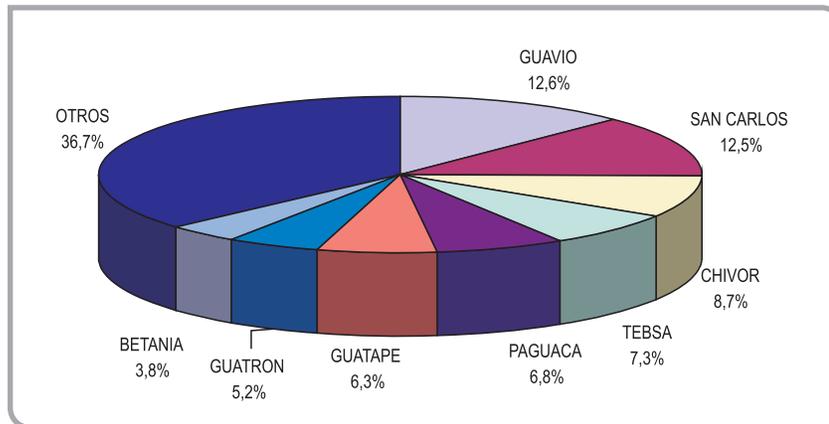
El Sistema Interconectado Nacional en el 2004 tuvo una generación⁴ de 48,571.52 GWh. De dicha generación, un 82.06% fue realizada por recursos hídricos, 14.22% por plantas que operan con gas natural, 3.36 % por plantas que operan con base en carbón mineral y 0.36 % por plantas eólicas y cogeneradores. La participación por recurso energético en la demanda horaria de potencia durante el 2004 se muestra en la Gráfica 2-16.



Gráfica 2-16. Oferta total de potencia según fuente. Año 2004.

¹ Fuente ISA, sistema de información Neón. Marzo de 2005

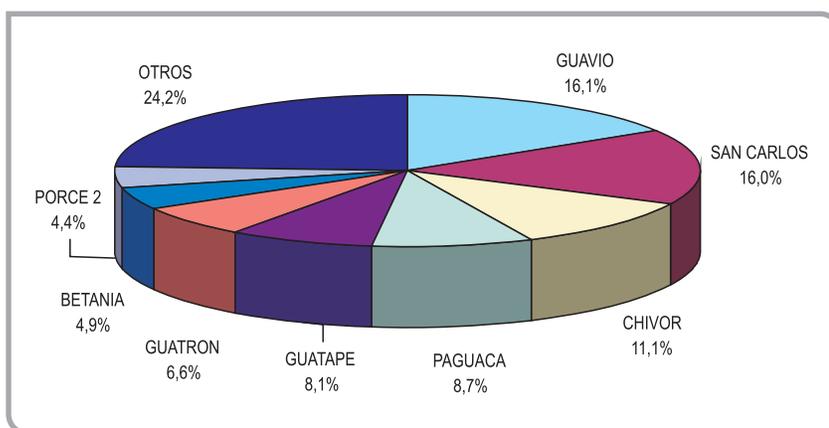
La planta que presentó el mayor aporte a la generación de energía eléctrica en el 2004 fue Guavio la cual generó un 12.6 % del total del sistema, seguida de las plantas de San Carlos con 12.5 %, Chivor con 8.7 % y Tebsa con 7.3 %. De estas plantas solo Tebsa generó gran parte de la energía por restricciones, mientras que las otras plantas lo hicieron por orden de mérito. La Gráfica 2-17 presenta la participación en porcentaje de las plantas con respecto a la generación de energía eléctrica en el año 2004.



Gráfica 2-17. Participación de plantas en la generación de energía eléctrica.

- **Hidráulicas**

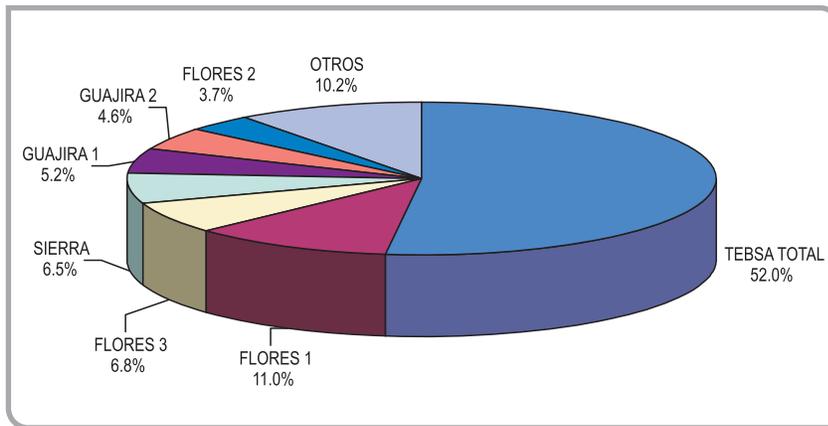
La energía generada con recursos hidráulicos fue de 39,856.34 GWh, de los cuales Guavio participó con 16.1%, seguida de las plantas San Carlos y Chivor con 16.0% y 11.1% respectivamente. La mayor parte de la generación hidráulica corresponde a plantas que presentaron altos niveles de despacho por orden de mérito. La Gráfica 2-18 presenta el porcentaje de generación en el 2004 de las diferentes plantas de generación hidráulica.



Gráfica 2-18. Porcentaje de participación en la generación de plantas hidráulicas - 2004.

- **Gas natural**

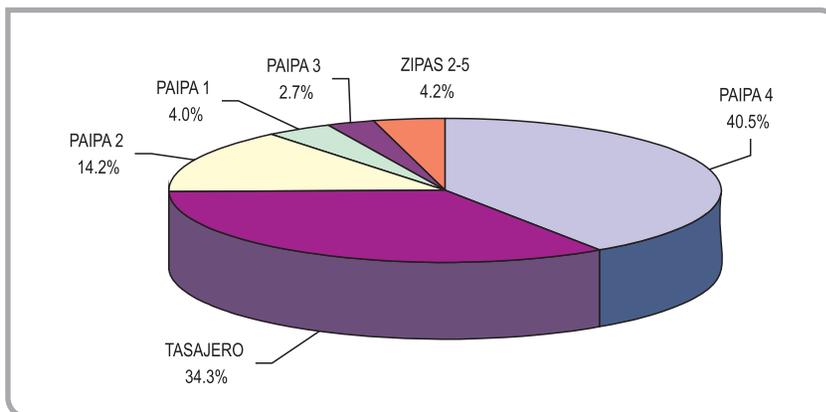
Durante el 2004, la generación de energía eléctrica atendida por plantas que operan con gas natural fue de 6,908.46 GWh, de los cuales el 52% fue generada por la planta de Tebsa, el 11% por la planta Flores 1, el 6.8% por la planta Flores 3, y el 9.8% por Termoguajira. En la Gráfica 2 -19 se aprecia la participación en la generación realizada por diferentes plantas que operan con gas natural.



Gráfica 2-19. Porcentaje de participación en la generación de plantas a gas natural - 2004.

- **Carbón mineral**

En el 2004, la generación atendida por las plantas que operan con carbón mineral fue de 1,634.27 GWh de los cuales el 40.5 % fue realizado por Paipa 4, el 34.3% por la planta de Tasajero y el 14.2% por la planta de Paipa 3. En la Gráfica 2-20 puede observarse la participación de las diferentes plantas de generación que operan con carbón mineral.



Gráfica 2 20. Porcentaje de participación en la generación de plantas a carbón en el 2004.

2.2.2 Capacidad instalada y generación en Ecuador

La capacidad instalada al finalizar el 2004 en Ecuador se situó en 3,775 MW, de los cuales 1,746 MW (46.3%) corresponden a centrales hidroeléctricas, 1,738 MW (46%) a centrales térmicas y los 290 MW (7.7%) restantes equivalen a importación, de los cuales 250 MW corresponden a la interconexión con Colombia. Así mismo, un ligero vistazo a la evolución de la capacidad instalada en Ecuador desde el año 1999 al 2004 muestra que se ha incrementado en el periodo en un 12%. No obstante, al observar su variación en la instalación de manera anual se han presentado incrementos significativos entre los años 2002 y 2003 que alcanzan porcentajes del 7.5 y 7.8% respectivamente; el primero de ellos debido a un aumento en la instalación de turbinas de gas y de motores de combustión interna -MCI- y en el 2003 a la entrada de la interconexión con Colombia. La Tabla 2-5 presenta las capacidades instaladas por tipo de central eléctrica entre el periodo 1999 - 2004.

Por otra parte en cuanto a la capacidad instalada por energético, el 50.1% corresponde a plantas hidráulicas, 17.7% en turbinas a gas que operan con otros energéticos diferentes a éste, 4.8% a plantas que operan con gas natural (proveniente del golfo de Guayaquil, de procesos de extracción de petróleo), un 14.6% de la capacidad opera con motores de combustión interna -MCI- y el restante 12.8% corresponde a plantas que poseen turbinas de vapor.

TIPO CENTRAL	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Hidráulica	1,707	1,707	1,715	1,746	1,746	1,746
Térmica Gas ^[5]	821	821	475	534	616	616
Térmica Gas Natural	--	--	--	159	162	166
Térmica MCI	348	348	347	431	505	510
Térmica Vapor	475	475	671	581	446	446
Importación	20	20	40	40	290	290
Total	3,371	3,371	3,248	3,491	3,765	3,774

Tabla 2-5 Capacidad instalada en centrales eléctricas en Ecuador - MW.

En lo que respecta a la generación de energía en Ecuador en el 2004 se estimó en 13,958 GWh, que corresponde a un incremento de 12.7% respecto a la ocurrida en el 2003. Este incremento es superior al promedio de crecimiento anual experimentado en el periodo 1999 – 2003 cuya tasa promedio de crecimiento se ubicó en torno al 5.17%.

La evolución anual de la energía generada en el Ecuador⁶ periodo 1999 - 2004 se muestra en la Tabla 2-6.

⁵ Estas unidades poseen turbinas de gas que operan con otros combustibles

⁶ Generación sin autoconsumos

AÑO	ENERGÍA (GWh)	INCREMENTO ANUAL (%)
1999	10,135	
2000	10,449	3.1
2001	10,821	3.56
2002	11,656	7.72
2003	12,389	6.29
2004	13,958	12.66

Tabla 2-6 Generación de energía en Ecuador.

2.2.3 Capacidad Instalada y Generación en Panamá

La potencia instalada en Panamá durante el 2004 fue de 1,507.2 MW, de los cuales 845 MW (56.1%) son centrales hidroeléctricas y 662.2 MW (43.9%) corresponden a centrales termoeléctricas. Esta potencia al compararse con respecto a la instalada en el año 1999 representa para el sistema panameño un incremento del 27%.

La capacidad instalada de generación eléctrica, incluidos 19 MW de sistemas aislados, disminuyó de 1,555.2 MW en el 2003 a 1,507.2 MW en el 2004. A pesar de lo anterior la capacidad instalada hidráulica se incrementó como resultado de la rehabilitación de las unidades 1 y 2 de la hidroeléctrica Bayano, las cuales aumentaron su capacidad de 75 a 87 MW cada una y la entrada en operación, en el mes de noviembre de 2003, de la hidroeléctrica Estí con una capacidad de 120 MW. Sin embargo, la capacidad instalada térmica disminuyó en 60 MW producto del retiro del mercado de la compañía Petroeléctrica de Panamá, en octubre de 2004.

La Tabla 2-7 presenta la capacidad instalada en Panamá por tipo de central eléctrica en el periodo 1999 - 2004.

TIPO CENTRAL	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Hidráulica	553.1	613.1	613.1	701.0	833.0	845.0
Térmica	629.3	634.5	646.6	722.1	722.2	662.2
Total	1,182.4	1,247.6	1,259.7	1,423.1	1,555.2	1,507.2

Tabla 2-7 Capacidad instalada en centrales eléctricas en Panamá en MW.

Por otra parte, la generación de energía eléctrica en el sistema eléctrico panameño se vio favorecido por un aumento en la producción de energía hidroeléctrica al finalizar la ejecución de los proyectos de Estí y Bayano, lo que conjuntamente con un aumento de las precipitaciones significó un incremento en la producción de energía hidroeléctrica sustituyendo generación térmica.

En el 2004 la generación bruta fue de 5,760.4 GWh de los cuales 3,778.5 (65.59 %) fueron hidráulicos y 1,981.9 GWh (34.41%) térmicos (bunker, diesel y diesel marino). De esta generación hidráulica y térmica 680.7 GWh correspondieron a la Autoridad del Canal de Panamá, y hubo exportaciones netas hacia Centroamérica por 128.55 GWh.

La energía eléctrica entregada al SIN por parte de las plantas en el Mercado Mayorista en el período que comprende de enero a diciembre de 2004, fue de 5,105.85 GWh, que al compararlo con el año 2003 presentó un incremento porcentual de 3.82%. En términos absolutos dicho incremento es de 187.84 GWh.

Para el desarrollo del análisis presentado anteriormente se utilizaron las siguientes fuentes de información:

- Banco Central del Ecuador.
- www.eerssa.com
- CONELEC. Estadísticas del sector eléctrico ecuatoriano años 2002-2003-2004.
- Ministerio de Economía y Finanzas de la República de Panamá. Estadísticas Económicas. Diciembre de 2004.
- Banco Interamericano de Desarrollo. Situación económica y perspectivas, Istmo Centroamericano y República Dominicana, mayo 2004.
- www.mef.gob.pa
- CND. Informe de la operación del sistema y del MEM, 2003.

2.3 RESEÑA DEL SISTEMA DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA PARA LOS PAÍSES DE AMÉRICA CENTRAL –SIEPAC.

2.3.1 Características Técnicas

En la actualidad los países centroamericanos (Panamá, Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala) comprenden una población aproximada de 38 millones de habitantes. Las características macroeconómicas de la región apuntan un ingreso per cápita anual inferior al colombiano en un 35 % aproximadamente, una tasa de crecimiento del PIB un tanto menor a la nacional y tasas de inflación semejante a la inflación colombiana (Ver Tabla 2-8).

PAÍS	POBLACIÓN [MILLONES DE HABITANTES] (1)	PIB [MILES MILLONES US\$/AÑO] (2) (3)	TASA DE CRECIMIENTO DEL PIB [%] (2)	INFLACIÓN [%] (2)
Panamá	3.0	19.9	5.3	2.1
Costa Rica	4.0	39.1	3.8	11.6
Nicaragua	5.5	13.7	3.7	7.7
Honduras	7.0	18.6	3.8	7.7
El Salvador	6.5	29.2	2.0	4.5
Guatemala	12.3	52.4	2.6	7.0
Total				
SIEPAC	38.3	172.9	3.3	
Colombia	44.4	294.8	3.7	5.5

Tabla 2-8. Principales Indicadores Macroeconómicos de Colombia y sistema SIEPAC 2004.

(1). Fuente: Datos y Estadísticas Banco Mundial

(2). Fuente: Colombia: Estadísticas Banco de la República.

(3). Este valor corresponde al *gross domestic product based on purchasing- power-parity (ppp) valuation of country GDP*

El servicio de electricidad tiene una cobertura del 72%, un consumo anual por habitante de 822 kWh, magnitudes un tanto inferiores a las nacionales. Durante el 2004, el mercado centroamericano en total alcanzó un consumo de aproximadamente 31,500 GWh, lo que hace aparecer a toda la región centroamericana como un mercado de un tamaño menor aunque comparable con el mercado colombiano (Ver Tabla 2-9).

PAÍS	COBERTURA DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD [%] (8)	CONSUMO DE ENERGÍA PER CÁPITA [kWh/AÑO]	CONSUMO DE ENERGÍA DEL PAÍS [GWh]	MÁXIMA DEMANDA DE POTENCIA DEL PAÍS [MW]
Panamá (1)	70	1,701.2	5,103.5	882.9
Costa Rica (2)	95	1,871.3	7,485.0	1,253.0
Nicaragua (3)	47	511.7	2,814.3	505.2
Honduras (4)	62	708.5	4,959.5	856.5
El Salvador (5)	77	663.3	4,311.6	785.0
Guatemala (6)	80	553.8	6,812.0	1,322.0
Total				
SIEPAC	72	822.09	31,485.9	-
Colombia (7)	89	1,016.0	45,112.3	8,257.0

Tabla 2-9. Principales Indicadores Energéticos de Colombia y SIEPAC-2003.

Fuentes:

(1) Panamá, Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. -ETESA, Centro Nacional de Despacho.

(2) Instituto Costarricense de Electricidad -ICE.

(3) Nicaragua, Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica S.A. -ENTRESA

(4) Honduras, Empresa Nacional de Energía Eléctrica -ENEE.

(5) El Salvador, Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones -SIGET y

(6) Guatemala, Dirección General de Energía

(7) Colombia, Unidad de Planeación Minero-Energética

Para el año 2004 la región centroamericana contó con una capacidad instalada de 7,564 MW, los cuales se distribuyeron en 3,597 MW hidroeléctricos (48 %), 3,489 MW termoeléctricos (46 %), 66 MW eólicos (1 %), 374 MW geotérmicos (5 %) y 39 MW constituidos por otras fuentes (<1 %), tal como se muestra en la Tabla 2-10.

PAÍS	CAPACIDAD TOTAL INSTALADA [MW]	CAPACIDAD HIDROELÉCTRICA INSTALADA [%]	CAPACIDAD TERMOELÉCTRICA INSTALADA [%]	CAPACIDAD GEOTÉRMICA INSTALADA [%]	CAPACIDAD EÓLICA INSTALADA [%]	CAPACIDAD INSTALADA OTRAS FUENTES[%]
Panamá	1,593	833	760	0	0	0
Costa Rica	1,848	1,297	328	157	66	0
Nicaragua	556	94	407	33	0	22
Honduras	1,044	467	561	0	0	17
El Salvador	1,104	429	515	161	0	0
Guatemala	1,419.3	477	919	23	0	0
Total SIEPAC	7,564	3,597	3,490	374	66	39
Porcentaje	100.0 %	47.55%	46.14%	4.94%	0.87%	0.52%

Tabla 2-10. Capacidad de Generación Eléctrica Instalada en el SIEPAC -2004.

Fuente: Ver Tabla 2-9.

2.3.2. Características Comerciales

El mercado regional centroamericano tiene como ente regulador a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE, la cual está formada por representantes de los entes reguladores de cada nación. De otro lado, la institución encargada de la operación y el despacho regional es el Ente Operador Regional – EOR.

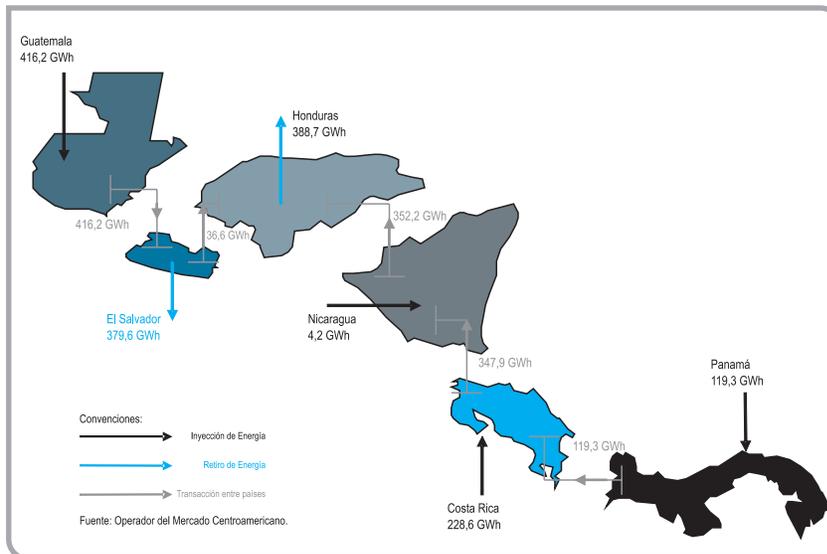
Los intercambios internacionales centroamericanos se realizan entre agentes habilitados ante el EOR y representados ante éste por los respectivos Operadores de Mercado de cada nación –OM’s-. Todas las transacciones que pretendan realizarse deben informarse al Operador del Mercado Centroamericano –OMCA- el día anterior a su realización. El OMCA verifica la factibilidad técnica y comercial de los intercambios y coordina con los OM’s de cada nación la operación a realizar el siguiente día.

Durante el año 2004 el OMCA realizó intercambios por 1,067.8 GWh, como se muestra en la Tabla 2-11 y Gráfica 2-21. Este volumen de transacciones, si bien no es significativo comparado con el total de la demanda centroamericana (apenas el 3.4%), constituye un importante soporte a la confiabilidad de los sistemas eléctricos centroamericanos, especialmente de países como Honduras y El Salvador, los cuales absorbieron en ese año, respectivamente el 43.1% y 36.7% del total de energía eléctrica transada en Centroamérica. De otro lado, la Gráfica 2-22 presenta los precios de la energía transada en la región.

	MERCADO CONTRATOS		MERCADO OPORTUNIDAD		MERCADO TOTAL		TOTAL NETO	
	INYECCIÓN	RETIRO	INYECCIÓN	RETIRO	INYECCIÓN	RETIRO	INYECCIÓN	RETIRO
COSTA RICA	303.4	82.0	7.4	0.2	310.8	82.2	228.6	-
EL SALVADOR	39.8	379.5	41.3	81.3	81.1	460.7	-	379.6
GUATEMALA	389.3	0.4	60.2	32.9	449.5	33.3	416.2	-
HONDURAS	-	336.8	3.5	55.4	3.5	392.2	-	388.7
NICARAGUA	12.1	9.2	13.5	12.3	25.7	21.5	4.2	-
PANAMÁ	150.0	72.4	47.3	5.6	197.3	78.0	119.3	-
	894.6	880.3	173.2	187.7	1,067.9	1,067.9	768.3	768.3

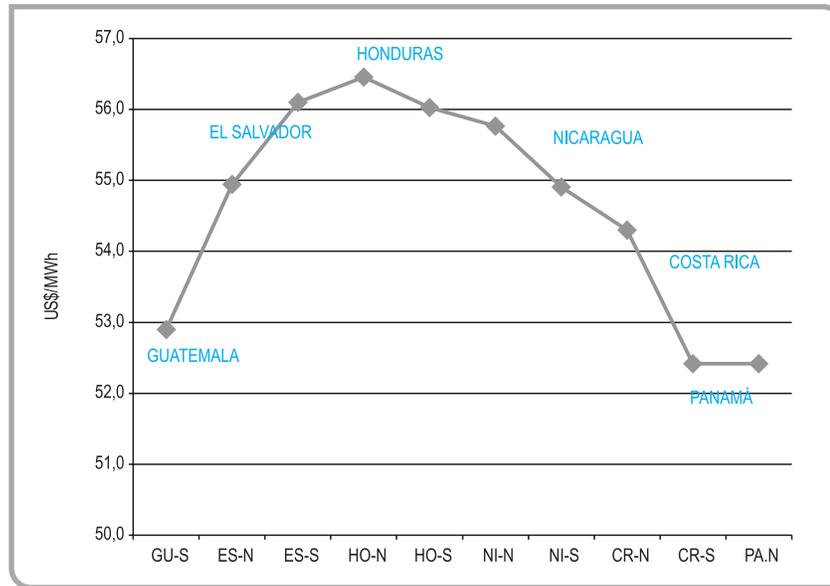
Tabla 2-11. Transacciones de Energía dentro del Mercado Centroamericano durante el 2004 [GWh].

Fuente: Operador del Mercado Centroamericano –OMCA.



Gráfica 2 -21. Transacciones Internacionales de Energía en el Mercado Centroamericano. Año 2004.

Fuente: Operador del Mercado Centroamericano.



Gráfica 2-22. Precio de la energía eléctrica para transacciones internacionales de energía en SIEPAC 2004.

2.4 LA TRANSMISIÓN

2.4.1 Descripción del Sistema de Transmisión Nacional

El Sistema de Transmisión Nacional (STN) existente está constituido por 10,908 km de red a 220 - 230 kV y por 1,449 km de red a 500 kV. De las líneas a 220 - 230 kV, 10,816 km son activos de uso y 92 km constituyen activos de conexión. La capacidad de transformación del STN es de 4,560 MVA a 500 kV en alta tensión y la capacidad de transformación en los puntos de conexión a 220 – 230 kV es de 12,638 MVA.

2.4.2 Expansión del Sistema de Transmisión Nacional

La red de transmisión del STN se incrementó el 31 de octubre de 2004 con la entrada de la tercera línea Fundación- Sabanalarga 230 kV con una longitud de 91 km.

La capacidad de transformación en los puntos de conexión se incrementó respecto al año anterior por la entrada del transformador de La Virginia, 90 MVA 230/115/13.8 kV, declarado en explotación comercial el 25 de junio de 2004 y el transformador de Paipa 180 MVA 230/115/13.8 kV, declarado en explotación comercial el 17 de octubre de 2004.

El 12 de noviembre de 2004 se declaró en explotación comercial la compensación capacitiva de 2*30 MVAR a 115 kV en la subestación Belén en Cúcuta, adjudicada mediante la Convocatoria UPME-03 de 2003. Adicionalmente, el 13 de noviembre de 2004 se declaró en explotación comercial la compensación capacitiva de 75 MVAR a 115 kV en la subestación Noroeste en Bogotá, adjudicada mediante la Convocatoria UPME-04 de 2003.

Durante el 2004 y hasta junio de 2005 se desarrolló el proceso de selección mediante convocatorias públicas de los siguientes proyectos:

- Convocatoria UPME-01 de 2004: Compensación capacitiva de 2*75 MVAR a 115 kV en la subestación Tunal en Bogotá. La apertura de la Convocatoria Pública se dió el 8 noviembre 2004 y el inversionista fue seleccionado el 28 de abril de 2005, siendo adjudicada a la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP con una oferta de 1,328,015 USD del 31 de diciembre de 2004.
- Convocatoria UPME-01 de 2005: Diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la Línea de Transmisión a 230 kV circuito doble Betania – Altamira – Mocoa - Pasto (Jamondino) - Frontera y obras asociadas. En este proceso la apertura de la Convocatoria Pública se dio el 31 de enero de 2005 y el inversionista fue seleccionado el 10 de junio de 2005, siendo adjudicada a la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP con una oferta de 41,499,996 USD del 31 de diciembre de 2004.

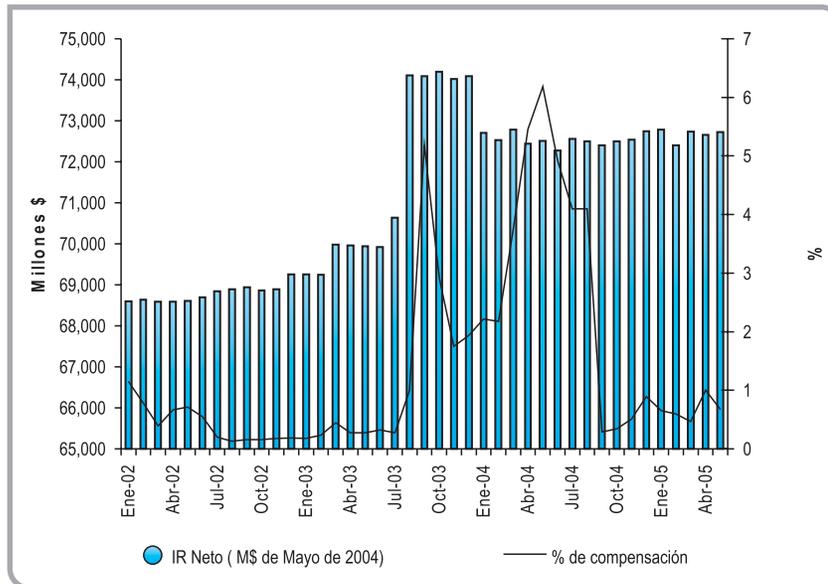
En cuanto al avance de los proyectos en construcción se tiene:

- Convocatoria UPME-01 de 2003: La ejecución del proyecto (construcción, operación y mantenimiento de la línea de transmisión a 500 kV, circuito sencillo, Primavera-Bacatá y obras asociadas) a mayo de 2005 es de 31.41 % que representa un adelanto del 6.35 % con respecto al avance indicado en la propuesta. La fecha prevista de puesta en operación del proyecto es el 1º de octubre de 2007.
- Convocatoria UPME-02 de 2003: La ejecución del proyecto (construcción, operación y mantenimiento de la línea de transmisión a 500 kV, circuito sencillo, Bolívar – Copey – Ocaña – Primavera y obras asociadas) a mayo de 2005 es de 31.72 % que representa un adelanto del 5.31 % con respecto al avance indicado en la propuesta. La fecha prevista de puesta en operación del proyecto es el 1º de octubre de 2007.

2.4.3 Ingreso regulado del STN

Por concepto del Ingreso Regulado del STN para el año 2004, los comercializadores pagaron 870,5 miles de millones de pesos de mayo de 2005. Estos se cancelaron en mensualidades que promediaron los 72,5 miles de millones de pesos.

La Gráfica 2-23 muestra el flujo mensual del Ingreso Regulado neto⁷ por concepto del STN y la compensación a causa de la indisponibilidad de activos del STN, la cual a partir de septiembre de 2004 no supera el 0.01 % del Ingreso Regulado.



Gráfica 2-23. Ingreso Regulado del STN y porcentaje de compensación.

La Tabla 2-12 muestra la proporción en que el Ingreso Regulado Neto se distribuyó entre los diferentes transmisores nacionales durante el 2004.

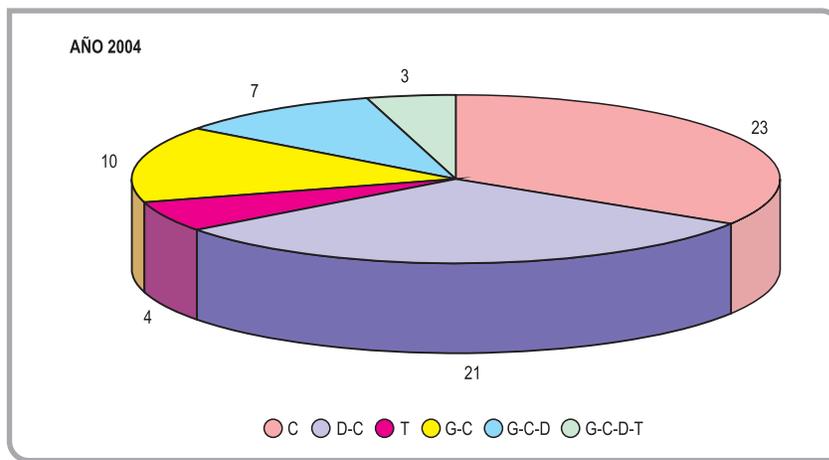
AGENTE TRANSMISOR NACIONAL	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN
BETANIA	0.31
CENS	0.19
CORELCA	0.33
DISTASA	0.41
EBSA	0.19
EEB	7.16
EEPPM	7.44
EPSA	2.63
ESSA	1.5
ISA	70.14
TRANSELCA	9.67

Tabla 2-12. Distribución del Ingreso Regulado entre los transmisores nacionales.

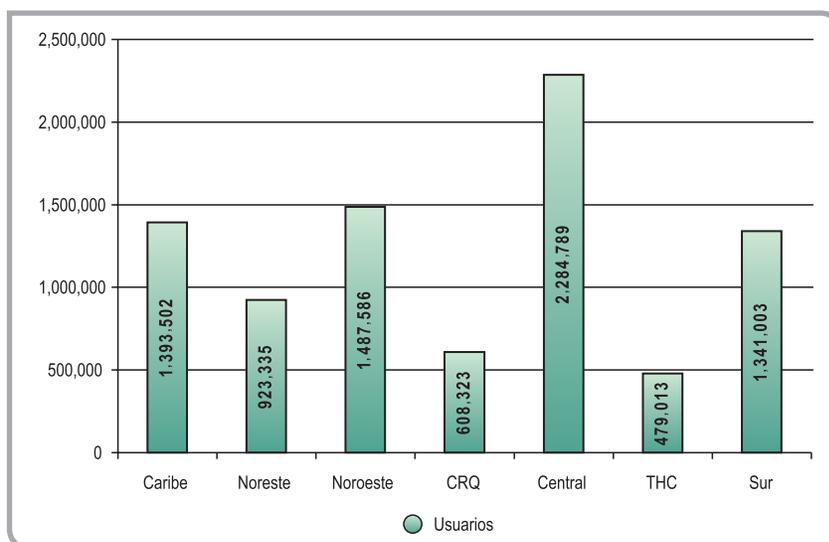
⁷ Descontando las compensaciones por indisponibilidad de activos, conforme a las normas de calidad del STN.

2.5 DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

La Gráfica 2-24 presenta el número de empresas que desarrollan las diferentes actividades del servicio de electricidad que operan en el SIN. De conformidad con el Artículo 74 de la Ley 143 de 1994, las empresas constituidas con posterioridad a la entrada en vigencia de esta Ley no pueden realizar más de una actividad, exceptuando las comercializadoras, quienes pueden desarrollar simultáneamente las actividades de generación o distribución. Se conservan únicamente 3 empresas con integración total de actividades, EEPPM, EPSA y ESSA.



Gráfica 2-24. Empresas por actividad en el SIN.



Gráfica 2-25 Usuarios atendidos por las empresas D y C.

Las empresas que operan en el SIN y que realizan simultáneamente las actividades de distribución – comercialización atienden aproximadamente a ocho millones y medio de usuarios, con la distribución por región que se muestra en la Gráfica 2 25.

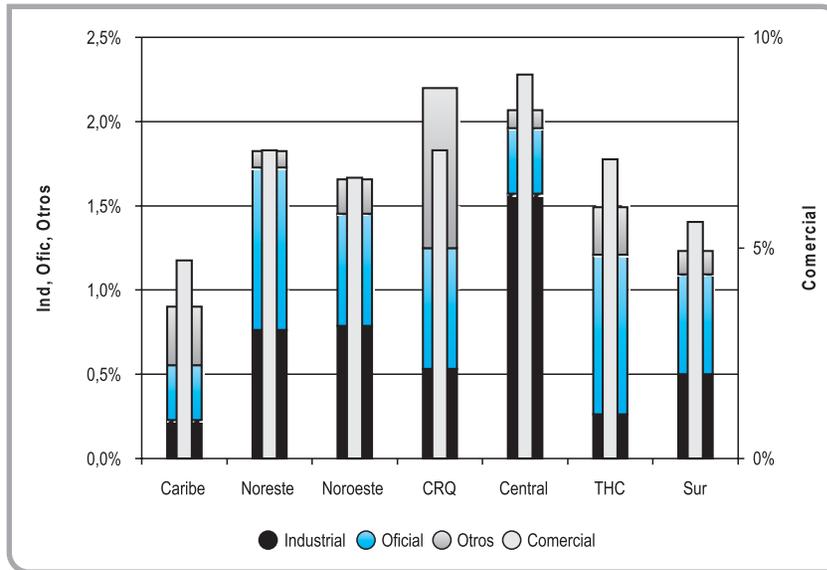
Las empresas consideradas para la actividad de distribución y comercialización, se agrupan en las regiones presentadas en la Tabla 2-13.

REGIÓN	EMPRESAS
Caribe	Electrificadora de la Costa Atlántica Electrificadora del Caribe
Noreste	Empresa de Energía de Arauca Empresa de Energía de Boyacá Electrificadora del Casanare Centrales Eléctricas del Norte de Santander Electrificadora de Santander
Noroeste	Empresa Antioqueña de Energía Empresas Publicas de Medellín Distribuidora del Pacifico
CRQ	Empresa de Energía de Pereira Empresa de Energía del Quindío Central Hidroeléctrica de Caldas
Central	Codensa Empresa de Energía de Cundinamarca Electrificadora del Meta
THC	Compañía Energética del Tolima Electrificadora del Huila Electrificadora del Caquetá
Sur	Empresas Municipales de Cali Empresa de Energía del Pacifico Compañía de Electricidad de Tulúa Empresas Municipales de Cartago Centrales Eléctricas del Cauca Empresa Municipales de Energía Eléctrica Empresa de Energía del Putumayo Empresa de Energía del Bajo Putumayo Empresa de Energía del Valle del Sibundoy Centrales Eléctricas de Nariño

Tabla 2-13. Empresas por región.

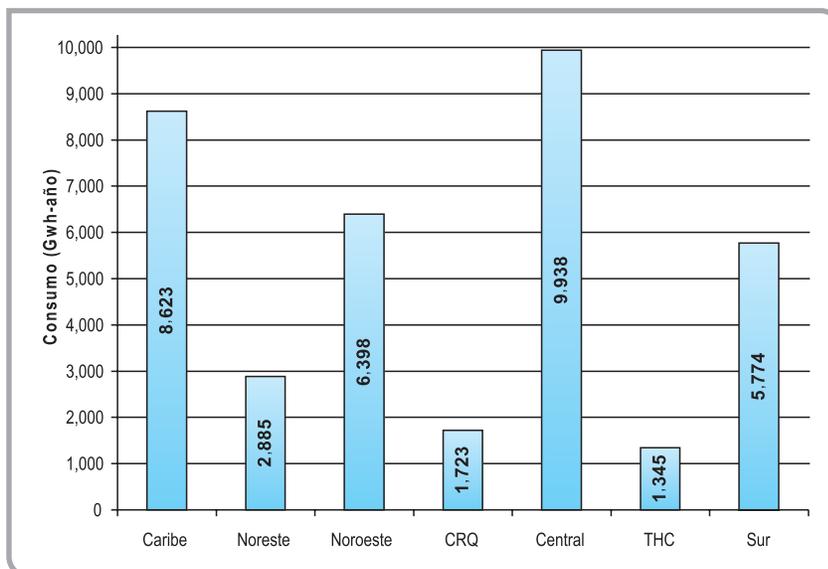
El tipo de usuario atendido es predominantemente residencial, representando aproximadamente el 91.5% del total de usuarios, seguido por los usuarios comerciales, que representan el 7% del total, el sector industrial representa tan solo el 0.8% del

total de usuarios, atendidos por las empresas distribuidoras comercializadoras, igual porcentaje representa el conjunto de usuarios oficiales y de otra naturaleza, como se muestra en la Gráfica 2-26.

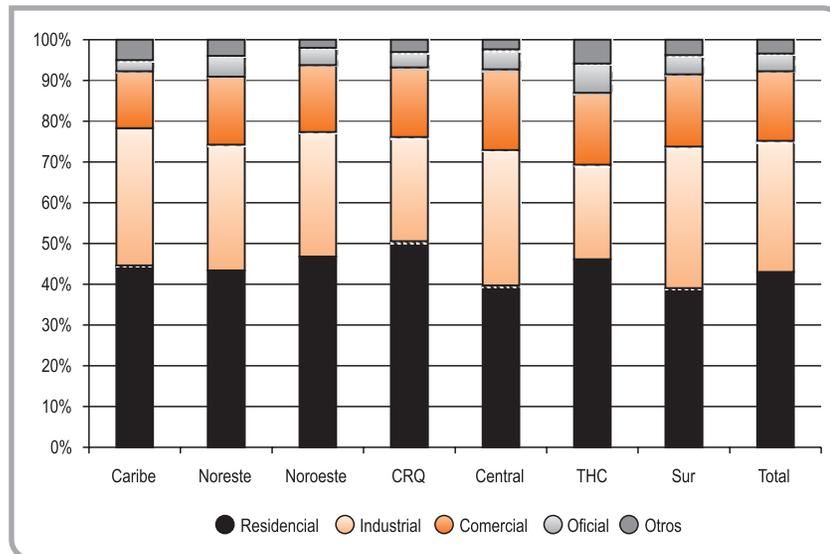


Gráfica 2-26. Número de usuarios por sector (C, I, Of y Otros).

El consumo en GWh para el año 2004, del conjunto de empresas de distribución comercialización, alcanzó la cifra de 36,685.1 GWh-año. Las regiones central, caribe y noroeste representan aproximadamente el 70 % de este valor. La Gráfica 2-27 indica el consumo de energía, en el año 2004, por región.

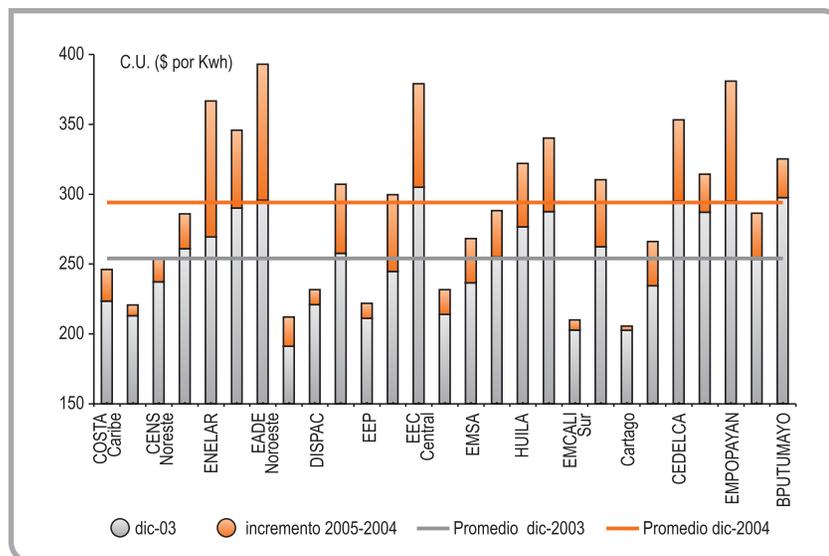


Gráfica 2-27. Consumo (GWh – año) por región.



Gráfica 2-28. Distribución (%) del consumo por sector.

El consumo residencial representa aproximadamente el 43% del consumo total de este grupo de empresas, seguido por la industria con el 32.2% y el comercio con el 17%, el consumo restante está representado por el sector oficial y otras cargas menores, como se presenta en la Gráfica 2-28.

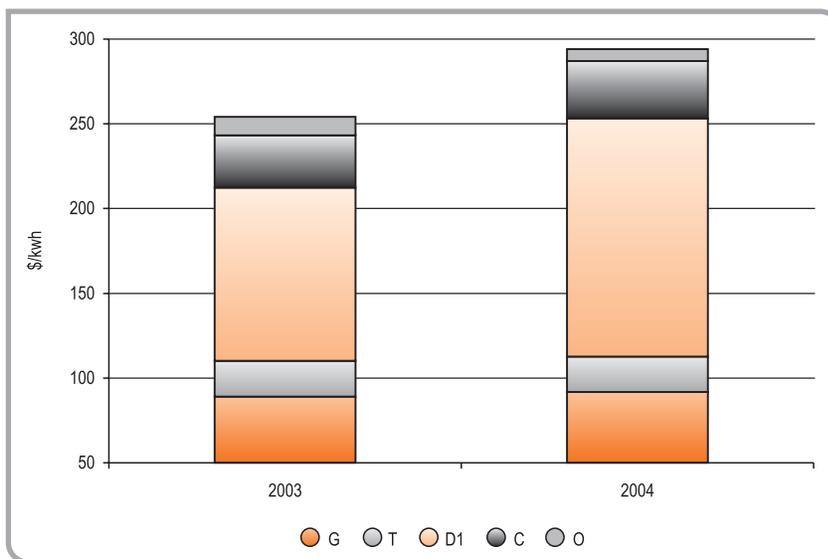


Gráfica 2-29. CU nivel I por empresa.

El Costo Unitario, en el nivel de tensión I, en pesos por kilovatio hora, aprobado para este conjunto de empresas, pasó de un promedio de \$254.03 al finalizar el año 2003 a \$294.13 en diciembre de 2004, lo que representa un incremento del 15.7%. La

componente “otros” registró una fuerte reducción, en este período, al pasar de un promedio de \$10.8 a \$6.98, lo que equivale a una disminución del 35%. La componente “Transmisión” permaneció constante.

Por otra parte, las componentes que incidieron en el incremento del CU (nivel I), fueron: la generación con el 3%, la comercialización con el 9.3% y la distribución con el 37.6%. A diciembre de 2004, las mayores componentes del CU, son la distribución y la generación. La componente de distribución representó aproximadamente el 48% del valor total del CU (nivel I) y la componente de generación el 31%. La componente “C” representa el 11.5%, mientras que la “T” el 7%. Por último la componente “O” representa el 2.4%. La Gráfica 2-30, presenta la contribución de las diferentes componentes del CU a diciembre del año 2003 y 2004.



Gráfica 2-30. Composición del CU (nivel I) dic/2003 y dic/2004.

La Gráfica 2-30 presenta el valor promedio de las componentes de la fórmula tarifaria en el nivel I, para diciembre del año 2003 y 2004.

Las principales resoluciones que definen la metodología de la fórmula tarifaria para la prestación del servicio en el SIN son la 031/97, 099/97 y 082/02, actualmente se encuentra en discusión el proyecto de resolución (019 de 2005) que modifica la metodología y la fórmula del costo unitario.

2.6 ESQUEMA REGULATORIO 2004 – 2005

A continuación se presenta de manera general las modificaciones al marco legal y regulatorio durante el 2004 y hasta mayo de 2005, especialmente en lo relacionado con el Plan de Expansión de Referencia, los proyectos de resolución de carácter general y las resoluciones expedidas por la CREG y otras disposiciones relacionadas.

Si bien durante el 2004 no se presentan grandes cambios en el marco regulatorio, si se destaca la expedición de varios proyectos de resolución de la CREG que al ser aprobados modificarán de manera importante la normatividad que rige temas como: i) la asignación del Cargo por Confiabilidad en el Mercado de Energía Mayorista, ii) la fórmula tarifaria para el servicio de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN), y iii) el funcionamiento del mercado de Opciones y Futuros como parte del Mercado de Energía Mayorista.

2.6.1 Conexiones internacionales

Al evaluar el comportamiento de las TIES después del año de transición, la CREG ha adoptado medidas complementarias a la Resolución CREG 004 de 2003 sobre Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo –TIE-, que harán parte del Reglamento de Operación, las cuales fueron establecidas a través de la Resolución CREG 014 de 2004. En general, en esta Resolución se hacen modificaciones en aspectos relacionados con la programación de transacciones internacionales de electricidad, las garantías, la liquidación y facturación de las transacciones y se establecen auditorias.

La CREG, motivada por la necesidad de modificar el criterio de asignación de las rentas de congestión con base en el principio de simetría en el tratamiento de las ofertas y de las demandas de los países regulatoriamente integrados, discutida con el grupo de trabajo de Organismos de Reguladores de la Comunidad Andina –GTOR-, emitió la resolución CREG 060 de 2004. En esta resolución se establece que la demanda internacional participará de la asignación de rentas de congestión y se detalla la transferencia que harán los comercializadores a los usuarios finales según su calidad de usuarios regulados o no regulados.

Con la Resolución 23 de 2005, publicada en el Diario Oficial el 10 de mayo de 2005, la CREG emitió disposiciones regulatorias aplicables a los Enlaces Internacionales, que complementan lo dispuesto en la Resolución CREG 025 de 1995. Con ésta se establece que los enlaces Internacionales que participen en el Mercado de Energía Mayorista podrán hacer ofertas horarias de precio.

2.6.2 Convocatorias UPME

La CREG, mediante las Resoluciones 01 y 02 de 2004, oficializó los ingresos anuales esperados para Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. por el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la línea de transmisión a 500 kV, circuito sencillo, Primavera – Bacatá y obras asociadas; y por la línea de transmisión a 500 kV, circuito sencillo, Bolívar – Copey – Ocaña – Primavera y obras asociadas, respectivamente.

Con la Resolución 102 de 2004 la CREG aprobó la tasa de descuento y el perfil de pagos para evaluar la convocatoria UPME-01-2004 que la UPME abrió para seleccionar al inversionista que se encargue del diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de dos bancos de compensación capacitiva de 75 MVar cada uno, en la subestación Tunal en Bogotá, en el nivel de 115 kV.

Con la Resolución 21 de 2005 la CREG aprobó la tasa de descuento y el perfil de pagos para evaluar la convocatoria UPME-01-2005 que la UPME abrió para seleccionar al inversionista interesado en el diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de la línea de transmisión a 230 kV circuito doble Betania – Altamira – Mocoa - Pasto (Jamondino) – Frontera y obras asociadas.

2.6.3 Transmisión de energía eléctrica

La actual metodología de cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN) establecido con la Resolución CREG 103 de 2000 aplica desde el primero (1o.) de enero de 2001 y, de acuerdo con el Artículo 126 de la Ley 142 de 1994, tendría vigencia de cinco años; al cabo de los cuales continuarán rigiendo mientras la CREG no fije las nuevas tarifas.

Por lo anterior, a través de la Resolución 07 de 2005 la CREG puso en conocimiento de las entidades prestadoras del servicio de electricidad, de los usuarios y demás interesados, las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y las fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica, en el siguiente periodo tarifario. Se propone la revisión de los siguientes aspectos de la metodología vigente:

- Valoración y redefinición de unidades constructivas;
- Reconocimiento de gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM);
- Remuneración de Activos No Eléctricos;
- Factor de productividad;
- Tasa de retorno.

2.6.4 Activos de uso del nivel de tensión 4

Con la Resolución 53 de 2004 se modificó el costo anual por el uso de los activos del nivel de tensión 4, aprobado a la EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P. mediante la Resolución CREG 042 de 2003, motivada en la solicitud de inclusión de nuevos activos del nivel de tensión 4.

Con la Resolución 05 de 2005 se actualizó el costo anual por el uso de los activos del nivel de tensión 4 a la ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. modificando la Resolución CREG 057 de 2003, dado el reconocimiento de la Línea Altamira – Pitalito de 115 kV y los módulos.

A través de la Resolución CREG 24 de 2005, publicada en el Diario Oficial el 10 de mayo de 2005, se modificaron las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables al servicio de distribución de energía eléctrica. En general, en esta resolución se modifican los Numerales 6.2.1 y 6.2.2 del Anexo General del Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, que tratan de los estándares de calidad de la potencia suministrada y los plazos para corregir las deficiencias en la calidad de la potencia suministrada. Se define el Plan para instalar el sistema de medición y registro, dentro del cual se contempla que para enero de 2006, debe ser posible realizar mediciones en el 100% de las barras de las subestaciones de niveles de tensión 4, 3 y 2; además define el plan de recolección de datos y el reporte de valores de indicadores.

2.6.5 Generación

Mediante la Resolución 51 de 2004 se autorizó la reincorporación al SIN de la planta Merilétrica, de conformidad con las disposiciones contenidas en la Resolución CREG-056 de 1998.

2.6.6 Otras resoluciones CREG relacionadas

Con la Resolución 97 de 2004 la CREG definió los criterios, así como los casos en los cuales las disposiciones sobre publicidad de proyectos de resoluciones contenidas en el artículo 9 del Decreto 2696 de 2004 no serán aplicables a resoluciones de carácter general que expida la Comisión. Dentro de estas se contempla, entre otras, las que hacen parte del Reglamento de Operación, relacionadas con el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional, que por su oportunidad y efectos sobre la seguridad del sistema la CREG considere conveniente consultarlas únicamente con el CNO.

2.6.7 Proyectos de resolución CREG 2004 - 2005

Resolución 050 de 2004. Cargo por Confiabilidad. Somete a consideración de los agentes y demás interesados, el Documento CREG 038 del 25 de junio de 2004, el cual contiene una propuesta para la determinación y asignación del Cargo por Confiabilidad en el Mercado de Energía Mayorista.

Resolución 80 de 2004. Transporte de gas. Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, mediante el cual se crea un mercado organizado 'spot' de capacidad interrumpible de transporte de gas.

Resolución 03 de 2005. Déficit de electricidad en un área del SIN. Proyecto de resolución de carácter general originado en que la CREG considera necesario modificar y adicionar los Artículos 1 y 12 de la Resolución CREG-119 de 1998, para determinar el tratamiento regulatorio de una situación de emergencia suscitada por el déficit de electricidad que puede presentar un área del Sistema Interconectado Nacional, permitiendo participar transitoriamente en el mercado mayorista de electricidad a agentes no vinculados al SIN en condiciones económicas que incentiven dicha participación.

Resolución 18 de 2005. Flujo de potencia reactiva. Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, que reglamenta la gestión del flujo de potencia reactiva y se definen las obligaciones y responsabilidades, de los agentes del SIN, en la prestación de este servicio.

Resolución 19 de 2005. Fórmula tarifaria de electricidad. Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución para la adopción de la fórmula tarifaria general que permita a las empresas comercializadoras de energía eléctrica del SIN calcular los costos de prestación del servicio y determinar las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados, y se adoptan disposiciones con el fin de garantizar la participación de los usuarios, las empresas y demás interesados en el trámite de aprobación de dicha fórmula.

Resolución 20 de 2005. Facturación de pérdidas del STN. Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la Comisión para establecer la liquidación y facturación de las pérdidas de referencia del Sistema de Transmisión Nacional (STN) que sean consideradas transacciones en Bolsa de energía.

Resolución 25 de 2005. En relación con el CND. Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la Comisión, por la cual se modifica el Reglamento de Operación motivado en que el Gobierno Nacional mediante el Decreto 848 de 2005, autorizó la constitución de una sociedad anónima

prestadora de servicios públicos, del orden Nacional, de carácter comercial, que será la encargada de desarrollar dentro de su objeto social, las funciones asignadas al Centro Nacional de Despacho relacionadas con la planeación y coordinación de la operación de recursos del sistema interconectado nacional y la administración del sistema de intercambios y comercialización de energía eléctrica en el mercado mayorista, así como la liquidación y administración de los cargos por uso de las redes del sistema interconectado nacional con sujeción a lo dispuesto en el Reglamento de Operación expedido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas — CREG y los acuerdos expedidos por el Consejo Nacional de Operación —C.N.O.

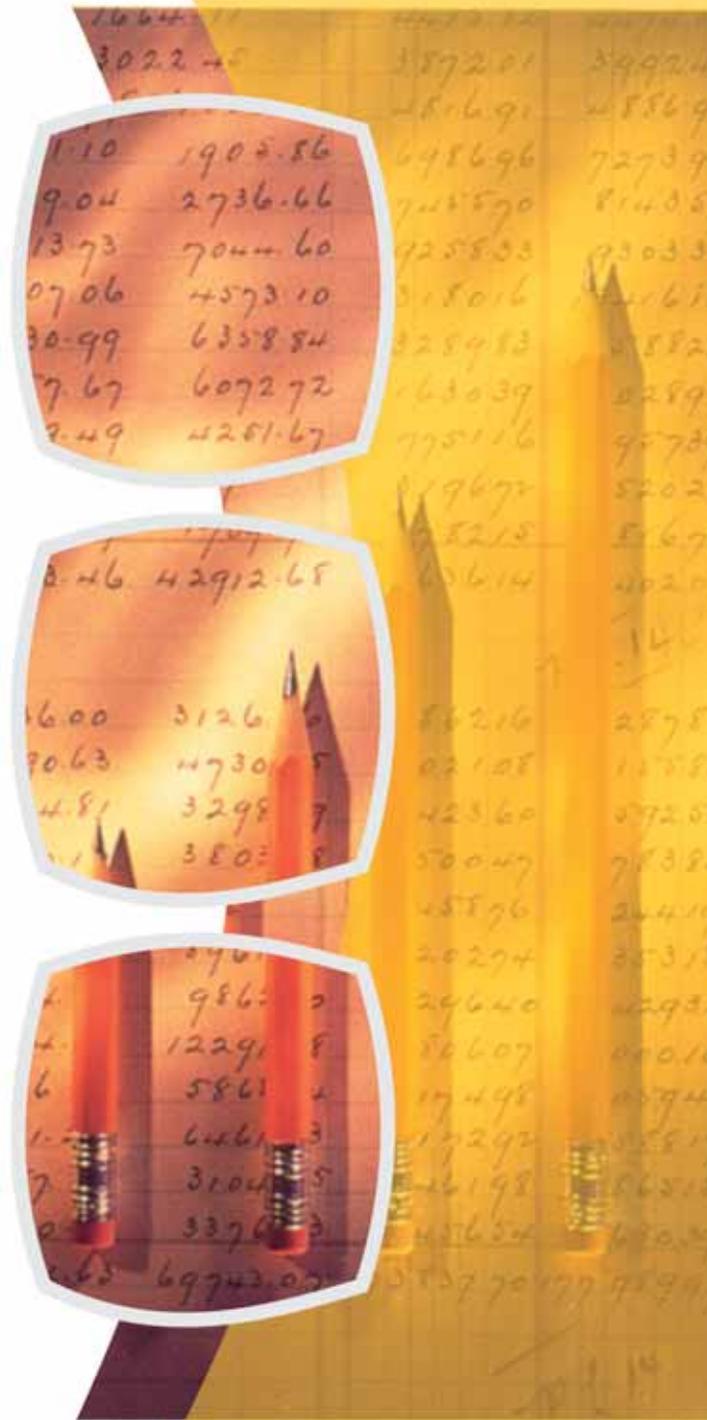
Resolución 31 de 2005. Sistema de contratos de energía. Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la Comisión, mediante el cual se adoptan disposiciones sobre el funcionamiento del mercado de Opciones y Futuros como parte del Mercado de Energía Mayorista. Versión actualizada de las expedidas con las Resoluciones CREG-007 y CREG-055 de 2004.

2.6.8 Decretos y resoluciones del Ministerio de Minas y Energía

Decreto No. 1484 de mayo 12 de 2005. Por el cual se fija el orden de atención prioritaria cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda.

Resolución No. 181401 de octubre 29 de 2004. Por medio de la cual se adopta el factor de emisión de gases de efecto invernadero para los proyectos de generación de energía con fuentes renovables conectados al Sistema Interconectado Nacional cuya capacidad instalada sea igual o menor a 15 MW.

3 Proyecciones de Demanda de Energía y Potencia Eléctrica



3. PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA ELÉCTRICA

3.1 METODOLOGÍA

Para la obtención de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia se emplea una combinación de modelos que permiten obtener una mejor aproximación a lo que puede suceder en el corto, mediano y largo plazo con estas variables. La metodología parte del hecho que la demanda de energía doméstica es igual a las ventas de las distribuidoras, sumadas con las cargas industriales especiales y con las pérdidas tanto de distribución como de transmisión.

Para la obtención de la proyección de demanda de energía eléctrica, en primera instancia se analiza el comportamiento de la serie de ventas de energía y demanda de energía anual con respecto a diferentes variables como Producto Interno Bruto Nacional - PIB, PIB sectoriales, valor agregado de la economía, consumo final de los sectores económicos, precios, crecimiento de la población, etc., con el fin de identificar variables que expliquen de manera apropiada el comportamiento de las ventas y permitan a su vez estimar la posible evolución de las mismas y de la demanda de energía por medio de modelos econométricos.

Con los modelos econométricos, se obtienen dos resultados: demanda de energía eléctrica y ventas domésticas de energía eléctrica anual; a esta última es necesario agregar de manera exógena las pérdidas de energía a nivel de distribución, subtransmisión y transmisión. Además, se adicionan las demandas de cargas

industriales especiales como OXI, Cerrejón y Cerromatoso y otros efectos conocidos, de forma que se obtenga el total de demanda doméstica.

De otra parte, se realiza un análisis mensual de la demanda de energía eléctrica empleando metodologías de series de tiempo y teniendo en cuenta intervenciones y efectos calendario, con lo que se genera una proyección mensual de la demanda de electricidad. Seguidamente, se realiza la comparación de los resultados, entre lo obtenido por los modelos anuales y los mensuales para sintonizar unos con otros y obtener resultados estadísticamente equivalentes. Es de anotar que durante este proceso se trabaja conjuntamente con la Gerencia de AOM de ISA con el fin de incorporar la perspectiva del operador del Sistema Interconectado Nacional sobre la posible evolución de la demanda.

Hasta este punto se han obtenido las proyecciones anuales de demanda de energía para todo el horizonte de pronóstico. Se procede, entonces a obtener la distribución mensual de cada año empleando, en el corto plazo, la estructura de distribución porcentual de los modelos de series de tiempo y para el largo plazo la distribución media mensual de los datos históricos. Finalmente, a este pronóstico mensualizado se adicionan elementos exógenos como efectos climáticos, efectos de años bisiestos, etc., para obtener la proyección final en el horizonte definido.

Para la obtención de la potencia, a la demanda de energía eléctrica mensualizada se le aplica el factor de carga mensual medio desde el 2000 a la fecha, lo cual da como resultado los valores de potencia máxima mensual doméstica⁸.

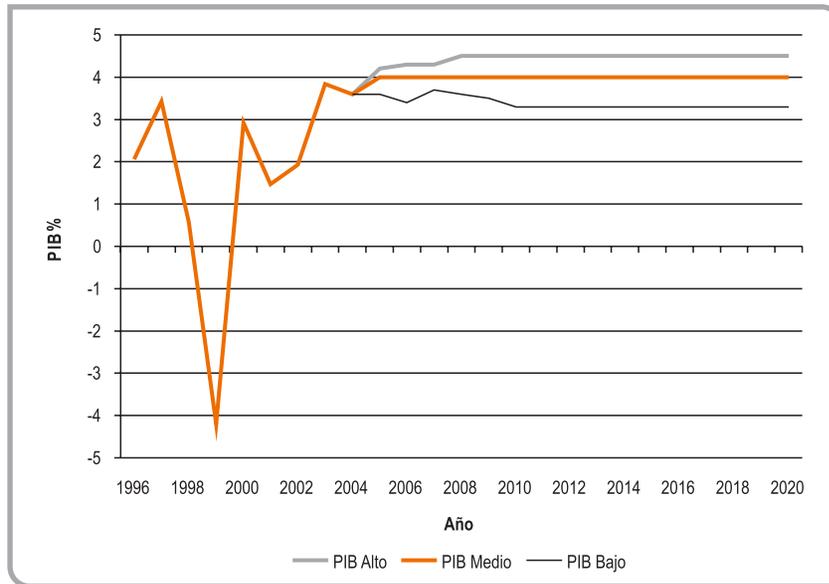
3.2 SUPUESTOS MARZO DE 2005

Los supuestos empleados en esta proyección son:.

3.2.1 Producto Interno Bruto

Los supuestos empleados para la construcción de los escenarios de crecimiento de la variable económica Producto Interno Bruto- PIB son los suministrados por DNP y vigentes a 5 de marzo. La Gráfica 3-1, presenta estos escenarios.

⁸ Para esta revisión se corrigió la demanda de potencia máxima del 2004 al alza, de acuerdo con lo discutido con CND.



Fuente: DANE, DEE-DNP

Gráfica 3-1. Escenarios de crecimiento del PIB.

3.2.2 Pérdidas de energía eléctrica en el STN

Las pérdidas de energía eléctrica asociadas al Sistema de Transmisión Nacional (vistas desde el lado de baja tensión) mantienen su comportamiento histórico, alcanzando en promedio el 2.5 % del total de las ventas de energía eléctrica. Este valor se mantiene constante a lo largo del horizonte de proyección.

3.2.3 Pérdidas de energía eléctrica en distribución

Las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución corresponden al agregado de pérdidas técnicas y no técnicas que se presentan en estos niveles de tensión.

El escenario de pérdidas se obtiene a partir de las series históricas, en especial lo ocurrido en los últimos años y la información suministrada por los operadores de red en cuanto a su gestión y la disponibilidad para realizar inversiones en recuperación de pérdidas.

AÑO	PÉRDIDAS DESDE VENTAS %	PÉRDIDAS DESDE DEMANDA %
2005	21.9	15.8
2006	21.4	14.9
2007	21.1	14.7
2008	20.8	14.6
2009	20.5	14.4
2010	20.1	14.2
2011	19.8	14.0
2012	19.7	13.9
2013	19.7	13.9
2014	19.7	13.9

Tabla 3-1. Porcentaje de pérdidas aplicadas al sistema de distribución.

En la Tabla 3-1 se aprecian los porcentajes de pérdidas en los sistemas de distribución, los cuales fueron aplicados sobre los valores de ventas⁹ que arrojan los modelos.

Para cada año la diferencia de pérdidas entre años consecutivos es asumida como demanda recuperada, que pasa a ser parte de las ventas con un rezago de un año. Es así como se está considerando que la recuperación de pérdidas del sistema de distribución se realiza principalmente sobre las pérdidas no técnicas y que el efecto ocurre sobre las ventas en el año siguiente.

3.2.4 Cargas Especiales

En esta revisión se ajustan las demandas por este concepto, de acuerdo con información de los respectivos agentes. OXI, Cerrejón y Cerromatoso, para el escenario medio. Adicionalmente, con base en el seguimiento al consumo de estas cargas se obtuvieron sensibilidades plasmadas en los escenarios alto y bajo.

De lo anterior, se espera para el escenario medio 1,995 GWh-año en todo el horizonte, en el escenario alto 2,040 GWh-año para 2005 y pasa a 2,124 GWh-año a partir del 2006 y en el escenario bajo se espera una demanda para todo el horizonte de pronóstico de 1,891 GWh-año.

3.2.5 Efectos Climáticos

En estas proyecciones no se incluyen ajustes por efectos climáticos a corto plazo, debido a que la alerta sobre la posibilidad de ocurrencia de un fenómeno tipo niño desapareció a principios de año.

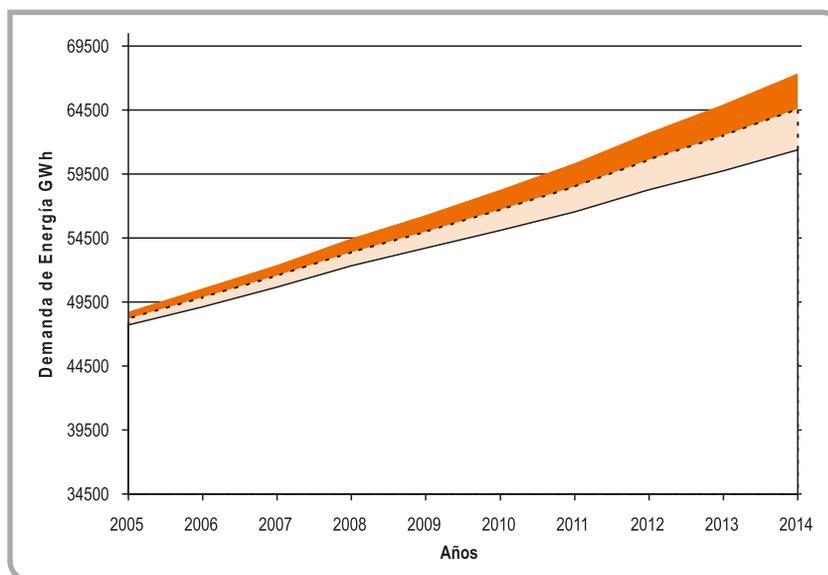
⁹ Para propósito de referencia del lector la tabla también incluye las pérdidas de distribución referenciadas desde la demanda.

3.3 ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA ELÉCTRICA

De acuerdo con el procedimiento y los supuestos, en la Tabla 3-2 y la Gráfica 3-2 se presenta el túnel de proyección anual de demanda de energía eléctrica doméstica del SIN.

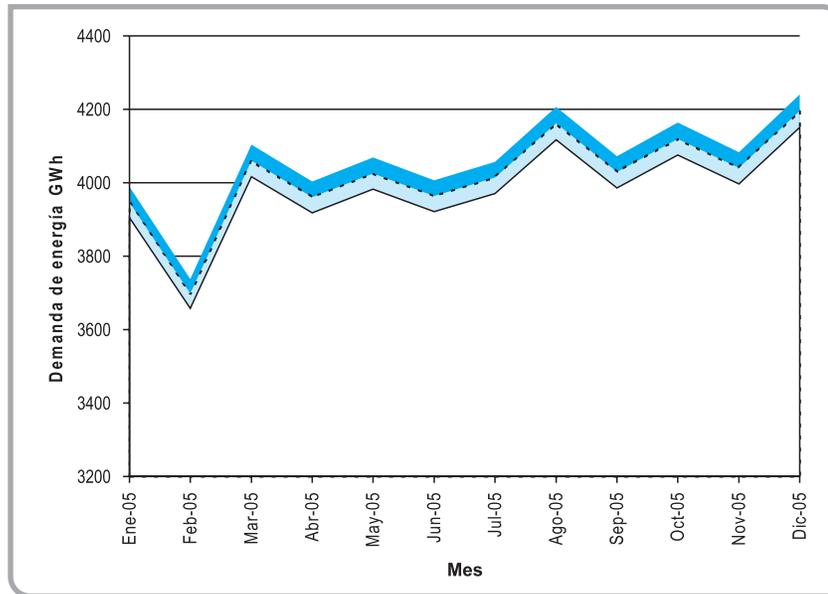
GWh AÑO	ALTO	TASA %	MEDIO	TASA %	BAJO	TASA %
2005	48733	3.6	48215	2.5	47697	1.4
2006	50564	3.8	49874	3.4	49117	3.0
2007	52384	3.6	51559	3.4	50668	3.2
2008	54457	4.0	53410	3.6	52337	3.3
2009	56287	3.4	55001	3.0	53696	2.6
2010	58276	3.5	56734	3.2	55100	2.6
2011	60343	3.5	58528	3.2	56543	2.6
2012	62731	4.0	60618	3.6	58258	3.0
2013	64937	3.5	62503	3.1	59742	2.5
2014	67365	3.7	64586	3.3	61396	2.8

Tabla 3-2. Escenarios de proyección de demanda total doméstica de energía eléctrica en GWh/año.



Gráfica 3-2. Túnel de proyección de demanda doméstica de energía eléctrica 2005 - 2014.

En la Gráfica 3-3 se presenta el túnel de proyección de corto plazo mensual para el año 2005.

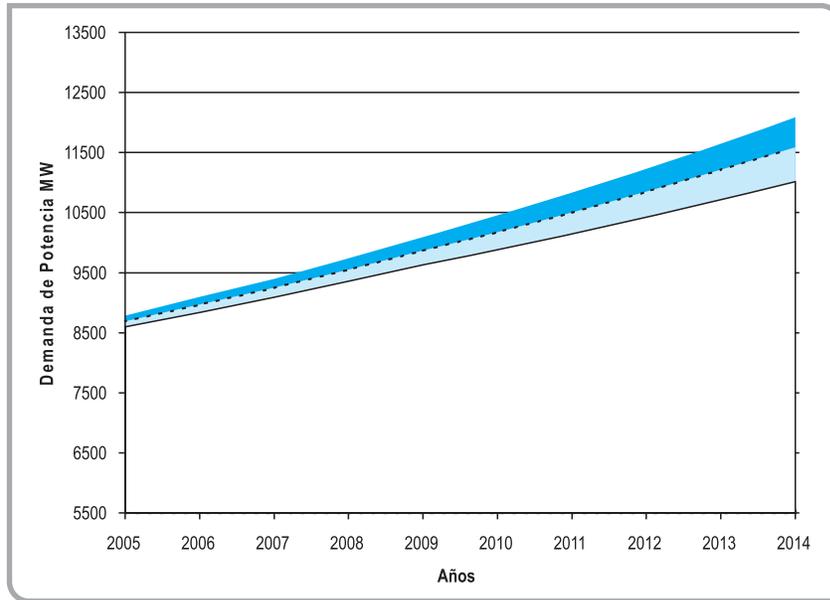


Gráfica 3-3. Túnel de proyección demanda doméstica de energía eléctrica 2005.

Igualmente, en la Tabla 3-3 y en la Gráfica 3-4 se presenta el túnel de proyección de potencia máxima para la demanda total doméstica en el horizonte de proyección.

MW	ALTO	TASA %	MEDIO	TASA %	BAJO	TASA %
2005	8,786	4.2	8,692	3.1	8,599	2.0
2006	9,095	3.5	8,971	3.2	8,835	2.7
2007	9,396	3.3	9,248	3.1	9,088	2.9
2008	9,738	3.6	9,550	3.3	9,358	3.0
2009	10,098	3.7	9,867	3.3	9,633	2.9
2010	10,455	3.5	10,178	3.2	9,885	2.6
2011	10,826	3.5	10,500	3.2	10,144	2.6
2012	11,226	3.7	10,847	3.3	10,424	2.8
2013	11,650	3.8	11,213	3.4	10,718	2.8
2014	12,085	3.7	11,587	3.3	11,015	2.8

Tabla 3-3. Escenarios de proyección de potencia de la demanda doméstica (MW).



Gráfica 3-4. Túnel de proyección de demanda doméstica de potencia 2005 – 2014.

4 Disponibilidad de Recursos y Proyección de Precios



4. DISPONIBILIDAD DE RECURSOS Y PROYECCIÓN DE PRECIOS

4.1 DISPONIBILIDAD DE RECURSOS

4.1.1 Carbón

Las reservas medidas de carbón en el país a diciembre de 2004 fueron de 7,063.58 millones de toneladas. En la Tabla 4-1 se observa la distribución del recurso por región, donde se destaca la Costa Atlántica cuyas reservas corresponden al 84,5% del total.

ZONA (DISTRITO)	DEPARTAMENTOS	TIPOS DE CARBÓN	RECURSOS Y RESERVAS MEDIDAS Mt	POTENCIAL* Mt
BARRANCAS	La Guajira	Térmico	3,933.3	4,536.82
LA JAGUA DE IBIRICO	Cesar	Térmico	2,035.4	6,556,.06
ZULIA	Santander, Norte de Santander	Antracita, térmico, metalúrgico	175.77	1,258.43
PAZ DEL RÍO	Boyacá	Térmico, metalúrgico	170.37	1,720,.21
ZIPAQUIRÁ	Cundinamarca	Antracita, térmico, metalúrgico	236.23	1,482.07
MONTELÍBANO	Córdoba-Norte de Antioquia	Térmico	381	722
AMAGÁ	Antioquia-Antiguo Caldas	Térmico	90.06	474.7
JAMUNDÍ	Valle del Cauca – Cauca	Térmico	41.45	242.47

Fuente: Ingeominas.

Tabla 4-1. Reservas medidas y potenciales de carbón por zonas.

Adicionalmente para el mismo periodo se tiene un estimativo de reservas potenciales (suma de recursos y reservas medidos, indicados, inferidos e hipotéticos) de 16,992.76 millones de toneladas de las cuales un 65% se encuentra en la Costa Atlántica, 19 % en Cundinamarca y Boyacá y el resto en los Santanderes, Antioquia y Valle del Cauca.

4.1.2 Gas Natural

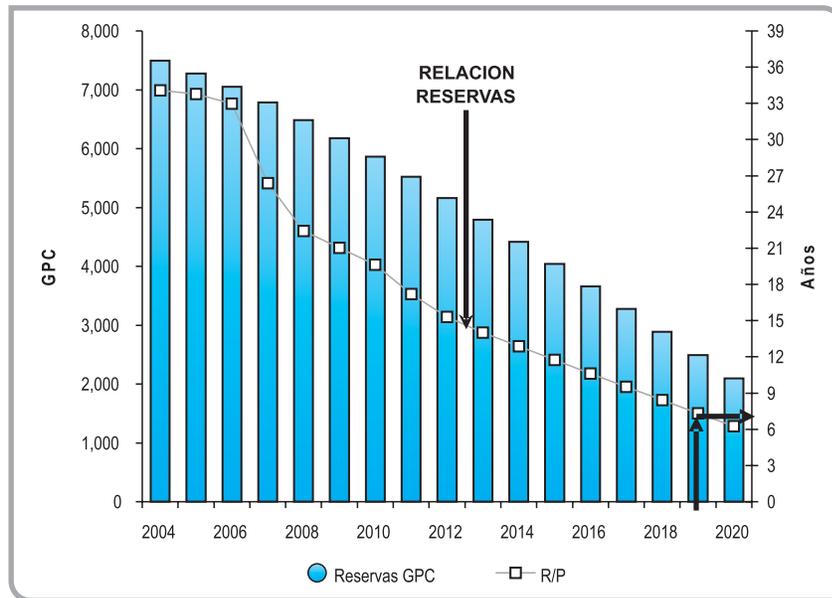
Las reservas de gas natural a diciembre 31 de 2004, alcanzaban un valor de 7,212.5 Giga pies cúbicos (GPC), de los cuales 4,186.9 corresponden a la categoría de reservas probadas y 1,709.6 GPC mantienen la condición de reservas no probadas.

Existe un volumen adicional equivalente a 1,315.7 GPC las cuales están destinadas inicialmente para consumo en la operación petrolera, pero podrían estar disponibles al mercado de acuerdo con lo señalado en el Informe de Reservas de diciembre de 2004 de ECOPELROL.

De las reservas probadas el 43.2% son de gas comercial y el 56.76% equivalentes a 2,376.8 GPC están próximos a comercializar. Las expectativas de descubrimiento de gas natural, son importantes, considerando la gran actividad exploratoria en las cuencas que actualmente presentan producción y que se estima, tienen alta probabilidad de hallazgo especialmente costa afuera.

La evolución de los niveles de reservas y de producción muestra que esta relación, entendida como el período durante el cual las reservas actuales alcanzan si la producción se mantiene a su ritmo vigente y bajo el actual nivel de tecnología, alcanza en agosto de 2005 un valor cercano a los 30 años, superando ampliamente el límite de siete años, definido en la normativa colombiana, con lo cual se garantiza el suministro interno. La Gráfica 4-1 muestra la evolución del factor R/P.

Para efectos de la aplicación del Decreto 3428 de 2003, el R/P de referencia es de 14.94 años.

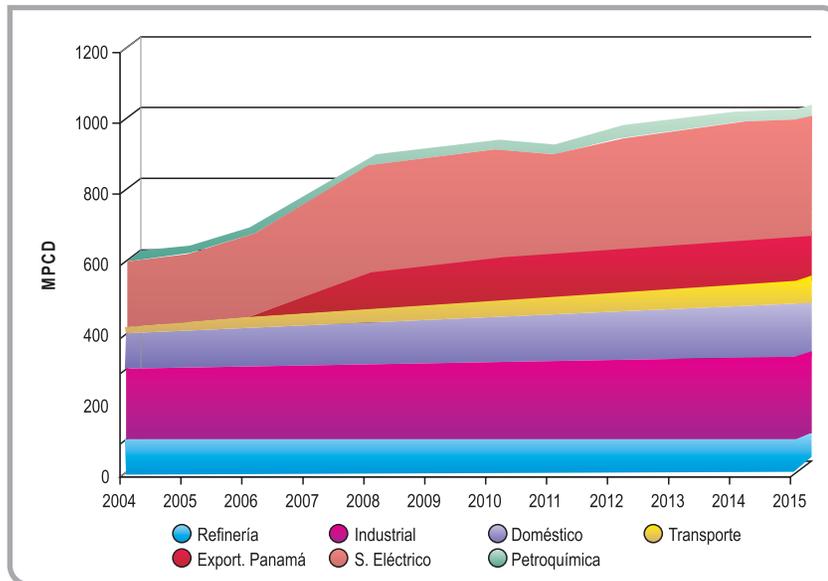


Gráfica 4-1. Relación Reservas/Producción.

Conviene señalar que la capacidad de producción de gas natural ha venido disminuyendo por la acelerada tasa de declinación de los campos en la Guajira. No obstante, a partir del segundo trimestre del 2006, la producción de gas natural se incrementará en cerca de 150 millones de pies cúbicos por día, superando la demanda media esperada con la posibilidad de atender los consumos excepcionales del sector eléctrico. Las fluctuaciones en la demanda de este sector son de particular importancia, ya que representan entre el 35 y 40% del consumo de gas natural.

El comportamiento de consumo de gas en forma sectorial, señala a la generación termoeléctrica como el mayor demandante seguido del sector industrial, así como su uso doméstico. El crecimiento de la demanda total ha sido moderado y determinado esencialmente por el comportamiento hidrológico. El mayor dinamismo lo presenta el sector doméstico y de GNV (gas para el sector transporte), en especial al interior del país.

Respecto a la proyección de la demanda, se realizó una simulación cuya metodología involucra competencia con todos los energéticos sustitos en cada uno de los diferentes mercados, por costos de energía útil (es decir incluyendo la eficiencia de los equipos de uso final), considerando variables tanto económicas como de comportamiento humano, así como restricciones e incentivos tanto de infraestructura como de política. La Gráfica 4-2 presenta los resultados de la simulación en un escenario de precios regulado para Guajira y netback para Cusiana.



Gráfica 4-2. Proyecciones de Demanda Sectorial de Gas Natural.

Para determinar los requerimientos de gas natural con destino a la generación de electricidad se empleó un modelo de simulación del despacho eléctrico involucrando tanto las expectativas de expansión en la generación-transmisión, como variables probabilísticas sobre la hidrología del sistema colombiano.

4.2 PROYECCION DE PRECIOS

4.2.1 Carbón

El ejercicio de proyección de los precios de carbón está basado en un análisis del comportamiento de los precios interno y de exportación del carbón, costos de transporte y manejo en puerto¹⁰ desde las zonas de producción a las zonas de embarque y proyecciones de precios de carbón bocamina del EIA.

4.2.1.1 Metodología

La metodología de proyección empleada fue la de obtener en un primer paso el precio de exportación del carbón colombiano en Santa Marta y en Maracaibo (Venezuela) para el horizonte de estimación. A estos precios se descontaron los precios correspondientes al manejo en puerto y el transporte determinando así el precio en boca de mina.

¹⁰ Plan de infraestructura de transporte para el desarrollo minero en Colombia, UPME, 2004

Los precios obtenidos en bocamina se acotan con precio piso, dependiente de la zona de producción, para lo cual se aplicaron criterios basados en el comportamiento histórico de los precios internos y de los tiempos a partir de los cuales se observa exportación de carbón desde el interior del país.

Finalmente, se toma en cuenta un estimativo del costo medio del transporte del carbón desde la mina a las centrales termoeléctricas y los descuentos que son factibles de obtener por parte de los grandes compradores.

4.2.1.2 Escenarios de precios de carbón

A partir de la proyección del Energy Information Administration –EIA- de los Estados Unidos, Energy Outlook 2005, el análisis del comportamiento histórico de los precios internacionales y las tendencias de los precios de futuros Nymex de carbón, se generaron tres escenarios de precios internacionales así:

- 1) Escenario 1: Tendencias de crecimiento precio internacional EIA.
- 2) Escenario 2: Ajuste de crecimiento para el año 2005 de acuerdo con el promedio histórico observado para luego continuar con tendencia EIA.
- 3) Escenario 3: Aplicación de las tendencias de la máxima caída de los precios del carbón observadas en los años 80 y luego tendencia EIA.

4.2.1.3 Resultados

Realizados los cálculos se determinaron los siguientes escenarios de precios internos de carbón para centrales térmicas que utilizan energético proveniente de las minas de Boyacá – Cundinamarca con contenido calórico de 12,200 BTU/lb y de las minas de Santander cuyo contenido calórico es de 12,600 BTU/lb.

	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
2005	28.59	17.49	12.32	47.69	36.90	28.59
2006	28.03	17.03	12.32	47.11	36.43	19.00
2007	27.25	16.39	12.32	46.30	35.76	20.77
2008	27.16	16.32	12.32	46.21	35.68	20.72
2009	27.02	16.20	12.32	46.07	35.57	20.63
2010	25.62	15.06	12.32	44.64	34.38	19.80
2011	24.23	13.93	12.32	43.20	33.20	18.98
2012	23.50	13.33	12.32	42.45	32.58	18.54
2013	23.02	12.95	12.32	41.97	32.18	18.26
2014	22.91	12.85	12.32	41.84	32.08	18.19

Tabla 4-2 Escenarios de precios¹ por ubicación de plantas térmicas.

¹“Dólares constantes de diciembre de 2004”.

4.2.2 Gas Natural

4.2.1.1 Precio máximo del gas natural puesto en los puntos de entrada a los sistemas de transporte

La proyección del precio máximo del gas natural puesto en planta térmica corresponde a un ejercicio realizado por la UPME en el mes de mayo de 2005. Los supuestos macroeconómicos aplicados corresponden a los del escenario de la Dirección de Estudios Económicos del Departamento Nacional de Planeación para el año 2005.

Las proyecciones de precios de gas natural para las plantas térmicas durante el periodo 2005 – 2020, consideran: i) diferentes escenarios de formación de precio en boca de pozo para Cusiana, ii) supuestos relacionados con los cargos de transporte iii) competencia en el suministro de gas entre Cusiana y Guajira en algunos puntos del sistema y iv) la estimación del costo total, suministro más transporte de gas, de cada planta de generación durante el horizonte de análisis.

4.2.2.2 Metodología

Para la estimación del precio en boca de pozo de los campos de Guajira, Opón y Payoa se utilizan los procedimientos establecidos en las resoluciones vigentes, mientras que para estimar el precio del Gas de Cusiana se hace un análisis Net back referenciado al Gas de la Guajira. El costo de transporte de cada tramo de gasoducto es proyectado aplicando las resoluciones vigentes. El valor del transporte del gas a cada planta de generación es la suma del costo de los tramos necesarios para llevar el gas desde su fuente de suministro hasta la planta.

El precio final es la suma del precio boca de pozo de una fuente determinada (Guajira o Cusiana) y el costo del transporte de la fuente a la planta. Para este análisis se consideran los contratos de suministro y transporte vigentes.

4.2.2.3 Precios del gas en boca de pozo

- **Precios del gas de Guajira**

Para los precios del gas Guajira se aplican las normas vigentes, considerando lo establecido en la Resolución CREG 088 de septiembre de 2005, en la cual se mantiene regulado el precio del gas de la Guajira por un periodo adicional de cinco años, contado a partir de septiembre de 2005.

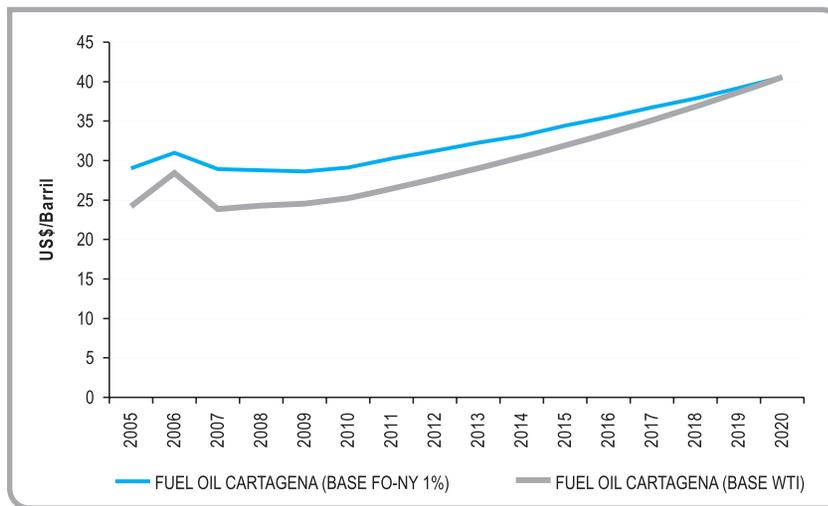
El precio boca de pozo de los campos Guajira y Opón se obtiene aplicando las Resoluciones CPPGN 039/75 y CPPGN 061/83 respectivamente, en las que se

establece que el precio del gas se estima a partir del precio de referencia del Fuel Oil colombiano de exportación puesto en Cartagena.

Para reflejar el comportamiento actual del mercado internacional de hidrocarburos, las proyecciones de precio del Fuel Oil colombiano exportado tomaron como referencia las proyecciones realizadas por la oficina de información de energía de los Estados Unidos EIA, para el Fuel Oil Residual con 1.0% de Azufre en el puerto de Nueva York. Se utiliza esta referencia, por cuanto presenta una mejor correlación con los precios de exportación del Fuel colombiano, que la presentada con los precios del WTI.

El escenario de precios Fuel Oil Residual con 1.0% de Azufre en el puerto de Nueva York, fue ajustado en el corto plazo (2005 y 2006) utilizando el Short-Term Energy Outlook - August 2005, de DOE – EIA y para el largo plazo se ajustó el nivel de precios con la misma tendencia proyectada por DOE-EIA.

En la Gráfica 4-3 se presentan las proyecciones de precios de Fuel Oil de exportación en Cartagena estimados a partir del Fuel Oil NY 1% y del precio del WTI.



Gráfica 4-3. Escenarios de precios de Fuel Oil de Exportación Colombiano.

- **De Precios del Gas de Cusiana**

Teniendo en cuenta que a partir de la ampliación de la capacidad de producción de Cusiana el precio de este campo queda libre, se realizaron varios ejercicios Net back para estimar el posible precio del gas de Cusiana. El Net back indica cual es el precio máximo en boca de pozo que podría tener Cusiana para que su gas (incluido el transporte hasta un punto de referencia) sea competitivo respecto a otro energético, en ese mismo punto.

El análisis realizado contempló un ejercicio Net back con relación al carbón en la industria y en las plantas de generación, y otro con respecto al gas de Guajira puesto en los siguientes puntos del sistema: Barranca, Sebastopol y Vasconia. De estos ejercicios se seleccionó como caso base el Net Back con respecto al precio regulado del gas de Guajira en Sebastopol.

4.2.2.4 Precios De Transporte

Los cargos de transporte se estimaron aplicando las resoluciones¹¹ vigentes para cada uno de los tramos de los sistemas de la Costa y del Interior, y se considera que las tarifas se mantienen con el mismo valor del último año después del vencimiento de las resoluciones actuales. Para todos los casos se aplicó una pareja de cargos fijos y variables de 50% - 50%.

Para determinar el costo de transporte del gas de cada planta térmica, se consideraron los puntos de entrada y salida de gas estipulados en los contratos actuales de transporte. A partir de la terminación de los contratos se busca optimizar el uso de la red de transporte asignando a cada planta el gas con menor precio final (boca de pozo más transporte), es decir, si para una planta el precio de Cusiana (boca de pozo más transporte) es menor que el de Guajira, se supone que esta planta comprará Gas Cusiana y por lo tanto se le aplican los cargos de transporte correspondientes a los tramos desde Cusiana hasta la planta.

4.2.2.5 Escenarios de Precios

En el Anexo A se presentan los resultados de dos escenarios, un escenario que considera que Guajira y Cusiana mantienen los precios boca de pozo regulados actuales, en el segundo se parte del precio del gas Guajira regulado y se estima el precio de Cusiana a partir de un análisis Net back con el gas Guajira referenciado en Sebastopol.

Las tarifas presentadas no incluyen cuota de fomento (1.5% de la tarifa de transporte) ni el impuesto de transporte (2% y 6% de la tarifa de transporte).

¹¹ Resoluciones CREG 070/03 para PROMIGAS, 076/02 para ECOGAS Cusiana – El Porvenir, 0125/04 ECOGAS, 016/01 TRANSORIENTE, entre otras.

5 Alternativas y Estrategias de la Expansión de Generación



5. ALTERNATIVAS Y ESTRATEGIAS DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

La UPME, de acuerdo con el Artículo 16 de la Ley 143 de 1994, es la entidad responsable de “establecer los requerimientos energéticos de la población” y de determinar “la manera de satisfacer dichos requerimientos teniendo en cuenta los recursos energéticos existentes convencionales y no convencionales, según criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales”. Siguiendo este mandato, se elabora el presente capítulo del planeamiento de la expansión en generación de largo plazo, cuyo principal objetivo es analizar el desempeño del Sistema Interconectado Nacional durante los próximos diez años, verificando que se preserve la continuidad del suministro eléctrico, minimizando la probabilidad de ocurrencia de interrupciones en el servicio, así como disminuyendo la vulnerabilidad de las regiones frente a la dependencia de un solo tipo de energético.

Colombia se distingue por una relativa autonomía energética. A pesar de que las reservas probadas de petróleo vienen disminuyendo drásticamente en los últimos años, el país conserva suficientes reservas probadas de combustibles como gas natural, carbón mineral y cuenta con un elevado potencial hidroeléctrico y eólico¹². Esta característica convierte al país en un exportador energético neto frente a otros países latinoamericanos, tema que actualmente es objeto de desarrollo dentro de las políticas gubernamentales¹³.

¹² Unidad de Planeación Minero-Energética e Ingeniería, Consultoría y Planeación S.A. “Potencialidades y Restricciones Técnicas, Económicas y Ambientales para el Desarrollo Minero-Energético”. Bogotá, 2002.

¹³ Unidad de Planeación Minero-Energética. “Plan Energético Nacional, Visión 2003-2020”. Bogotá, 2003.

De otra parte, el hecho de que la base de la generación eléctrica nacional sea hidráulica y de que el aporte termoeléctrico esté sustentado sobre combustibles de origen nacional, ha permitido que los precios y oferta de energía eléctrica sean afectados en grado muy limitado por la volatilidad de los precios internacionales de los combustibles. Sin embargo, existe también la desventaja de que la oferta de electricidad es extremadamente vulnerable a la incertidumbre hidrológica, exigiendo que el planeamiento adquiera un sentido estocástico.

Los análisis que a continuación se presentan son resultados de la simulación de la operación del sistema eléctrico nacional interconectado con los sistemas de países vecinos, cubriéndose el horizonte de corto plazo para el periodo 2005-2009, y el horizonte de largo plazo para el periodo 2010-2014. Tales simulaciones se realizan utilizando el programa Stochastic Dual Dynamic Programming –SDDP, empleando los supuestos y fuentes de información que se especifican en el ítem 5.1 del presente documento.

Para el corto y largo plazo se consideraron cuatro posibles conjuntos de alternativas y estrategias sobre las cuales evolucionaría el sector, las dos primeras comprenden los sistemas eléctricos de Colombia, Ecuador y Perú y consideran dos escenarios diferentes de expansión y algunas variaciones a los supuestos –sensibilidades- a fin de evaluar el comportamiento del sistema frente a éstas. Las dos restantes alternativas y estrategias comprenden los sistemas eléctricos de Colombia, Ecuador, Perú y el conjunto de países centroamericanos que conforman el SIEPAC (Panamá, Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala), considerando la posible exportación de gas natural por parte de Colombia a Panamá.

5.1 SUPUESTOS EMPLEADOS EN LOS ANÁLISIS DE GENERACIÓN

Los supuestos e información insumo considerados en las alternativas de corto plazo, así como en las estrategias de largo plazo son los siguientes:

5.1.1 Datos Colombia

- Hidrologías de enero de 1975 a agosto de 2005. Estas series hidrológicas son reportadas por los propios operadores de los embalses al operador del Sistema Interconectado Nacional (Centro Nacional de Despacho -CND).
- Índices de indisponibilidad considerados en el cálculo del cargo por capacidad de noviembre de 2004.
- Proyectos inscritos en el registro de la UPME hasta Agosto de 2005.
- Proyecciones de demanda de energía y potencia escenario medio de marzo de 2005, generadas por la UPME.

- Características técnicas de generadores hidráulicos y térmicos, presentes y futuros, actualizadas en octubre de 2005, reportados en cada caso por los agentes a la UPME y al CND.
- Proyecciones de precios de gas natural y carbón mineral de UPME, dólares constantes de diciembre de 2004.
- Mínimos operativos vigentes a mayo de 2005. Se mantuvieron constantes a lo largo del horizonte de análisis.
- Se considera información y datos característicos de producción y transporte de gas natural que los agentes han reportado a la UPME.
- Costos indicativos de generación así como costos fijos y variables, determinados por UPME¹⁴.

5.1.2 Datos Ecuador

- Hidrologías de enero de 1975 a diciembre de 2004.
- Índices de indisponibilidad suministrados por el Consejo Nacional de Electricidad –CENACE, en enero de 2005.
- Proyectos de generación empleados en el plan de electrificación del Ecuador de CONELEC a mayo de 2005.
- Proyecciones de demanda de energía y potencia de CONELEC, mayo de 2005.
- Características de plantas hidráulicas y térmicas – CENACE, enero de 2005.
- Interconexión Ecuador - Perú de manera radial, dado que aún subsiste acordar entre ambos países la manera en que se realizarían los intercambios energéticos.
- Proyecciones de precios de combustibles, originados en el Centro Nacional de Control de Energía -CENACE-, mayo de 2005.
- Costos variables de generación y otros costos determinados por el -CENACE-, mayo de 2005.

5.1.3 Datos Panamá

- Hidrologías a partir de enero de 1975.
- Índices de indisponibilidad suministrados por la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. –ETESA, en abril de 2005.

¹⁴ Unidad de Planeación Minero-Energética e Integral -Ingeniería de Consulta. "Costos Indicativos de Generación de Energía Eléctrica". Bogotá, 2005.

- Proyecciones de demanda de energía y potencia de ETESA, de abril de 2005.
- Características de plantas hidráulicas y térmicas, suministrados por ETESA en abril de 2005.
- Proyecciones de precios de combustibles, suministrados por ETESA en abril de 2005.
- Costos variables de generación y otros costos determinados por ETESA en abril de 2005.

5.1.4 Datos Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala

- Hidrologías a partir de enero de 1965.
- Índices de indisponibilidad suministrados por la Comisión de Electrificación para América Central –CEAC, suministrado en abril de 2005.
- Proyecciones de demanda de energía y potencia CEAC, suministrados en abril de 2005.
- Características de plantas hidráulicas y térmicas, suministrados por CEAC en abril de 2005.
- Proyecciones de precios de combustibles, suministrados por CEAC en abril de 2005.
- Costos variables de generación y otros costos determinados por CEAC en abril de 2005.

5.2 EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO

Durante el año 2004 y lo corrido del 2005, la UPME en su registro de proyectos de generación disminuyó la capacidad inscrita en 1,700 MW como consecuencia de que muchos de los proyectos no habían sido actualizados durante más de cinco años, y del hecho de que no se notó evolución en su desarrollo. En este sentido la capacidad de generación inscrita esta alrededor de 10,500 MW.

Las modificaciones más recientes en el registro corresponden a la fecha de entrada del cierre de ciclo de Flores IV, para el segundo semestre de 2008, siempre y cuando se apruebe el nuevo cargo por confiabilidad actualmente en revisión por parte de la CREG.

En lo que respecta a modificaciones en la capacidad instalada se destaca la del proyecto EL MORRO, el cual tenía previsto instalar al primer trimestre del año 2005, 40 MW y que de acuerdo con nuevos estudios de factibilidad y de disponibilidad de gas

aumentaría en 14 MW su capacidad instalada, disponiendo así el SIN de aproximadamente 54 MW, a instalarse en el mismo periodo. Los proyectos inscritos en el registro de la UPME se presentan en la Tabla 5-1.

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	TECNOLOGÍA	LOCALIZACIÓN (MUNICIPIO Y DEPARTAMENTO)		POSIBLE FECHA DE ENTRADA	PROMOTOR	FASE
Térmico de Gas. Capacidad registrada: 1226 MW							
TermoYopal	36	Ciclo Abierto	Yopal	Casanare	I Semestre 2006	TERMOYOPAL S.A	1
TermoFlores IV	150	Ciclo Combinado	Barranquilla	Atlántico	II Semestre 2008	TERMOFLORES S.A E.S.P.	1
Térmica del Café *	215	Ciclo Abierto	Yopal	Casanare	Sin confirmar	Promotora Térmica del Café S.C.A.	1
Termo Upar	300	Ciclo Abierto	La Paz	Cesar	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Termo Lumbí	300	Ciclo Combinado	Mariquita	Tolima	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Termo Yarigüies	225	Ciclo Combinado	Barrancabermeja	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
TermoEIPaso	40	Ciclo Abierto	El Paso	Cesar	Sin confirmar	GELECSA E.S.P	1
Hidroeléctrica (Embalse) Capacidad registrada: 8730 MW							
Porce 3	660	Turbina Francis	Anorí - Amalfi	Antioquia	Jun-10	EEPPM	2
Nechí	645	Turbina Pelton	Anorí (otros)	Antioquia	Sin confirmar	EEPPM	2
Sogamoso	840	Turbina Francis	Río Sogamoso	Santander	Sin confirmar	HIDROSOGAMOSO S.A.	2
Guaico	136	Turbina Francis	Abejorral	Antioquia	Sin confirmar	EEPPM	1
Guamues PMG – I	428	Turbina Pelton	Pasto	Nariño	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
Guamues PMG – II	605	Turbina Pelton	Pasto	Nariño	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
PMG – Patía I	880	Turbina Francis	Pasto	Nariño	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
PMG – Patía II	911	Turbina Francis	Pasto	Nariño	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
Cabrera	600	Turbina Francis	Río Suarez	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Fonce	520	Turbina Pelton	San Gil	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Andaquí	705	Turbina Francis	-----	Cauca y Putumayo	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Pescadero-Ituango	1800	Turbina Francis	Ituango	Antioquia	Sin confirmar	Hidroeléctrica Pescadero – Ituango S.A.	1
Hidroeléctrica (Mediana y Pequeña Central) Capacidad registrada: 511.76 MW							
PCH de Neusa	2,91	---	Cogua - Tausa	C/marca	Ene-06	INGAMEG	1
Río Amoyá	78	Turbina Pelton	Chaparral	Tolima	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	1
Agua Fresca	4	Turbina Pelton	Jericó	Antioquia	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	1
Montañitas	24,5	Turbina Pelton	Don Matías - Sta. Rosa	Antioquia	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	2
Cañaveral	68	Turbina Pelton	Sonsón y Aguadas	Antioquia - Caldas	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
Encimadas	94	Turbina Pelton	Sonsón y Aguadas	Antioquia - Caldas	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
Alejandría	16,3	Sin Información	Alejandría	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Aures	24,9	Turbina Pelton	Sonsón, Abejorral	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Caracolí	14,6	Turbina Pelton	Caracolí	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Cocorná	29,7	Sin Información	Cocorná	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Río Frío	8,5	Turbina Pelton	Támesis	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Santa Rita (Rehab.)	1	Turbina Pelton	Andes	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Cucuana	88	Turbina Francis	Roncesvalles	Tolima	Sin confirmar	ELECTRIF. DEL TOLIMA	1
Coello 1, 2, 3	3,75	Turbina Kaplan	Chicoral	Tolima	Sin confirmar	HIDROESTUDIOS	1
Río Ambeima	45	Turbina Pelton	Chaparral	Tolima	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	1
PCH Las Cascadas	8,6	---	San Roque	Antioquia	Sin confirmar	INVERSIONES JG VILLEGAS	1

Tabla 5-1. Proyectos de generación de Colombia inscritos en la UPME.

Por otra parte, con respecto a los proyectos que actualmente se hallan en construcción sus principales avances actualizados al mes de junio de 2005 son:

- Central Térmica El Morro, proyecto a gas natural ubicado en el departamento del Casanare con una capacidad aproximada de 54 MW, el cual tiene previsto entrar en operación comercial en marzo de 2006.
- Calderas, proyecto hidráulico con capacidad de 26 MW dispuesto en dos unidades, el cual se encuentra fuera de operación desde septiembre de 1998. Se estima como fecha de entrada a operación junio de 2006.
- Trasvase río Guarinó al embalse de Miel I, con lo cual dicho proyecto podrá en un futuro disponer de aproximadamente 238 GWh – año. Se estima su fecha de entrada el mes de enero de 2008.
- Trasvase río Manso al embalse de Miel I, lo cual permitirá que dicho proyecto pueda contar con aportes energéticos del orden de 179 GWh – año. Se estima como fecha de entrada el mes de junio de 2008.
- Río Amoyá, proyecto hidráulico con una capacidad de 78 MW, el cual estima haber finalizado su cierre financiero en el último trimestre de 2005¹⁵.
- Río Manso, proyecto hidráulico con una capacidad de 27 MW, el cual se beneficiaría del trasvase del río Manso al embalse Amaní de Miel I, una vez sea aprobada la licencia ambiental. Se estima como fecha de entrada en operación enero de 2009.
- Porce III, proyecto en construcción, se hizo entrega del portal del túnel de desviación y el inicio de la construcción del puente sobre la quebrada La Unión, el cual facilitará el acceso a casa de máquinas.

Se estima para el mes de diciembre de 2006 realizar la desviación del río, con el fin de comenzar las excavaciones de las fundaciones. Así mismo fue adjudicada la construcción de las obras. Se estima como fecha de entrada junio de 2010.

Los siguientes son los proyectos considerados en los análisis de plan de expansión en generación tanto en el corto como en el largo plazo (ver Tabla 5-2).

PROYECTO	TIPO	CAPACIDAD MW	FECHA
EL MORRO	GAS CA	54	Mar-06
CALDERAS	HIDRO	26	Jun-06
TRASVASE GUARINÓ	HIDRO	--	Ene-08
RÍO AMOYA	HIDRO	80	Ene-09
RÍO MANSO	HIDRO	27	Ene-09
PORCE 3	HIDRO	660	Jun-10
TOTAL – MW		847	

Tabla 5-2. Proyectos en expansión de la capacidad de generación en Colombia.

¹⁵ ISAGEN. Informe anual 2004.

Adicionalmente, se consideró en la operación el cambio de combustible, de las plantas de Guajira 1 y 2 que en la actualidad operan con gas natural y que a mediados del año 2006 operarían con carbón mineral.

Otros proyectos considerados en los análisis de expansión que si bien no tienen actualmente cierre financiero, son recomendados por parte de la UPME con el fin de disminuir la vulnerabilidad de las regiones frente a la concentración de fuentes energéticas. Los proyectos adicionales contemplados son: cierres de ciclos a gas de las unidades de Flores 2 y 3, Termocandelaria 1 y 2, adición de 150 MW para completar el cierre de ciclo en la planta de Tebsa, así como la instalación de plantas a carbón mineral en la Costa Atlántica y/o Norte de Santander de 150 MW respectivamente.

5.3 EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO

En la actualidad el gobierno de la República de Ecuador está comprometido en establecer políticas económicas que fomenten las inversiones de largo plazo, propiciando la construcción de centrales hidroeléctricas que sustituyan generación térmica ineficiente, así como la conversión de centrales térmicas que generen con diesel a centrales que utilizan gas natural o residuos de las refinerías de petróleo.

5.3.1 Proyecciones de Demanda de Energía y Potencia en Ecuador

Según las expectativas económicas y comportamiento de consumos de los diferentes sectores económicos, en la Tabla 5-3 se presenta la proyección de la demanda de energía en bornes de generación para tres escenarios de crecimiento.

AÑO	MENOR		MEDIO		MAYOR	
	GWh	Tasa %	GWh	Tasa %	GWh	Tasa %
2005	13.694	--	13.847	--	13.979	--
2006	14.314	4,53	14.606	5,48	14.914	6,69
2007	14.929	4,29	15.353	5,12	15.813	6,03
2008	15.542	4,11	16.120	5,00	16.747	5,91
2009	16.151	3,92	16.901	4,84	17.710	5,75
2010	16.759	3,77	17.694	4,69	18.700	5,59
2011	17.372	3,65	18.505	4,59	19.725	5,48
2012	17.993	3,58	19.343	4,52	20.793	5,42
2013	18.620	3,48	20.202	4,44	21.898	5,31
2014	19.255	3,41	21.089	4,39	23.049	5,26

Tabla 5-3. Escenarios de proyección de demanda de energía eléctrica en Ecuador.

De igual manera, en la Tabla 5-4 se muestra la demanda de potencia máxima en bornes de generación para los tres escenarios de crecimiento.

AÑO	MENOR		MEDIO		MAYOR	
	MW	Tasa %	MW	Tasa %	MW	Tasa %
2005	2.501	--	2.522	--	2.539	--
2006	2.600	3,95	2.642	4,75	2.685	5,75
2007	2.693	3,59	2.756	4,34	2.823	5,14
2008	2.788	3,51	2.874	4,29	2.966	5,08
2009	2.882	3,38	2.995	4,21	3.115	5,01
2010	2.976	3,26	3.118	4,10	3.268	4,91
2011	3.071	3,19	3.245	4,05	3.427	4,86
2012	3.167	3,14	3.375	4,02	3.592	4,82
2013	3.267	3,14	3.511	4,02	3.765	4,81
2014	3.368	3,10	3.650	3,97	3.944	4,76

Tabla 5-4. Escenarios de proyección de demanda de potencia máxima en Ecuador.

5.3.2 Proyectos de expansión en Ecuador

La Tabla 5-5 relaciona los proyectos considerados en los análisis de expansión para el Ecuador.

PLANTA	TIPO	CAPACIDAD MW	FECHA
SAN FRANCISCO	HIDRO	230	Dic-07
BAJO ALTO 2	VAPOR	95	Ago-08
OCAÑA	HIDRO	26	Oct-08
MAZAR	HIDRO	190	Mar-09
INCREM. MOLINO CON MAZAR	HIDRO	--	Mar-09
BAJO ALTO 3	CICLO COMB.	87	May-11
TOTAL – MW		628	

Tabla 5-5. Proyectos en expansión de la capacidad de generación en Ecuador.

Con respecto a la expansión en capacidad de Ecuador anteriormente utilizada en la versión 2004-2018 del Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión de Colombia, se presentó una disminución en la capacidad a instalar en Ecuador de 330 MW, las cuales corresponden a los proyectos de Salinas (Eólico – 10 MW), Esmeraldas (MCI¹⁶ – 50 MW) y Termoriente (MCI – 270 MW).

¹⁶ MCI: motor de combustión interna.

5.4 EXPANSIÓN DEL SISTEMA SIEPAC¹⁷

A continuación presenta para el conjunto de países que conforman el Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central –SIEPAC, sus correspondientes demandas y expansión de su capacidad de generación eléctrica para el periodo 2005-2014.

5.4.1 Proyecciones de Demanda de Energía Sistema SIEPAC.

Según las expectativas de crecimiento económico y comportamiento de los consumos esperados de los diferentes sectores económicos, en la Tabla 5-6 se presentan las proyecciones de la demanda media de energía esperada para los países que conforman el sistema SIEPAC.

AÑOS	PANAMÁ	COSTA RICA	NICARAGUA	HONDURAS	EL SALVADOR	GUATEMALA
2005	5.468	8.322	2.844	5.573	4.598	7.643
2006	5.660	8.768	2.912	5.857	4.740	8.207
2007	5.858	9.234	3.062	6.154	4.887	8.693
2008	6.056	9.722	3.214	6.467	5.035	9.199
2009	6.262	10.236	3.371	6.796	5.185	9.710
2010	6.479	10.778	3.531	7.137	5.339	10.210
2011	6.704	11.351	3.696	7.495	5.499	10.734
2012	6.930	11.955	3.870	7.864	5.664	11.285
2013	7.161	12.581	4.054	8.248	5.833	11.864
2014	7.410	13.231	4.249	8.646	6.007	12.472

Tabla 5-6. Proyecciones de demanda de energía de los países que conforman el SIEPAC – GWh-.

5.4.2 Proyectos de Expansión en el Sistema SIEPAC

En los países que conforman el sistema SIEPAC se tiene un estimado de instalación de 3,400 MW así como un retiro probable de 950 MW.

En Panamá se han identificado para la instalación de proyectos de generación en el corto y largo plazo 395 MW de los cuales 75% corresponden a proyectos hidráulicos y el restante 25% a proyectos térmicos. En el futuro inmediato el sistema panameño considera el desarrollo de los proyectos hidroeléctricos de Bonyic de 30 MW, Changuinola 75 de 158 MW, ubicados en la provincia de Bocas del Toro.

¹⁷ Tomado de Suministro Futuro de Electricidad. Ministerio de Economía y Finanzas. Comisión de Política Energética. Agosto de 2003.

Los proyectos panameños contemplados en los análisis de expansión del sistema colombiano en los cuales se considera la interconexión con Panamá se presentan en la Tabla 5-7.

PLANTA	TIPO	CAPACIDAD MW	FECHA
BAJO MINA	HIDRO	51	Ene-08
BONYIC	HIDRO	30	Ene-08
MMV 50-1	TERMICA	100	Ene-10
GAULACA	HIDRO	24	Jul-11
CHAN 75	HIDRO	158	Ene-12
PANDO	HIDRO	32	Ene-14
TOTAL – MW		395	

Tabla 5-7. Proyectos en expansión de la capacidad de generación en Panamá.

De otra parte los análisis de generación para el sistema panameño consideraron el retiro de 160 MW de los cuales 80 MW serán en enero de 2010 y los restantes 80 MW en enero de 2012.

Es de mencionar que en este análisis, no se consideraron para el caso de Panamá los proyectos hidráulicos CHAN 140 de 132 MW y Santa María de 31 MW debido a que sufrieron aplazamientos.

En total la capacidad contemplada a instalar y retirar en el periodo comprendido entre agosto de 2005 y diciembre del 2014 del sistema SIEPAC y considerada en los análisis de Plan de Expansión de Colombia se presentan en la Tabla 5-8.

PAÍS	CAPACIDAD A INSTALAR MW	RETIROS DE CAPACIDAD MW
PANAMÁ	395	160
COSTA RICA	807,1	110
NICARAGUA	754,2	243,5
HONDURAS	775,8	419
EL SALVADOR	208,7	10
GUATEMALA	432	-
TOTAL – MW	3.372,80	942,5

Tabla 5-8. Adición y retiro de capacidad de generación eléctrica en los países que conforman el SIEPAC.

5.5 COSTOS DE REFERENCIA DE GENERACIÓN

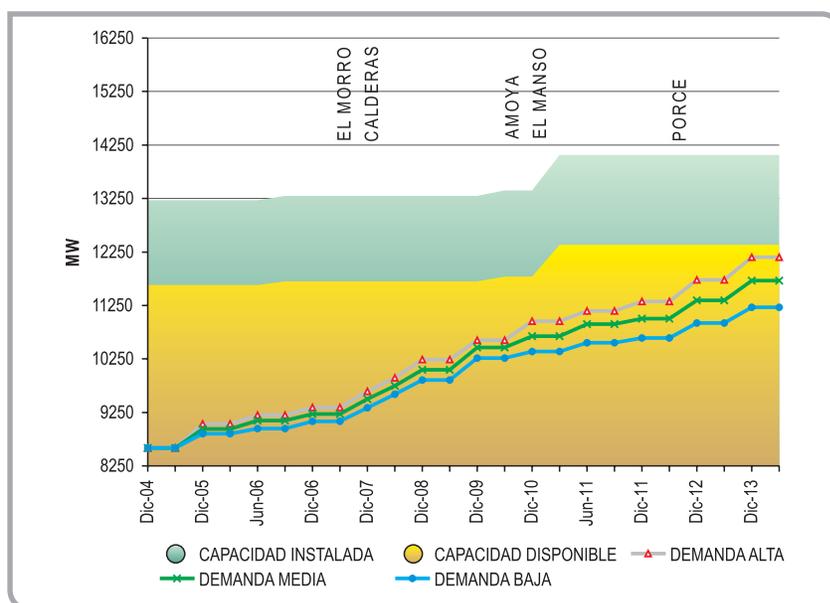
Para la determinación de los costos de generación de las diferentes plantas eléctricas nacionales se empleó el estudio llevado a cabo por la UPME y la compañía Integral titulado “Costos Indicativos de Generación de Energía Eléctrica”.

El propósito cumplido en este estudio fue establecer los costos pre-operativos y operativos que determinan el costo de generación eléctrica nacional. Se incluyeron en los primeros, los costos de estudios e ingeniería, inversión, financieros y de ley, y en los segundos, los costos de administración, operación y mantenimiento, tanto fijos como variables, seguros y cargos de ley. El estudio diferencia las diversas fuentes de energía (hidráulica, gas, carbón, etc.), y las diversas tecnologías en cada una de éstas. Igualmente, se tienen en cuenta las diferencias en infraestructura, económicas y de recursos naturales que se presentan en las diferentes regiones del país.

Los costos empleados para el análisis de expansión en generación en Colombia se presentan en el Anexo B.

5.6 REQUERIMIENTOS DE GENERACIÓN POR POTENCIA EN EL CORTO Y LARGO PLAZO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO

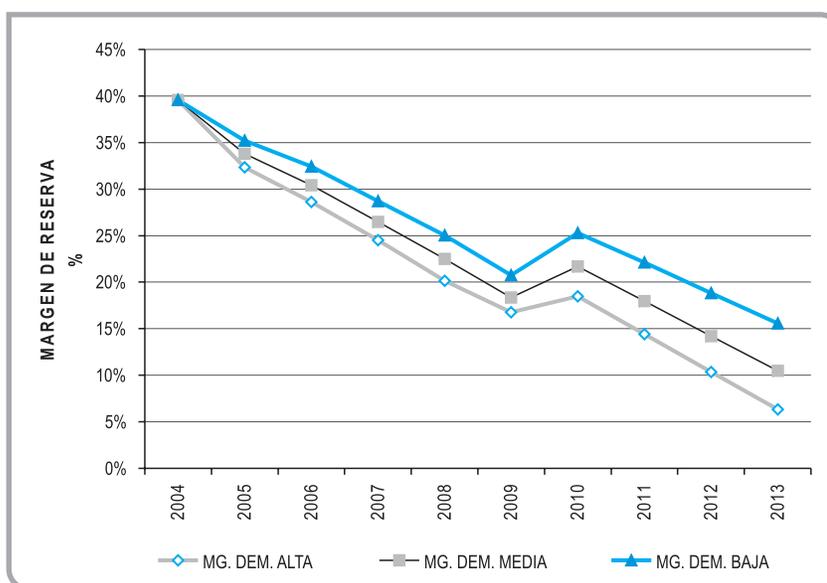
Un sistema eléctrico para la atención de la demanda debe planearse desde dos tipos de variables; potencia y energía. Luego del racionamiento presentado en Colombia a comienzos de los noventa el sector eléctrico colombiano ha logrado operar con un buen margen de reserva de potencia. No obstante, se empieza a observar sobre el sistema eléctrico que éste requiere de la entrada de nuevas plantas de generación para mantener el margen dentro de un nivel deseado como se muestra en la Gráfica 5-1.



Gráfica 5-1. Comparación de la capacidad instalada y demanda de potencia.

En este sentido, la UPME ha considerado analizar los requerimientos que en capacidad exige el sistema para la atención de la demanda de potencia, a través de un ejercicio en el que se evalúa la demanda máxima de potencia anual contra la capacidad disponible en el sistema, sin considerar la interconexión hacia Ecuador.

Dado que tradicionalmente el pico de potencia para el sistema colombiano se presenta en el año durante el mes de diciembre, este fue el valor considerado para compararlo con respecto a la capacidad disponible instalada y futura. El resultado se presenta en la Gráfica 5 2 para los tres escenarios de demanda de potencia obtenidos a partir de las proyecciones de demanda de energía y potencia en el mes de marzo de 2005.



Gráfica 5-2. Porcentaje de margen de reserva de potencia del sistema colombiano.

Se observa en la gráfica que ante la ocurrencia de escenarios de demanda media y baja el sistema eléctrico colombiano, con lo que posee instalado y lo que está en construcción, podría atender los requerimientos de demanda de potencia que el sistema exige. No obstante, ante la ocurrencia de un escenario de demanda alta se observa que el margen de reserva para el año 2009 estaría alrededor del 16%, el cual es un valor riesgoso para la operación del sistema dadas las características que posee el sistema eléctrico.

Con el fin de que el sistema posea un margen de reserva cercano al menos al 20% éste requiere la instalación de 900 MW a partir del año 2009 hasta el año 2013 adicionales a Porce III. Una aproximación de los incrementos de capacidad requeridos anualmente para la atención de la demanda máxima de potencia se presenta en la Tabla 5-9.

PERIODO	H	G	C
2009			150
2010			
2011		320	
2012		180	
2013		250	
Subtotal	660	750	150
Total - MW	1.560		

H: Hidro G: Gas Natural C: Carbón Mineral

Tabla 5-9. Requerimientos de capacidad para atención de un escenario de demanda alta de potencia.

5.7 REQUERIMIENTOS DE GENERACIÓN POR ENERGÍA EN EL CORTO Y LARGO PLAZO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO

Los análisis de requerimientos de generación aquí planteados en el corto y largo plazo para el Sistema de Interconexión Nacional corresponden a la capacidad demandada por el sistema colombiano desde el punto de vista de energía. El horizonte de análisis se divide en dos periodos: el corto plazo, comprendido entre los años 2005 y 2009, y el largo plazo comprendido entre los años 2010 y 2014. Se presentan así mismo dos escenarios de análisis: un escenario que incluye los sistemas eléctricos interconectados de Colombia y Ecuador-Perú, y un segundo escenario que incluye además de Colombia y Ecuador-Perú los sistemas eléctricos centroamericanos (Panamá, Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala)¹⁸.

5.7.1 Análisis Sistema Eléctrico Colombia Interconectado con Ecuador-Perú

El objetivo de este escenario, que considera la interconexión con Ecuador, es establecer los requerimientos de expansión de la capacidad de generación eléctrica nacional cuando se satisface, además de la demanda Colombiana, las exportaciones de energía al vecino país.

La interconexión eléctrica se consigue a través de una línea de transmisión que une las subestaciones de Jamondino (Colombia) y la subestación Pomasqui (Ecuador), a un nivel de tensión de 230 kV y capacidad de 250 MW, interconexión que ampliará su

¹⁸ La simulación del sistema eléctrico ecuatoriano estima la futura interconexión de este país con el sistema eléctrico Peruano que iniciaría en diciembre del 2005 con una capacidad de 100 MW, capacidad que se ampliaría a 125 MW en diciembre de 2006. La interconexión de ambos países implicaría para Ecuador un importante soporte energético ya que Perú se constituiría como un exportador neto de energía eléctrica.

capacidad de transporte a 500 MW a partir de abril de 2007. Para este caso se establecen dos conjuntos de Alternativa-Estrategia que son la Alternativa CP-1 y Estrategia LP-1 y la Alternativa CP-2 y Estrategia LP-2.

La Alternativa CP-1 y Estrategia LP-1 para el corto y largo plazo, respectivamente, considera además de la expansión de capacidad de generación eléctrica de los proyectos que actualmente se encuentran en construcción en Colombia (según se muestra en la Tabla 5-2), la instalación de un proyecto a carbón con capacidad de 150 MW entrando a operar en enero de 2010 y un segundo proyecto a gas entrando a operar en enero de 2011 de 170 MW, ambos ubicados en la Costa Atlántica Colombiana (ver Tabla 5 10).

La Alternativa CP-2 y Estrategia LP-2 para el corto y largo plazo, respectivamente, considera además de la expansión de capacidad de generación eléctrica de los proyectos que actualmente se encuentran en construcción en Colombia, la instalación de un conjunto de proyectos de cogeneración ubicados en la Costa Atlántica y en el departamento del Valle del Cauca entrando a operar en el año 2008 con una capacidad total de 82 MW, un proyecto a carbón ubicado en la Costa Atlántica Colombiana, con capacidad de 150 MW, entrando a operar en enero de 2010 (ver Tabla 5-10).

ALTERNATIVA CP-1	PERIODO	H	C	G
	2005			
2006	26			54
2007				
2008				
2009	107			
Subtotal	133			54
Total - MW	187			

ESTRATEGIA LP-1	PERIODO	H	C	G
	2010	660	150	
2011				170
2012				
2013				
2014				
Subtotal	660	150		170
Total - MW	980			

ALTERNATIVA CP-2	PERIODO	H	C	G	CG
	2005				
2006	26			54	
2007					
2008					82
2009	107				
Subtotal	133			54	82
Total - MW	269				

ESTRATEGIA LP-2	PERIODO	H	C	G	CG
	2010	660	150		
2011					
2012					
2013					
2014					
Subtotal	660	150	0	0	
Total - MW	810				

H: Hidro C: Carbón mineral G: Gas natural CG: Cogeneración

Tabla 5-10. Expansión requerida en generación. Alternativas y Estrategias CP-1/LP-1 y CP-2/LP-2 - Colombia interconectado con Ecuador-Perú.

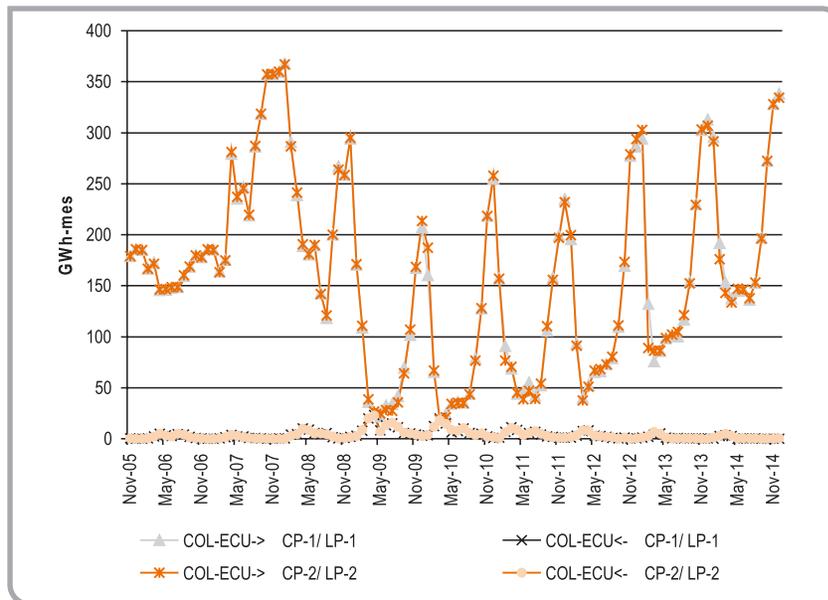
La simulación conjunta de la operación de los sistemas eléctricos de ambos países determinó para las estrategias LP-1 y LP-2 los valores esperados de racionamiento que se muestran en la Tabla 5-11, los cuales satisfacen los límites de confiabilidad para la operación del sistema eléctrico nacional¹⁹. Así mismo, se presentan para ambos conjuntos de alternativas y estrategias las exportaciones e importaciones de energía entre países (ver Gráfica 5-3) y el costo marginal esperado de la energía eléctrica en Colombia (ver Gráfica 5-4).

LP-1	ETAPA	NSD*	VERE %	VEREC %
	Mar-14	1	0,02	2,13
Oct-14	1	0,00	0,01	

LP-2	ETAPA	NSD*	VERE %	VEREC %
	Feb-13	1	0,02	2,19
Mar-13	2	0,05	2,72	
Oct-14	1	0,00	0,04	

* Número de series con déficit energético

Tabla 5-11. Valores esperados de racionamiento eléctrico en Colombia de las Estrategias LP-1 y LP-2. Colombia interconectado con Ecuador-Perú.

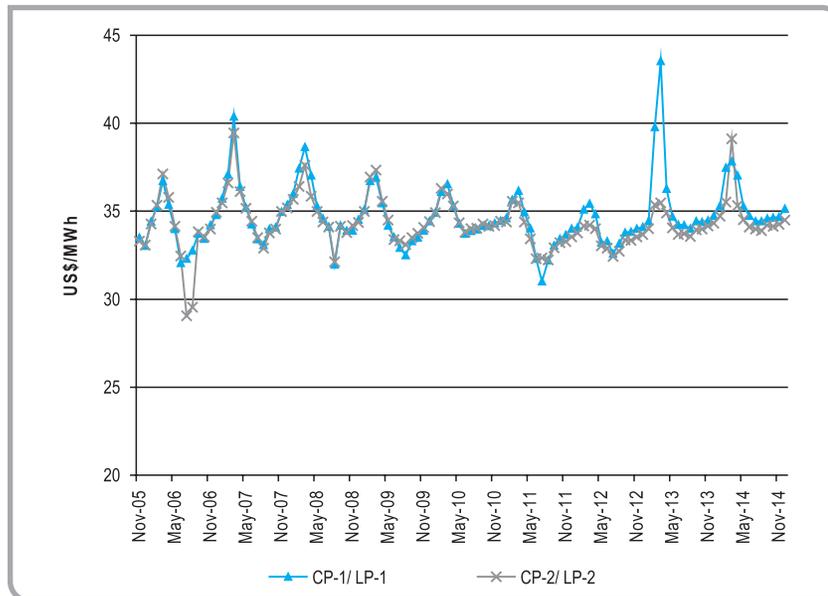


Gráfica 5-3. Exportaciones e importaciones de energía eléctrica. Alternativas y estrategias CP-1/LP-1 y CP-2/LP-2. Colombia interconectado con Ecuador-Perú.

¹⁹ La Resolución 025 de 1995 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- establece en el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional como el máximo nivel aceptable de riesgo en el suministro a la demanda de energía los siguientes Límites de Confiabilidad:

- El Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE), el cual se define como el racionamiento promedio de energía en un mes determinado, no debe superar el 1,5% de la demanda.

El Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC), el cual como el racionamiento promedio de energía de los casos con déficit en un mes determinado, no debe superar el 3% de la demanda, con un número máximo de casos de cinco.



Gráfica 5-4. Costo marginal esperado de la energía eléctrica en Colombia. Alternativas y Estrategias CP-1/LP-1 y CP-2/LP-2. Colombia interconectado con Ecuador-Perú.

5.7.2 Sensibilidades al Análisis Sistema Eléctrico Colombia Interconectado con Ecuador-Perú

Se presentan a continuación tres variaciones a la Alternativa CP-1 / Estrategia LP-1 anteriormente considerada: La primera sensibilidad estima los efectos de la salida de las centrales hidráulicas de Paraíso y La Guaca; la segunda considera el escenario de demanda máxima de energía en el país; el tercer caso de sensibilidad considera un escenario Colombia Autónoma, es decir, sin interconexiones eléctricas con otros países.

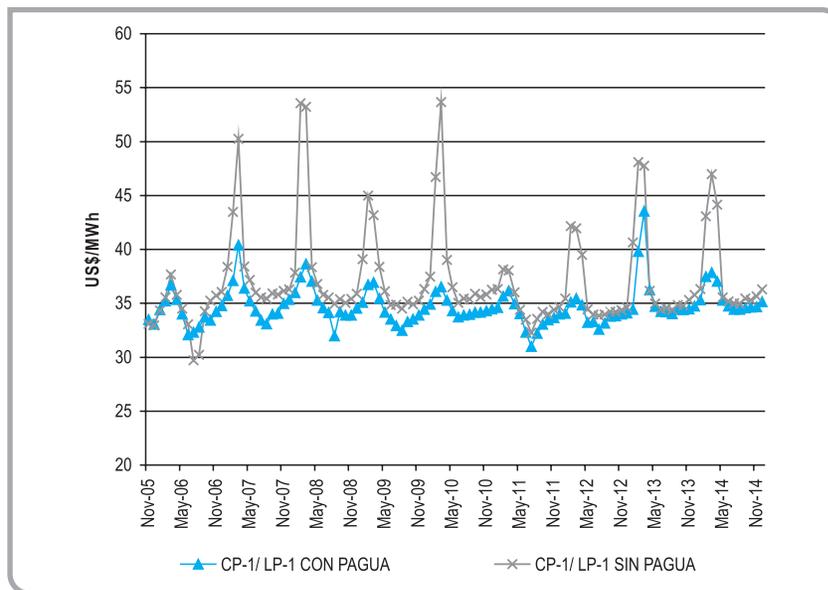
5.7.2.1 Caso Sistema Eléctrico Colombiano Interconectado con Ecuador-Perú Considerando la Salida de Operación de la Cadena Hidroeléctrica Paraíso – La Guaca

El objetivo de este escenario es evaluar los efectos de la salida de operación de la cadena hidroeléctrica Paraíso – La Guaca en el mes de Octubre de 2006, la cual tiene una capacidad instalada total de 600 MW²⁰. La simulación de la operación de estos sistemas eléctricos determinó un serio incremento en los valores esperados de racionamiento eléctrico respecto al caso base CP-1/LP-1, según se muestra en la Tabla 5-12. Se presentan igualmente los efectos sobre el costo marginal esperado de la energía en Colombia en la Gráfica 5-5.

²⁰ Mediante la Resolución 506 de marzo de 2005 la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca dio un plazo de 18 meses a la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá (EAAB), a la Empresa de Energía de Bogotá (EEB) y Emgesa, para adelantar las obras que conduzcan al mejoramiento ambiental del embalse del Muña, mitigando los malos olores y la proliferación de mosquitos que se generan en el embalse. En este plazo se deberá resolver la solicitud de la alcaldía de Sibate de revocar la concesión para bombear agua del río Bogotá al embalse Muña, lo cual impactaría al sector eléctrico con el retiro de la cadena de generación hidroeléctrica de Paraíso – La Guaca.

ETAPA	NSD	VERE %	VEREC %
Ene-07	1	0.02	1.52
Feb-07	1	0.09	9.13
Mar-07	1	0.12	11.98
Feb-08	2	0.14	6.97
Mar-08	2	0.12	6.11
Feb-09	1	0.02	2.01
Mar-09	1	0.01	0.89
Feb-10	2	0.06	3.07
Mar-10	1	0.14	13.82
Oct-10	1	0.00	0.04
Feb-12	2	0.02	0.84
Mar-12	1	0.04	3.60
Abr-12	1	0.03	2.68
Ene-13	1	0.05	5.26
Feb-13	1	0.16	16.24
Mar-13	2	0.15	7.31
Abr-13	4	0.00	0.04
Nov-13	1	0.00	0.03
Feb-14	2	0.03	1.40
Mar-14	3	0.07	2.28
Abr-14	3	0.06	1.87
Jul-14	2	0.00	0.05
Sep-14	3	0.00	0.06
Oct-14	2	0.00	0.05
Nov-14	1	0.00	0.07
Dic-14	2	0.00	0.03

Tabla 5-12. Valores esperados de racionamiento eléctrico en Colombia. Sensibilidad retiro de operación de las Centrales Paraíso y La Guaca.



Gráfica 5-5. Costo marginal esperado de la energía eléctrica en Colombia. Sensibilidad retiro de Operación de las centrales Paraíso y La Guaca.

5.7.2.2 Caso Sistema Eléctrico Colombiano Interconectado con Ecuador-Perú Considerando Demanda Máxima en Colombia

El objetivo de este escenario es evaluar los efectos de un incremento de la demanda colombiana de energía eléctrica. La simulación de la operación adicionó en este caso al escenario de expansión de la Alternativa 1/Estrategia 1 capacidad por 330 MW según se muestra en la Tabla 5-13 a fin de cumplir los límites de confiabilidad.

Alternativa SCL-2	PERIODO	H	C	G	CG
	2005				
	2006	26		54	
	2007				
	2008				
	2009	107			
	Subtotal	133	0	54	0
Total - MW	187				

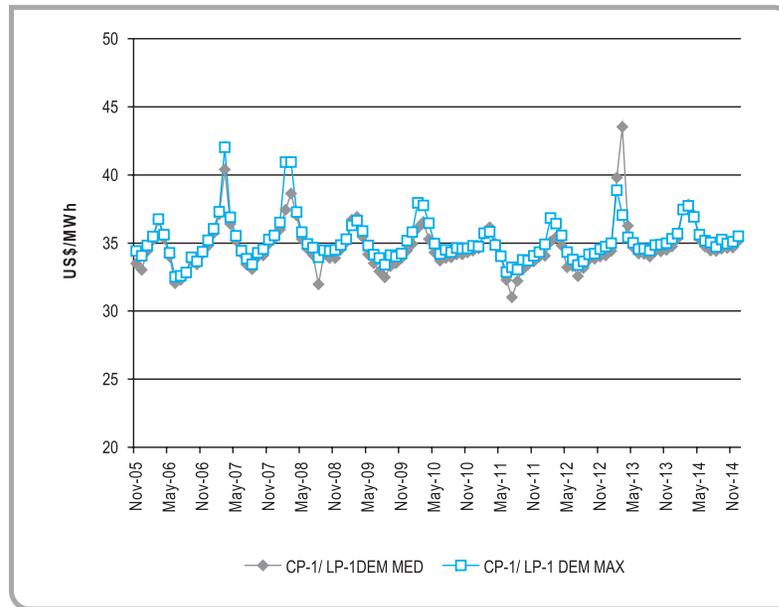
Estrategia SPL-2	PERIODO	H	C	G	CG
	2010	660	150		
	2011			320	
	2012			180	
	2013				
	2014				
	Subtotal	660	150	500	0
Total - MW	1,310				

Tabla 5-13. Expansión necesaria de la capacidad de generación eléctrica. Sensibilidad demanda máxima en Colombia.

La Tabla 5-14 muestra los valores esperados de racionamiento de energía eléctrica mientras la Gráfica 5-6 presenta igualmente los efectos sobre el costo marginal esperado de la energía en Colombia.

ETAPA	NSD	VERE %	VEREC %
Mar-07	1	0,02	2,27
Feb-08	1	0,02	1,97
Mar-08	1	0,02	2,24
Feb-13	1	0,02	2,46

Tabla 5-14. Valores esperados de racionamiento eléctrico en Colombia. Sensibilidad demanda máxima en Colombia.



Gráfica 5-6. Costo marginal esperado de la energía eléctrica en Colombia. Sensibilidad demanda máxima en Colombia.

5.7.2.3 Caso Sistema Eléctrico Colombiano Autónomo

El objetivo de este escenario es evaluar el sistema eléctrico nacional sin incluir interconexiones eléctricas, lo cual limita la demanda sobre el sistema a la demanda nacional al no haber exportaciones ni importaciones de energía. La simulación se realizó asumiendo la expansión de la capacidad de generación eléctrica relacionada en la Alternativa CP-1/Estrategia LP-1 pero sin incluir el proyecto a gas con capacidad de 170 MW, tal como se muestra en la Tabla 5-15.

ALTERNATIVA SLC-3	PERIODO	H	C	G	CG
	2005				
	2006	26		54	
	2007				
	2008				
	2009	107			
	Subtotal	133	0	54	0
Total - MW	187				

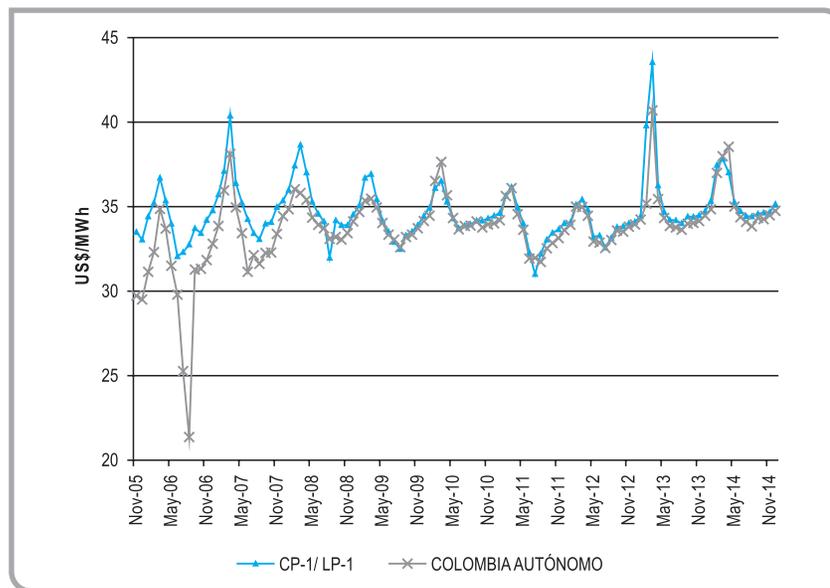
ESTRATEGIA SLP-3	PERIODO	H	C	G	CG
	2010	660	150		
	2011				
	2012				
	2013				
	2014				
	Subtotal	660	150	0	0
Total - MW	810				

Tabla 5-15. Requerimientos de capacidad de generación eléctrica considerando el sistema eléctrico Colombia autónomo.

Los resultados de la alternativa determinaron que, los valores esperados de racionamiento no sobrepasan los límites de confiabilidad, según se muestra en la Tabla 5-16. La Gráfica 5-7 presenta el costo marginal esperado de la energía en Colombia comparando el caso Colombia autónomo con el caso Colombia interconectado con Ecuador-Perú.

ETAPA	NSF	VERE %	VEREC %
Mar-07	1	0,02	2,32
Mar-13	2	0,03	1,63
Abr-14	1	0,01	0,88

Tabla 5-16. Valores esperados de racionamiento eléctrico en Colombia. Sistema eléctrico Colombia autónomo.



Gráfica 5-7. Costo marginal esperado de la energía eléctrica en Colombia considerando el sistema eléctrico colombiano autónomo.

5.7.3. Análisis Sistema Eléctrico Colombia Interconectado con Ecuador-Perú y Sistema SIEPAC

Este segundo escenario considera además de la interconexión del sistema eléctrico colombiano con el ecuatoriano (y a su vez éste con el peruano), la interconexión con el vecino país de Panamá a partir del mes de enero de 2009, a través de una línea de interconexión con una capacidad de 300 MW entre las subestaciones Cerromatoso (Colombia) y Panamá 2 (Panamá). Tal interconexión con Panamá permitiría

transacciones de energía con todo el Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central -SIEPAC²¹.

Bajo las consideraciones anteriores y empleando los supuestos descritos en los numerales 5.1, 5.2 y 5.3 y los proyectos de expansión definidos para Colombia, Ecuador, Perú y el sistema SIEPAC, mencionados en el numeral 5.4 de este documento, se simuló la operación conjunta de los sistemas eléctricos de esta región a fin de establecer las necesidades de expansión de la capacidad instalada en nuestro país.

Este escenario comprende a su vez dos casos: la Alternativa 3 / Estrategia 3 y la Alternativa 4 / Estrategia 4, estas se diferencian en que la segunda tiene en cuenta por parte de Panamá el uso del gas natural importado desde Colombia. La exportación de gas colombiano hacia el vecino Panamá implica para este país poder realizar sustitución energética en algunas de sus centrales de generación, desplazando así combustibles tradicionales en su operación como son el Diesel y Bunker.

Este supuesto se incluyó teniendo en cuenta las conversaciones sostenidas entre el gobierno panameño, propietarios de los generadores del vecino país y autoridades colombianas²², con las cuales se espera que se implemente un programa progresivo de sustitución en las plantas de generación del vecino país en el cual en una primera etapa, en el año 2008, se iniciaría con la exportación de gas comprimido vía embarcaciones para la conversión de dos plantas generadoras con capacidad de 280 MW. Posteriormente, en el año 2009, se prevé la conversión de 237 MW adicionales a gas natural y la sustitución se completaría hacia el año 2010 con la entrada en operación del gasoducto al vecino país y la conversión de algunas de las máquinas restantes.

Para el análisis de este escenario se tuvo en cuenta un programa de expansión de capacidad adicional como el que se muestra en la Tabla 5-17, la cual incluye, además de los proyectos definidos para la alternativa CP-1 y estrategia LP-1, la entrada en operación de dos proyectos en los años 2011-2012. Se estima que esta nueva generación corresponde a la ampliación de la capacidad instalada de plantas existentes de gas que actualmente se hallan operando a través de ciclos abiertos y se encuentran ubicadas en la Costa Atlántica colombiana.

²¹ El sistema SIEPAC comprende la interconexión eléctrica de Panamá, Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala. En la actualidad la interconexión entre estos países se realiza a través de líneas de transmisión con capacidades entre 80 y 100 MW, líneas que se estima aumentarían su capacidad a 300 MW en el año 2009.

²² Las exportaciones de gas por parte de Colombia están sujetas al cumplimiento de que el índice reservas / producción sea mayor a siete años. Lo anterior porque es prioridad la atención de la demanda de gas natural para los diferentes sectores de la economía colombiana.

ALTERNATIVA 3 (Sin Sustitución de Combustibles en Panamá)		H	C	G	CG
	2005				
	2006	26		54	
	2007				
	2008				
	2009	107			
	Subtotal	133	0	54	0
Total	187				

ESTRATEGIA 3 (Sin Sustitución de Combustibles en Panamá)		H	C	G	CG
	2010	660	150		
	2011			320	
	2012			180	
	2013				
	2014				
	Subtotal	660	150	500	0
Total	1,310				

ALTERNATIVA 4 (Con Sustitución de Combustibles en Panamá)		H	C	G	CG
	2005				
	2006	26		54	
	2007				
	2008				
	2009	107			
	Subtotal	133	0	54	0
Total	187				

ESTRATEGIA 4 (Con Sustitución de Combustibles en Panamá)		H	C	G	CG
	2010	660	150		
	2011			320	
	2012			180	
	2013				
	2014				
	Subtotal	660	150	500	0
Total	1,310				

Tabla 5-17. Requerimientos de expansión de capacidad de generación. Colombia interconectado con Ecuador-Perú y sistema SIEPAC.

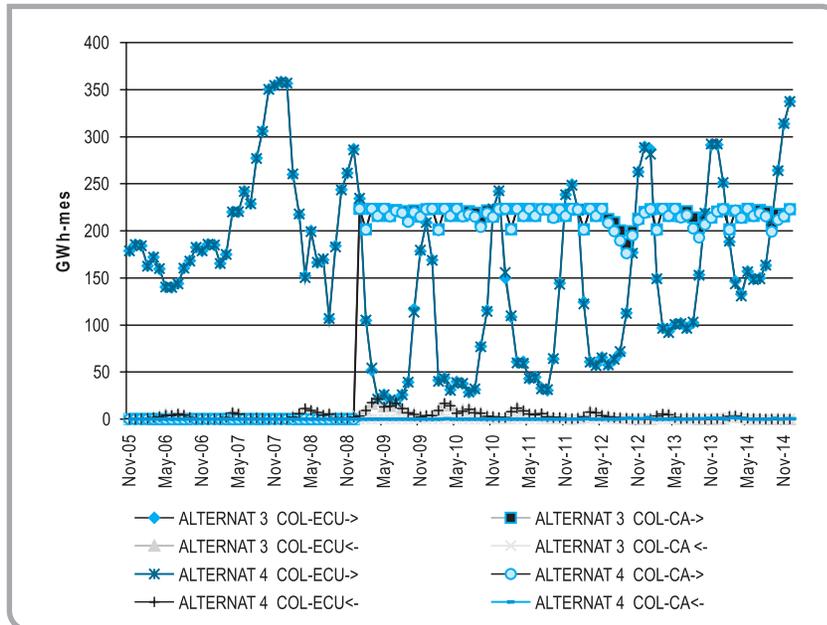
Para las Alternativas y Estrategias 3 y 4 se presentan los valores esperados de racionamiento en la Tabla 5-18, los cuales satisfacen los criterios de confiabilidad establecidos por la regulación colombiana.

ESTRATEGIA LP-3	ETAPA	NSD	VERE %	VEREC %
	Feb-10	1	0,01	1,45
	Mar-10	1	0,03	2,72
	Feb-14	1	0,03	2,91
	Mar-14	3	0,05	1,76
	Dic-14	1	0,00	0,03

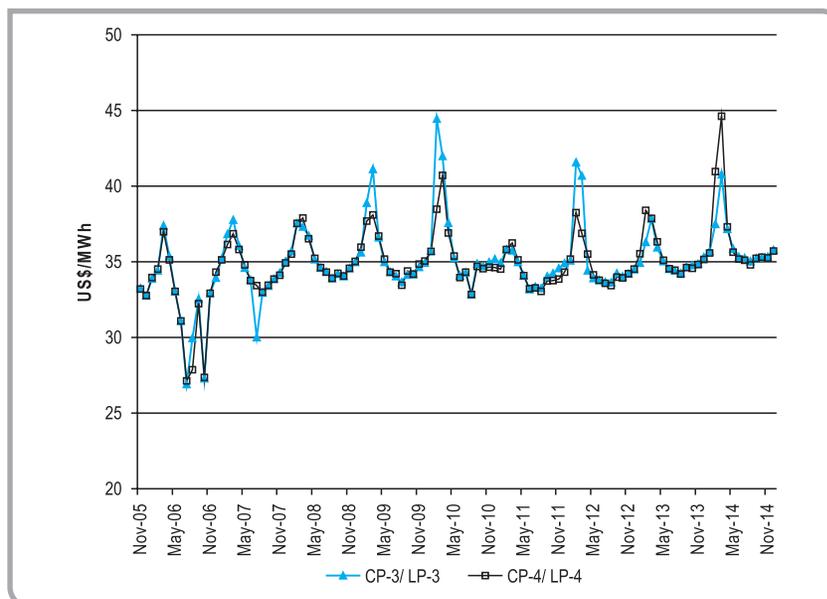
ESTRATEGIA LP-4	ETAPA	NSD	VERE %	VEREC %
	Feb-09	1	0,01	0,91
	Mar-09	1	0,04	2,77
	Feb-10	1	0,04	2,85
	Feb-12	1	0,03	2,92
	Mar-12	1	0,03	2,89
	Mar-13	1	0,01	1,35
	Mar-14	2	0,02	0,94
Abr-14	2	0,00	0,02	

Tabla 5-18. Valores esperados de racionamiento eléctrico en Colombia - Estrategias LP-3 y LP-4. Colombia interconectado con Ecuador-Perú y sistema SIEPAC.

En la Gráfica 5-8 se presentan para las mencionadas alternativas los intercambios de energía eléctrica esperadas entre Colombia y Ecuador y el sistema SIEPAC. Por otra parte, en la Gráfica 5-9 se presenta el costo marginal esperado de la energía en Colombia para la Alternativa CP-3 / Estrategia LP-3 y la Alternativa CP-4 / Estrategia LP-4, en comparación con el precio para la Alternativa CP-1 / Estrategia LP-1.



Gráfica 5-8. Exportaciones e importaciones de energía eléctrica - Alternativas y Estrategias CP-3/LP-3 y CP-4/LP-4. Colombia interconectado con Ecuador-Perú y el sistema SIEPAC.

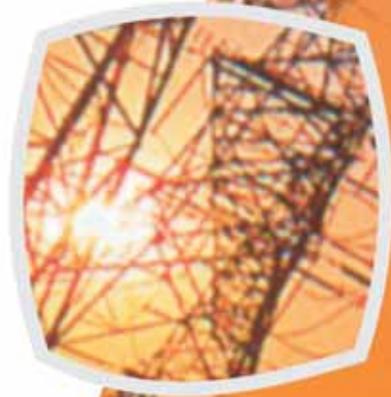


Gráfica 5-9. Costo marginal esperado de la energía en Colombia - Alternativas y Estrategias CP-3/LP-3 y CP-4/LP-4. Colombia interconectado con Ecuador-Perú y el sistema SIEPAC.

5.8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Los resultados de las simulaciones indican que el sistema eléctrico colombiano requiere 900 MW de capacidad adicional para atender la demanda cumpliendo con un criterio de margen de reserva del 20%. Esta capacidad cubre los requerimientos que se dan en los escenarios de demanda alta de energía y las interconexiones con Ecuador y Centro América.
- Para el país es conveniente la entrada de una planta a carbón en el 2009 con el fin de cubrir eventuales dificultades en la ampliación de suministro de gas.
- Los análisis de los costos marginales que se presentarían en el corto plazo en el sistema, comienzan a ser una señal clara para la incorporación de nuevos proyectos de generación en el sistema.
- La expansión de la capacidad de generación planteada hace necesario una pronta expedición de las nuevas normas sobre cargo por confiabilidad.
- Los requerimientos de generación para la adecuada atención de la demanda de energía muestran que al operar de manera coordinada Colombia con Ecuador, el sistema colombiano requiere en el periodo 2010 – 2014 la instalación de 320 MW adicionales a la entrada en operación de los 660 MW de Porce III.
- Los requerimientos en generación del sistema colombiano, para atender la demanda de energía del propio sistema así como las de las interconexiones (Ecuador y Panamá), indican que en el sistema se deben instalar 650 MW, adicionales a Porce 3.

6 Expansión de la Transmisión



6. EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

Mediante la ley 143 de 1994 fue asignada a la UPME la función de realizar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, basándose en criterios técnicos y económicos, y la función de evaluar la rentabilidad económica y social de las exportaciones de recursos energéticos. Los criterios para la elaboración del Plan de Expansión fueron establecidos por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 181313 de 2002. Adicionalmente, la CREG en el desarrollo de la regulación ha establecido criterios para la realización del mismo, los cuales han sido empleados por la UPME en su ejercicio del Plan de Expansión.

De otro lado, la Resolución CREG 04 de 2003 modificada por la Resolución CREG 014 de 2004, establece que la UPME realizará la planeación de la expansión de los enlaces internacionales conjuntamente con los organismos de planeación de los países miembros de la Comunidad Andina o países con los que se tenga una integración de mercados eléctricos.

6.1 ENFOQUE DEL ANÁLISIS PARA LA REVISIÓN DEL PLAN

Con el objeto de establecer la referencia necesaria para definir la expansión a ser ejecutada en el corto y mediano plazo, en esta versión del Plan se realiza un análisis de largo plazo, año 2019, identificando la recurrencia de los problemas encontrados en las diferentes áreas y la consistencia de las posibles soluciones en un horizonte de 15 años.

En el corto y mediano plazo el objetivo del Plan es proponer los proyectos adicionales que requiere el Sistema de Transmisión Nacional, incluidos los proyectos de

interconexión internacional. Para lo anterior, se emplea la metodología desarrollada por la UPME y discutida con el CAPT.

Adicionalmente, en esta versión del Plan se continúa con los análisis correspondientes a los sistemas regionales de subtransmisión. Para el caso de los proyectos de expansión de los sistemas de transmisión regional se pretende dar señales que permitan a los agentes involucrados estudiar con mayor detalle sus necesidades de expansión e incorporar en sus presupuestos las inversiones requeridas.

6.2 INFORMACIÓN BÁSICA

La información básica para estos análisis, es la concerniente a las proyecciones de demanda de energía eléctrica, la disponibilidad de recursos y precios de los combustibles y los escenarios de generación de corto y largo plazo, la cual se ha descrito en los capítulos anteriores.

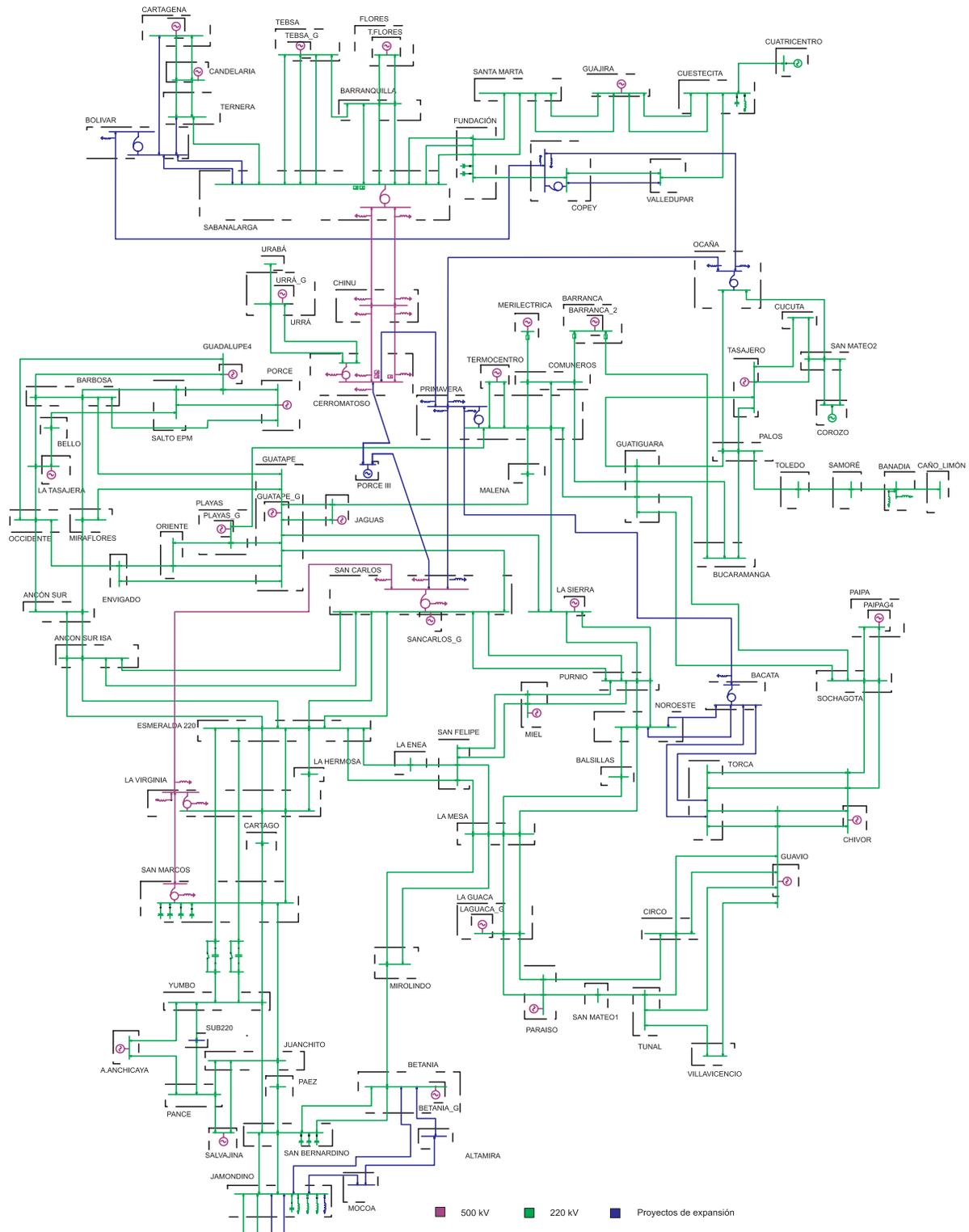
El modelamiento de la red considera tanto el Sistema de Transmisión Nacional (STN) de Colombia como el de Ecuador, los Sistemas de Transmisión Regionales a nivel IV, las unidades de generación en el nivel de tensión al cual operan incluyendo sus respectivos sistemas de control. La información de la topología y los parámetros eléctricos del sistema fue suministrada por los diferentes agentes y complementada con la disponible en el CND.

Con respecto a las obras de expansión del STN, definidas en los planes anteriores, se asumen las fechas de entrada en operación presentadas en la Tabla 6-1:

PROYECTO	FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN
Compensación Capacitiva 2*75 MVar en Tunal 115 kV	22 de julio de 2006
Proyecto Bolívar–Copey–Ocaña–Primavera – Bacatá a 500 kV	1 de Octubre de 2007
Proyecto ampliación de interconexión con Ecuador 230 kV	27 de Junio de 2007

Tabla 6-1. Proyectos de Expansión.

En la Gráfica 6-2 se muestra el diagrama unifilar del STN con las obras de expansión previstas hasta el año 2012.



Gráfica 6-1 Diagrama Unifilar del STN.

6.3 ANÁLISIS DE LARGO PLAZO

Con el fin de obtener señales que puedan dar indicios de los refuerzos necesarios para la red eléctrica y la ubicación estratégica de nuevas plantas de generación, se realizaron simulaciones y análisis de flujo de carga para el año 2019.

Se parte de la expansión de generación definida hasta el 2014, se proyecta la demanda de potencia al 2019 aplicando el crecimiento de los últimos años y se consideran las posibles alternativas de refuerzo a la red eléctrica, vistas en el corto y mediano plazo. En el ejercicio no se consideraron intercambios con Ecuador, ni Venezuela, ni los posibles intercambios con Panamá.

El análisis por áreas deja ver las soluciones a los problemas presentados en cada una de ellas, con especial cuidado en Bogotá, Nordeste y el Sur del país.

6.3.1 Análisis Área Bogotá

De los primeros análisis se concluye que el parque de generación, incluyendo la cadena Paraíso y La Guaca, no es suficiente para satisfacer la demanda del área.

Como se indicó en el Plan de Expansión 2004 – 2018, no es posible instalar generación cercana a centros de consumo como Circo y Concordia. Se analizan entonces alternativas de expansión que puedan transferir la energía requerida por el área.

En los análisis se incluye transformación 230/115 kV en la subestación Mesa y la línea Mesa – Balsillas 115kV, como alternativa de inyección al sistema Bogotá. También se incluye la ampliación de la transformación en la subestación La Guaca, la cual está asociada con el intercambio entre Bogotá y Tolima.

Los análisis de largo plazo consideran resultados encontrados en el análisis de corto y mediano plazo.

Como alternativa de transmisión se considera el segundo circuito Primavera – Bacatá, la ampliación de la transformación 500/115 kV en Bacatá, la conexión de una Nueva Subestación a 500 kV desde Bacatá y las reconfiguraciones de Circo – Tunal en Circo – Nueva Subestación y Nueva Subestación – Tunal y la reconfiguración de Reforma – Tunal en Reforma – Nueva Subestación y Nueva Subestación – Tunal.

6.3.2 Análisis Área Nordeste

Para este año se presentan problemas de tensiones y sobrecargas en líneas y transformadores.

Se requiere mayor capacidad de transporte para el área por lo que se considera reconfigurar la línea a 500 kV Primavera – Ocaña en Primavera – Nueva Bucaramanga y Nueva Bucaramanga – Ocaña. De igual manera, se considera transformación 500/230 kV y 500/115 kV en Nueva Bucaramanga y la ampliación de la transformación en la subestación Bucaramanga.

A nivel de 115 kV se adicionó la línea Nueva Bucaramanga – Palos y el segundo circuito Bucaramanga-Real Minas, atendiendo la subestación Nueva Bucaramanga carga propia.

6.3.3 Análisis Área EPSA

Se considera la entrada del segundo transformador en San Marcos 230/115 kV, la subestación Sub220 con dos transformadores 230/115 kV de 90 MVA cada uno y la reconfiguración de la línea Yumbo – Pance en Yumbo – Sub220 y Sub220 – Pance a 230 kV y la línea San Marcos – Pance.

Igualmente se considera la entrada de la subestación Pailón a 230 kV alimentada desde Alto Anchicayá, con transformación 230/115 kV de 90 MVA y la entrada de la subestación Agua Blanca con transformación 230/115 kV de 90 MVA, reconfigurando la línea Pance – Juanchito en Pance – Agua Blanca y Agua Blanca – Juanchito.

6.3.4 Análisis Área Caldas – Quindío – Risaralda

En este año se presentan sobrecargas en la transformación de Esmeralda y La Hermosa y en la línea La Hermosa – Regivit 115 kV. Igualmente se presentan tensiones inferiores a 0.9.

De acuerdo con los análisis realizados una alternativa es la conexión de la subestación Pavas a 115 kV, que reconfigura la línea Dosquebradas – Papeles Nacionales 115 kV, con la subestación Virginia 115 kV a través de un doble circuito y la ampliación de la transformación 230/115 kV en Virginia.

Esta alternativa descarga los transformadores de Esmeralda y La Hermosa pero al no ser suficiente, se debe ampliar la transformación en estas dos subestaciones. Igualmente debe incluirse la ampliación de la capacidad de transporte de la línea La Hermosa – Regivit y la conexión de un banco capacitivo de 50 MVar en Armenia.

Otra alternativa que debe estudiarse con más detalle es la entrada de la subestación Armenia a 230 kV, la cual permite solucionar los problemas de tensión en Regivit y Armenia, de sobrecarga en la línea La Hermosa – Regivit y en los transformadores de Esmeralda y La Hermosa.

6.3.5 Análisis Área EEPPM

Para este año se detectan sobrecargas en los transformadores de Envigado y Bello y en las líneas Miraflores – San Diego y Bello – Castilla. Por lo tanto, se hace necesario ampliar la transformación 230/115 kV en cada una de estas subestaciones, al igual que la ampliación de la capacidad de transporte en las líneas Miraflores – San Diego y Bello – Castilla.

6.3.6 Análisis Área Tolima – Huila – Caqueta

La entrada de la subestación Altamira 230 kV y de la línea Betania – Altamira – Mocoa – Jamondino a 230 kV en el año 2007, permite que el área cumpla con los criterios de planeación establecidos.

De otro lado, se considera la ampliación de la transformación en la subestación Mirolindo y la ampliación de la capacidad de transporte de la línea Mirolindo – Papayo a 115 kV.

Se considera la línea Cajamarca – Regivit normalmente cerrada ya que, en este caso, ofrece respaldo al sistema CHEC.

6.3.7 Análisis Área Cauca – Nariño

Para este año se debe contar con la ampliación de la capacidad de transformación en las subestaciones Jamondino y San Bernardino. La entrada de la línea Betania – Altamira – Mocoa – Jamondino y Betania – Jamondino a 230 kV le permite al área cumplir con los criterios de planeación establecidos.

6.3.8 Análisis Área Bolívar

En este año se debe contar con ampliación de la capacidad de transporte de la línea Candelaria – Zaragocilla a 110 kV.

6.3.9 Análisis Área Guajira – Cesar – Magdalena

Se hace necesario contar con ampliación de la transformación 220/110 kV en la subestación Fundación.

De otro lado se requiere mayor capacidad de transporte hacia la subestación Guatapurí ya que las dos líneas Valledupar – Guatapurí 110 kV presentan sobrecarga en operación normal.

6.3.10 Análisis Área Chinú

En este año se considera en operación el tercer transformador 500/110/34.5 kV en Chinú y la línea Urrá – Montería a 220 kV, con transformación en la subestación Montería y compensación capacitiva en Magangue de 15 MVar.

6.3.11 Análisis Área Cerromatoso

Se necesita ampliar la capacidad de transporte entre las subestaciones Urabá y Apartadó a 110 kV.

6.4 ANALISIS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO

Para este horizonte se realizaron estudios de flujo de carga, estabilidad y confiabilidad desde el año 2006 hasta el 2014, empleando los despachos de generación obtenidos a partir de simulaciones energéticas, según las estrategias de generación del anterior capítulo. Con el fin de analizar situaciones de máxima exigencia para el sistema, los diferentes casos fueron analizados en condiciones de despachos de generación mínimos y máximos.

Adicionalmente, se presenta el impacto que tiene en el Sistema el adelanto de los proyectos de expansión Primavera – Bacatá 500 kV y Bolívar – Copey – Ocaña – Primavera 500 kV.

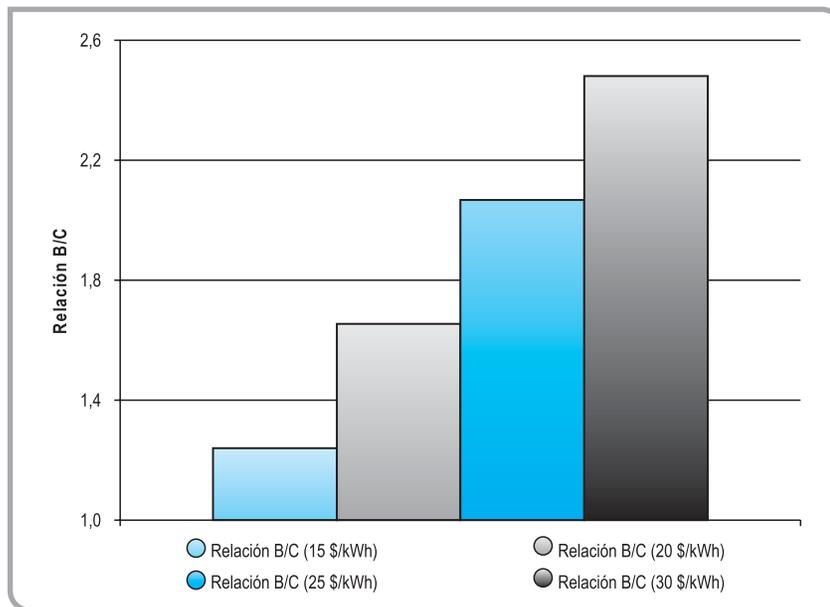
6.4.1 Análisis del adelanto del Proyecto Primavera – Bacatá 500 kV

En este numeral se presenta la evaluación económica de adelantar la entrada en operación del proyecto Primavera – Bacatá 500 kV, del 1 de Octubre de 2007 a 31 de Diciembre de 2006, teniendo en cuenta que el cronograma de ejecución presenta un adelanto en sus actividades.

El costo de adelantar el proyecto es de 7,4 Millones de dólares de diciembre de 2004, el cual corresponde a la diferencia entre el VPN del IAE aprobado a ISA a partir del 1 de Octubre de 2007 y el VPN del IAE a partir de la nueva fecha de entrada del proyecto.

Los beneficios por el adelanto del proyecto Bogotá corresponden al ahorro por la disminución de generaciones mínimas en el área, la cual se valora durante nueve meses con el promedio del sobrecosto operativo en \$/kWh, obtenido durante el año 2005. Los análisis de confiabilidad muestran que no se presentan Valores Esperados de Racionamiento de Potencia significativos en el área, gracias a la compensación de 150 MVar en Tunal.

La Gráfica 6-2 muestra la relación beneficio/costo del adelanto del proyecto, en la cual se incluye una sensibilidad a diferentes valores del sobrecosto operativo.



Gráfica 6-2 . Relación Beneficio/Costo adelanto Bogotá 500 kV.

De acuerdo con los resultados, la relación Beneficio / Costo es superior a 1 para los diferentes valores de sobrecosto operativo, por lo tanto se recomienda el adelanto del proyecto Bogotá 500 kV.

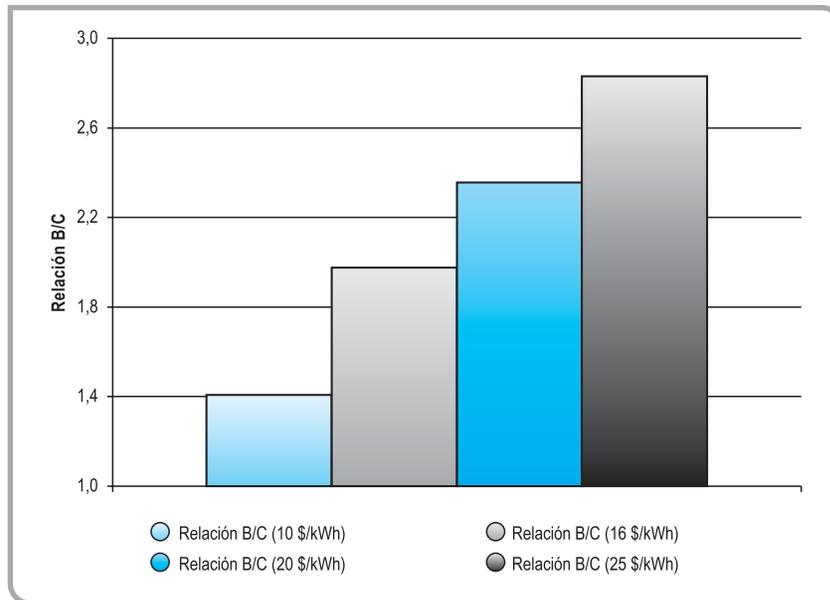
6.4.2 Análisis del adelanto del proyecto Bolívar – Copey – Ocaña – Primavera 500 kV

En este numeral se presenta la evaluación económica de adelantar la entrada en operación del proyecto Bolívar – Copey – Ocaña - Primavera 500 kV, del 1 de Octubre de 2007 a 31 de Marzo de 2007, teniendo en cuenta que el cronograma de ejecución presenta un adelanto en sus actividades.

El costo de adelantar el proyecto es de 10,3 Millones de dólares de diciembre de 2004, el cual corresponde a la diferencia entre el VPN del IAE aprobado a ISA a partir del 1 de Octubre de 2007 y el VPN del IAE a partir de la nueva fecha de entrada del proyecto.

Los beneficios por el adelanto del proyecto Bogotá corresponden al ahorro por la disminución de generaciones mínimas en el área, la cual se valora durante seis meses con el promedio del sobrecosto operativo en \$/kWh, obtenido durante el año 2005. Adicionalmente se incluyen los beneficios por confiabilidad.

La Gráfica 6-3 muestra la relación beneficio/costo del adelanto del proyecto, en la cual se incluye una sensibilidad a diferentes valores del sobrecosto operativo.



Gráfica 6-3. Relación Beneficio/Costo adelanto Costa 500 kV.

De acuerdo con los resultados, la relación Beneficio / Costo es superior a 1 para los diferentes valores de sobrecosto operativo, por lo tanto se recomienda el adelanto del proyecto Costa 500 kV.

6.4.3 Análisis Área Bogotá

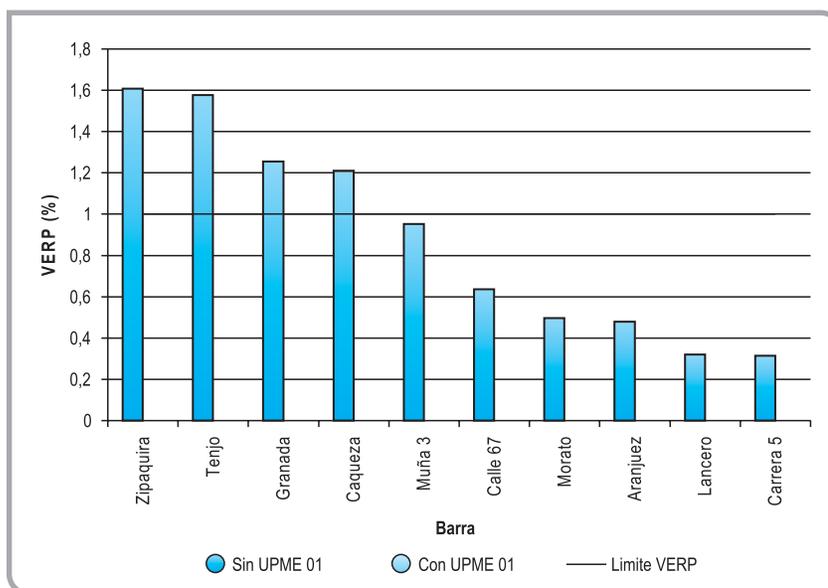
6.4.3.1 Impacto retiro de la cadena Paraíso – La Guaca (Pagua)

En el año 2006 se realizó el análisis del impacto eléctrico de la salida de la cadena Paraíso – La Guaca, para lo cual se analizó la situación con y sin la cadena de generación y se realizó sensibilidad a la entrada del circuito Primavera – Bacatá 500 kV con la transformación asociada. Estos análisis contemplan la operación de las compensaciones capacitivas de Noroeste y Tunal.

Con el fin de analizar la situación más crítica para el área se consideró un escenario de mínima generación hidráulica en Bogotá y se realizó un análisis de confiabilidad probabilístico, utilizando los índices de indisponibilidad de los circuitos, transformadores del STN y máquinas.

Los resultados muestran que para el año 2006 ante el retiro de Paraíso – La Guaca se presentarían Valores Esperados de Racionamiento de Potencia superiores al 1% en algunas barras del área de Bogotá y del Meta. Este efecto puede ser mitigado tras el adelanto del proyecto de 500 kV en Bogotá el cual conlleva a la mejora de la confiabilidad del área.

En la Gráfica 6-4 se muestran estos resultados mediante la comparación entre la situación sin Paga, con y sin el adelanto del proyecto.



Gráfica 6-4. VERP sin Paga con y sin adelanto del proyecto de 500 kV en Bogotá.

En el caso en que no se retire la generación Paraíso – La Guaca, los análisis de confiabilidad probabilística muestran que en el 2006 no se presentarían racionamientos de potencia significativos en el área.

6.4.3.2 Alternativas de Expansión área Bogotá

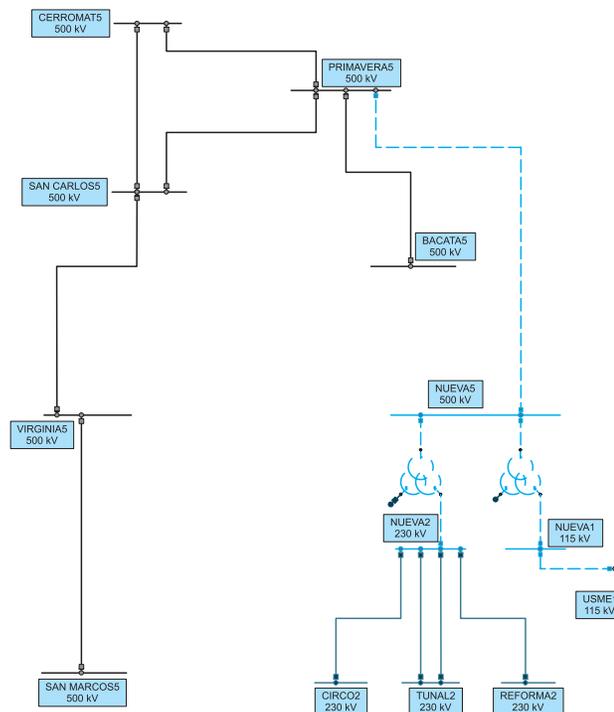
Si bien en esta versión del Plan se analizan técnicamente cinco alternativas de expansión en el área, algunas de las cuales fueron presentadas por la Empresa de Energía de Bogotá en el estudio “Análisis Oportunidades de Conexión año 2009”, no se recomienda una obra de expansión, ya que la UPME analizará el área con más detalle en la próxima versión del Plan, en la cual incluirá los resultados del estudio de FACTS que está adelantado con el consorcio GERS-ISA-KEMA.

A continuación se presenta la descripción de cada una de las alternativas estudiadas:

Alternativa 1. Circuito Primavera – Nueva Subestación a 500 kV de 215 km. Las obras asociadas a este proyecto son:

- Nueva Subestación a 500 kV, ubicada en el sur occidente de la ciudad de Bogotá.
- Transformación 500/230 kV de 450 MVA y 500/115 de 168 MVA.
- Reconfiguración de la línea a 230 kV Reforma – Tunal en Reforma – Nueva Subestación y Nueva Subestación – Tunal (1), con longitudes de 60 km, y 15 km, respectivamente.

- Reconfiguración de la línea Circo – Tunal a 230 kV en Circo – Nueva Subestación y Nueva Subestación – Tunal (2), con longitudes de 37 km, y 15 km, respectivamente.
- Tramo de línea a 115 kV entre Nueva Subestación y la subestación Usme.

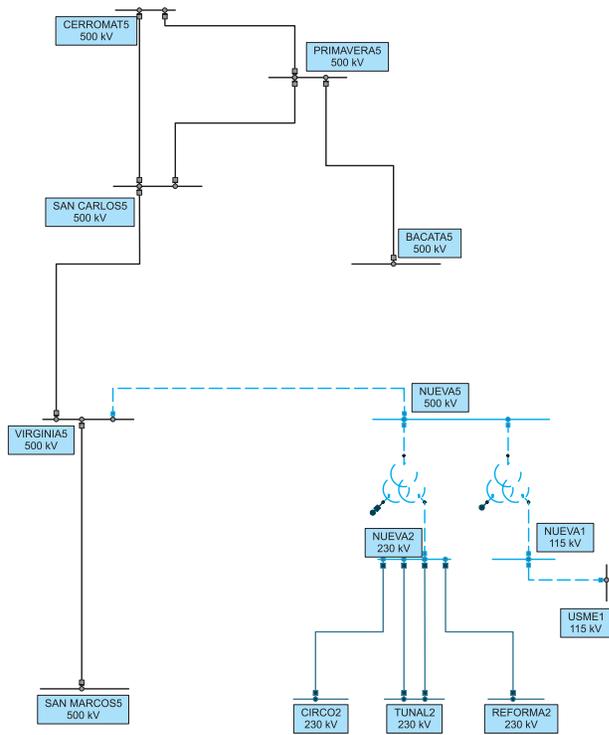


Existente — Expansión

Gráfica 6-5. Alternativa 1. Expansión 500 kV, Primavera - Nueva Subestación.

Alternativa 2. Circuito Virginia – Nueva Subestación a 500 kV de 230 km. Las obras asociadas a este proyecto son:

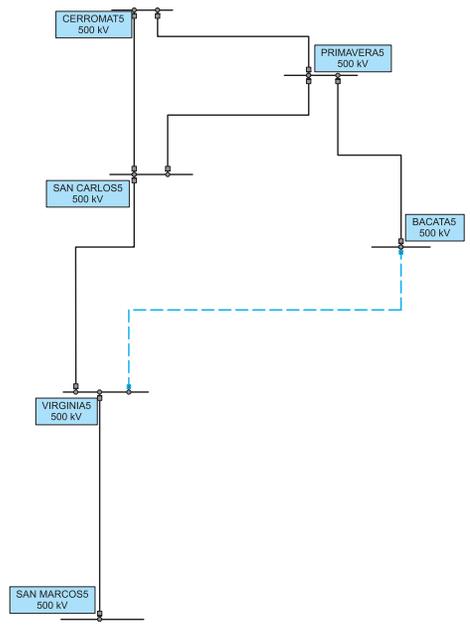
- Nueva Subestación a 500 kV, ubicada al sur occidente de la ciudad de Bogotá.
- Transformación 500/230 kV de 500 MVA y 500/115 kV de 240 MVA.
- Reconfiguración de la línea a 230 kV Reforma – Tunal en Reforma – Nueva Subestación y Nueva Subestación – Tunal (1), con longitudes de 60 km, y 15 km respectivamente.
- Reconfiguración de la línea Circo – Tunal a 230 kV en Circo – Nueva Subestación y Nueva Subestación – Tunal (2), con longitudes de 37 km y 15 km, respectivamente.
- Tramo de línea a 115 kV entre la Nueva Subestación y la Subestación Usme.



- Existente — Expansión

Gráfica 6-6. Alternativa 2. Expansión 500 kV, Virginia - Nueva Subestación.

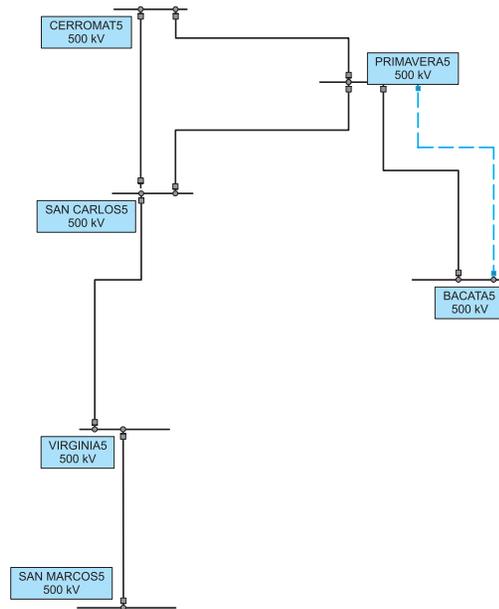
Alternativa 3. Circuito a 500 kV Virginia – Bacatá de 230 km. Este proyecto no implica obras adicionales.



- Existente — Expansión

Gráfica 6-7. Alternativa 3. Expansión 500 kV, Virginia - Bacatá.

Alternativa 4. Segundo circuito a 500 kV Primavera – Bacatá de 215 km. Este proyecto no implica obras adicionales.

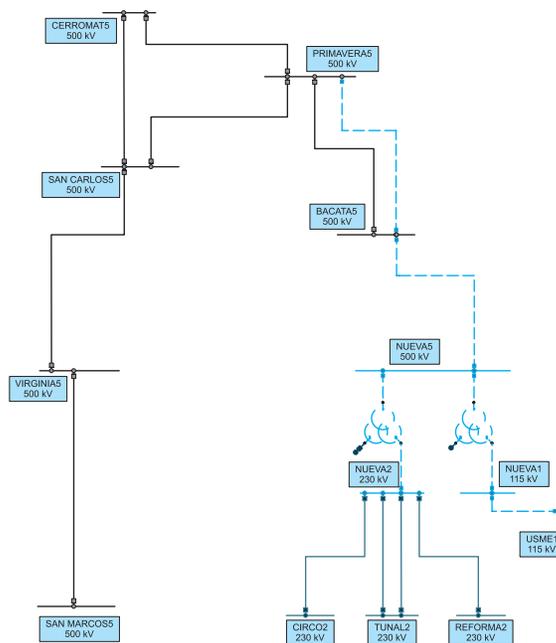


- Existente — Expansión

Gráfica 6-8. Alternativa 4. Expansión 500 kV, 2do circuito Primavera - Bacatá.

Alternativa 5. Segundo circuito a 500 kV Primavera – Bacatá de 215 km y circuito Bacatá – Nueva Subestación a 500 kV de 33 km. Las obras asociadas a este proyecto son:

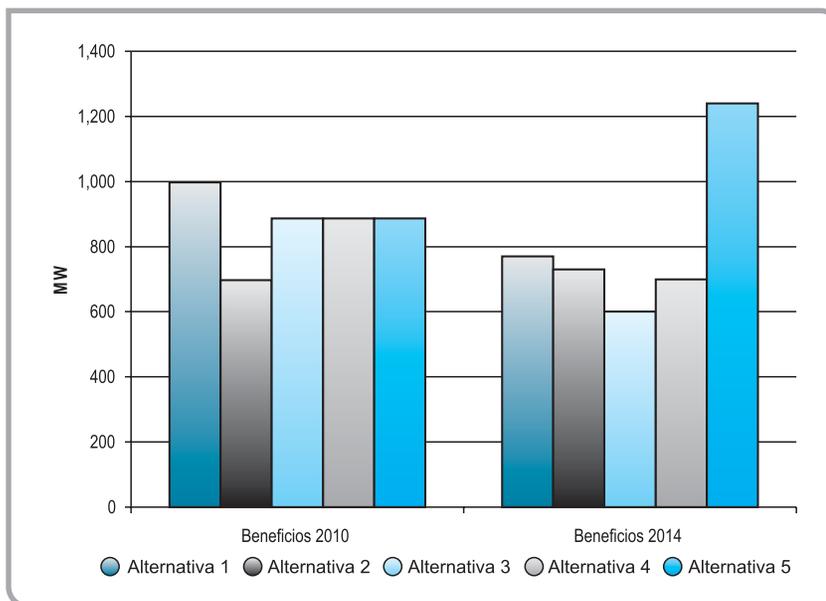
- Nueva Subestación a 500 kV, ubicada al sur occidente de la ciudad de Bogotá.
- Transformación 500/230 kV de 450 MVA y 500/115 kV de 168 MVA.
- Reconfiguración de la línea a 230 kV Reforma – Tunal en Reforma – Nueva Subestación y Nueva Subestación – Tunal (1), con longitudes de 60 km y 15 km, respectivamente.
- Reconfiguración de la línea Circo – Tunal a 230 kV en Circo – Nueva Subestación y Nueva Subestación – Tunal (2), con longitudes de 37 km y 15 km, respectivamente.
- Tramo de línea a 115 kV entre la Nueva Subestación y la subestación Usme.



- Existente — Expansión

Gráfica 6-9. Alternativa 5. Expansión 500 kV, 2do circuito Primavera - Bacatá y Bacatá - Nueva Subestación.

Para cada una de las alternativas anteriores se realizaron los análisis eléctricos, para los años 2010 y 2014, para demanda máxima y considerando la generación mínima en el área que permita que el sistema sea estable. La Gráfica 6-10 muestra la diferencia de la generación mínima entre cada una de las alternativas y el caso base.



Gráfica 6-10. Ahorro Generaciones Mínimas del area Oriental.

Como puede observarse en la gráfica, las Alternativas 1 y 5 son las que presentan los mayores beneficios por reducción de generación de seguridad, las Alternativas 2, 3 y 4 presentan menores beneficios ya que la línea San Carlos – Virginia alcanza su límite por estabilidad en las Alternativas 2 y 3 y la transformación 500/115 kV en la subestación Bacatá alcanza su límite de capacidad en la Alternativa 4.

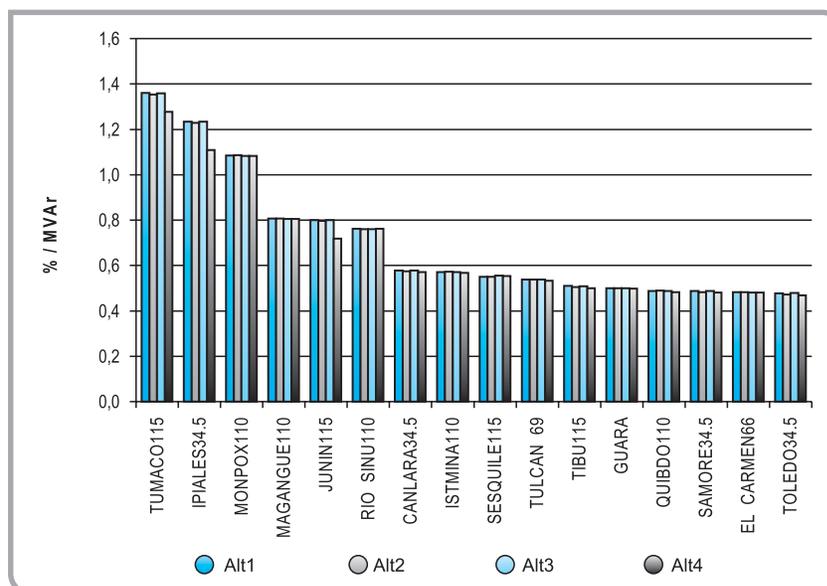
Para todas las alternativas la contingencia más severa es la de la línea Primavera – Bacatá, debido a su nivel de importación.

Se realizaron análisis de estabilidad de voltaje y estabilidad transitoria, la estabilidad de voltaje se evalúa por medio de análisis modal y de sensibilidades y la estabilidad transitoria se evalúa por medio de la respuesta ante contingencias severas.

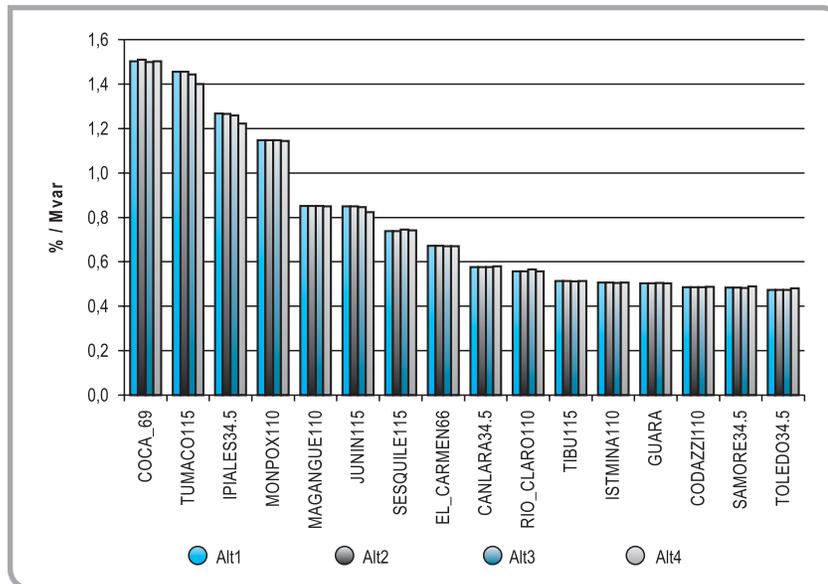
Los resultados de estabilidad de voltaje muestran que la red opera en condiciones estables durante todo el horizonte de análisis y para todas las alternativas propuestas. Igualmente, se detectan las zonas con mayor debilidad a partir de los nodos más sensibles a la variación porcentual de la tensión frente a la potencia reactiva, las cuales no dependen de las alternativas analizadas y se presentan a continuación.

- Subestaciones Tumaco, Junín e Ipiales, asociadas a la subestación Jamondino de 230 kV en el área de CEDENAR.
- Subestaciones Mompox, Magangué y Sincelejo, asociadas a la subestación Chinú 500 kV en el área de Costa.
- Subestaciones Istmina, Certegui y Quibdó, asociadas a las subestaciones Ancón Sur 230 kV y Virginia 230 kV.

La Gráfica 6-11 y la Gráfica 6-12 muestran la sensibilidad del voltaje en cada nodo frente a un cambio en la potencia reactiva.



Gráfica 6-11. Sensibilidades año 2008.



Gráfica 6-12. Sensibilidades año 2010.

Los análisis de estabilidad transitoria se realizan aplicando contingencias de fallas trifásicas, que son las más exigentes, sobre las principales líneas asociadas a cada alternativa de interconexión para el área Bogotá, con tiempo de despeje de 150 ms y pérdidas de principales unidades de generación en el área.

Las generaciones mínimas definidas para cada alternativa son las requeridas para que el sistema sea estable en cuanto a estabilidad transitoria, frente a cada una de las contingencias aplicadas.

La respuesta transitoria de las principales variables del sistema como lo son ángulos en los rotores, potencia en las máquinas, frecuencia y voltaje, presentan oscilaciones amortiguadas y tiempo de recuperación relativamente corto. Igualmente, no se detectan problemas de sincronismo en las máquinas, aunque las plantas Ínsula, Tebsa y Termoflores tienen una respuesta lenta, sin presentar una condición de inestabilidad, en los últimos años de análisis.

La tensión en la subestación Jamondino, presenta oscilaciones en el momento de una falla debido a la oscilación de potencia por las líneas de interconexión, sin embargo, es de característica amortiguada y con tiempo medio de recuperación inferior a los 10 s. Esta variación se percibe por ser el punto de frontera eléctrica de dos grandes sistemas.

La Tabla 6-2 presenta la valoración de los activos pertenecientes al STN de cada una de las alternativas estudiadas, la cual se realizó utilizando las unidades constructivas establecidas en la resolución CREG 026 de 1999.

		COSTO UNITARIO US\$/04	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 3	ALTERNATIVA 4	ALTERNATIVA 5
			PRIMAVERA - NUEVA S/E	VIRGINIA - NUEVA S/E	VIRGINIA - BACATA	PRIMAVERA - BACATA 2	PRIMAVERA - BACATA 2 BACATA - NUEVA S/E
Módulo Común	500 kV	3,667,343	1	1	0	0	1
	230 kV	2,851,300	1	1	0	0	1
Módulo Trafo	500 kV	2,279,518	1	1	0	0	1
	230 kV	948,225	1	1	0	0	1
Módulo Línea	500 kV	2,762,935	2	2	2	2	4
	230 kV	1,243,345	4	4	0	0	4
Trafos	500/230 kV	6,890,956	1	1	0	0	1
Líneas	500 kV	292,494	215	230	230	215	248
Líneas doble circuito	230 kV	225,313	15	15	0	0	15
Líneas	230 kV	141,148	97	97		0	97
B. Transfer.	500 kV	1,858,432	1	1	0	0	1
	230 kV	503,754	1	1	0	0	1
Total \$US/dic04			109,455,954	113,843,357	72,799,381	68,411,978	124,634,110

Tabla 6-2. Valoración de alternativas área Oriental.

6.4.4 Análisis Área Meta

Con la red actual y la expansión prevista en el horizonte de análisis no se presentan problemas en esta área.

6.4.5 Análisis Área Nordeste

Es necesario contar en el año 2006 con la entrada del segundo transformador en Barranca 230/115 kV, con el fin de aliviar los problemas de sobrecargas en el área. Sin embargo, ante un bajo nivel de generación en Palenque, la cargabilidad en el transformador de Bucaramanga se eleva y se presenta sobrecarga en la línea Barranca – San Silvestre, problemas que se agravan con el crecimiento de la demanda. Por lo anterior, se recomienda la entrada del segundo transformador 230/115 kV en Bucaramanga para el 2009 y la entrada del segundo circuito Barranca – San Silvestre en el 2006 o la reevaluación de su límite de operación.

6.4.6 Análisis Área Caldas – Quindío - Risaralda

A partir del año 2006 la línea Mariquita – San Felipe sobrepasa su límite operativo, el cual está determinado por los transformadores de corriente, por lo tanto se recomienda realizar la actualización de los equipos y así evitar la generación obligada de Termodorada.

En la red de Pereira se considera en el año 2006 la entrada de la subestación Pavas 115 kV, la cual se conecta al sistema mediante la reconfiguración de la línea Dosquebradas – Cartago 115 kV. En la Tabla 6-3 se presentan los activos necesarios para dicha conexión los cuales se valoran con las unidades constructivas de la resolución CREG 082 de 2002.

UNIDAD CONSTRUCTIVA	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	VALOR INSTALADO (\$ DIC 2001)	TOTAL (\$ DIC 2001)	TOTAL (\$ DIC 2004)
N4S35	Módulo común tipo 1, tipo convencional	1	2,845,255,000	2,845,255,000	3,439,819,182
N4S29	Módulo de barraje tipo 1, configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	1	171,957,000	171,957,000	207,890,325
N4S17	Bahía de maniobra (Acople, transferencia o seccionamiento) tipo convencional	1	607,960,000	607,960,000	735,003,530
N4S20	Protección diferencial tipo 1 Otras configuraciones diferentes a barra sencilla	1	180,446,000	180,446,000	218,153,245
N4S37	Sistema de control de la subestación	1	362,407,000	362,407,000	438,138,076
N4S7	Bahía de línea configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	2	829,863,000	1,659,726,000	2,006,553,835
N4L11	km de línea Circuito doble Estructuras de celosía - Rural - Conductor Tipo 1	1	165,181,000	165,181,000	199,698,365
Total				7,245,256,558	

Tabla 6-3 . Costo Subestación Pavas 115 kV.

La cargabilidad de los transformadores de Esmeralda y La Hermosa depende de la generación a nivel de 115 kV en el área, la cual es despachada en la base y no ocasiona sobre costo operativo. Sin embargo, para un escenario térmico no sería posible contar con dicha generación lo que ocasionaría sobrecargas en dichos transformadores, las cuales podrían aliviarse con la ampliación de la capacidad de transformación inicialmente en la subestación La Hermosa y luego en la subestación Esmeralda o con la interconexión de la subestación Pavas con Virginia a 115 kV y la respectiva ampliación de la transformación 230/115 kV en Virginia.

De otro lado, se observan tensiones cercanas a 0.9 p.u. en las subestaciones Armenia y Regivit, para lo cual se deben estudiar alternativas que eviten la caída de tensión con el aumento de la demanda, ya que las alternativas anteriores no solucionan este problema.

Los análisis consideran el enlace Cajamarca – Regivit, abierto en Regivit, ya que el cierre de este enlace aumenta la cargabilidad de los transformadores del área.

6.4.7 Análisis Área EEPPM

Para el horizonte de análisis considerado no se presentan problemas en esta área.

6.4.8 Análisis Área EPSA

A partir del año 2006 se presentan sobrecargas en los transformadores del área, con el fin de disminuir las generaciones a nivel de 115 kV se analizan las siguientes alternativas de expansión:

Alternativa 1:

Entrada del segundo transformador San Marcos 220/115 kV de 168 MVA en el año 2006.

Entrada de la subestación Sub220 220/115 kV, mediante reconfiguración de la línea Yumbo – Pance 220 kV, transformación 220/115 kV de 90 MVA en el año 2008 y ampliación de dicha transformación en 90 MVA en el año 2012.

Alternativa 2:

Reconfiguración línea Yumbo – San Bernardino en Yumbo – Juanchito – San Bernardino y transformador 230/115 kV en Juanchito.

Esta alternativa se descarta ya que si bien disminuye los niveles de sobrecarga en los transformadores del área no los elimina.

Alternativa 3:

Conexión 500/115 kV en San Marcos mediante un transformador de 168 MVA.

Con esta alternativa se requiere la entrada del proyecto Sub220 en el año 2009 con transformación 90 MVA.

Alternativa 4:

Conexión 500/115 kV en San Marcos mediante un transformador de 360 MVA.

Con esta alternativa se requiere la entrada del proyecto Sub220 en el año 2011 con transformación 90 MVA.

En la Tabla 6-4 se presenta el Valor Presente Neto del costo de las obras necesarias tanto del STN como del nivel de tensión IV, para las diferentes alternativas, los cuales se obtienen con las unidades constructivas establecidas en las resoluciones CREG 026 de 1999 y CREG 082 de 2002.

ALTERNATIVA	VPN (M\$ ENERO 2004)
Alternativa 1	33,693
Alternativa 3	41,425
Alternativa 4	40,200

Tabla 6-4. VPN del costo de alternativas área Suroccidental.

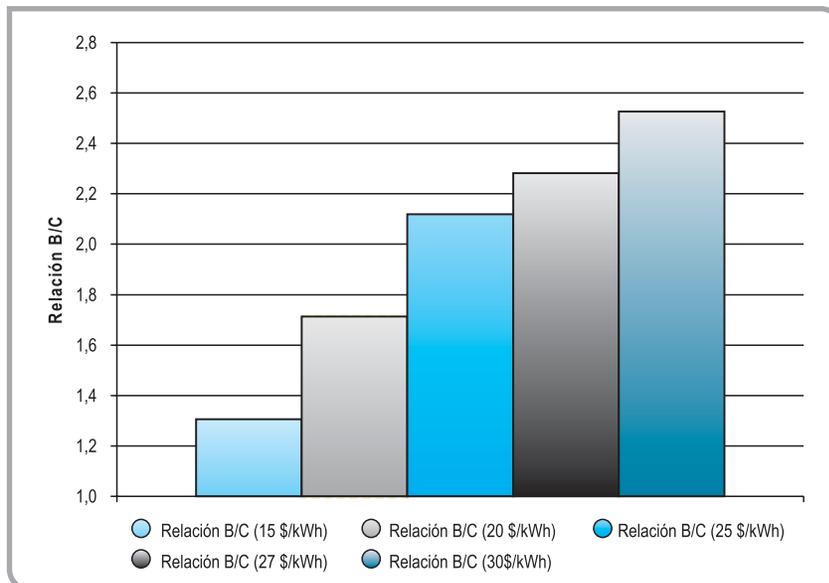
Los beneficios se obtienen cada año como el ahorro en la generación mínima requerida en el área, la cual se valora durante todo el horizonte con el promedio del sobre costo operativo en \$/kWh, obtenido durante el año 2005. Igualmente, se presenta una sensibilidad a diferentes valores de sobre costo operativo.

Los resultados muestran que los beneficios son iguales para las diferentes alternativas analizadas, por lo tanto la alternativa de expansión de mínimo costo consiste en la entrada del segundo transformador San Marcos 220/115 kV de 168 MVA en el año 2006 y la entrada de la subestación Sub220 220/115 kV, con transformación 220/115 kV de 90 MVA en el año 2008 y ampliación de dicha transformación en 90 MVA en el año 2012. En la Tabla 6-5 se muestra la desagregación en unidades constructivas de dicha alternativa.

UNIDADES CONSTRUCTIVAS		COSTO UNITARIO USD/04	MÓDULOS PARA SUB220 kV
Módulo Común	500 kV	3,667,343	0
	230 kV	2,851,300	1
Módulo Línea	500 kV	2,762,935	0
	230 kV	1,243,345	2
Líneas (km)	500 kV	292,494	0
Líneas(km)	230 kV	141,148	0,5
B. Transfer.	500 kV	1,858,432	0
	230 kV	503,754	1
Total \$US/dic04			5,954,400
Costo estimado para el STN incluyendo			7,071,090
Unidades constructivas STR 2006			0
Unidades constructivas STR 2008			0
Unidades constructivas STR 2011			0
Costo estimado para el STR incluyendo			0
Costo Total del Proyecto \$US/dic04			7,071,090

Tabla 6-5. Costo Alternativa mínimo costo en el área Suroccidental.

La relación B/C del proyecto presenta valores entre 1.3 y 2.5 considerando un sobre costo operativo de la generación mínima entre 15 y 30 \$/kWh, como se muestra en la Gráfica 6-13.



Gráfica 6-13. Relación Beneficio – Costo alternativa Sub220.

De otra parte, en el año 2008 con la entrada de la subestación Jamundí a 115 kV se presenta alta cargabilidad en la línea Pance - Jamundí o en la línea Pance Santander, situación que depende de la condición de operación de la línea Jamundí – Santander.

6.4.9 Análisis Área Tolima - Huila – Caquetá

Para el año 2006 se preveen tensiones inferiores a 0.9 en la barra de Florencia, problemas que se solucionan con la entrada de la línea Betania – Altamira 230 kV, la cual tiene fecha prevista de entrada en operación junio 27 de 2007.

Hacia el 2009 se presenta sobrecarga en el transformador de Mirolindo 230/115 kV, la cual se evita con generación a nivel de 115 kV. El enlace Cajamarca – Regivit se considera abierto, ya que al cerrarse soluciona el problema en el transformador de Mirolindo pero se eleva la cargabilidad en los transformadores de Esmeralda.

6.4.10 Análisis Área Chinú

En el 2008 los nodos de Magangue y Mompox presentan problemas de bajas tensiones, para lo cual se recomienda instalar un banco capacitivo de 15 MVAR en la subestación Magangue.

Los transformadores de Chinú 500/110/34.5 kV presentan un nivel de cargabilidad cercano al 100% en el 2008 y la línea Urrá-Tierra Alta 110 kV en el año 2010 supera su limite operativo de 300 A.

Para eliminar la sobrecarga en los transformadores de Chinú se estudiaron dos alternativas de solución, la primera es el tercer transformador 500/110/34.5 kV de 150 MVA en la subestación Chinú y la segunda es la línea Urrá - Montería a 230 kV con transformación 230/110 kV de 168 MVA en Montería.

Después de realizados los análisis, con la primera Alternativa los tres transformadores quedarían cargados al 69% en el 2008 y al 91% en el 2014. Sin embargo, se mantiene la sobrecarga a partir del año 2010 de la línea Urrá – Tierra Alta 110 kV, por lo tanto se debe estudiar una solución como el segundo circuito o reevaluar el límite operativo de dicha línea.

En cuanto a la segunda Alternativa, Montería 230 kV, la cargabilidad de los dos transformadores existentes en Chinú sería del 78% en el 2008 y del 98% en el 2012, por lo anterior con esta alternativa se hace necesario instalar el tercer transformador en Chinú a partir del año 2012. Esta alternativa ayuda a disminuir la cargabilidad de la línea Urrá – Tierra Alta 110 kV siempre y cuando la línea Montería – Río Sinú 110 kV opere normalmente cerrada, de lo contrario se debe estudiar una solución como el segundo circuito o reevaluar el límite operativo de dicha línea.

De lo anterior se concluye que la alternativa que presenta mejor desempeño eléctrico en el horizonte de análisis, es la que involucra la instalación del tercer transformador 500/110/34.5 kV de 150 MVA en la subestación Chinú. En este sentido, como solución a la cargabilidad de la línea Urrá – Tierra Alta 110 kV, se recomienda al OR estudiar el segundo circuito o reevaluar el límite operativo de dicha línea.

6.4.11 Análisis Área Cauca – Nariño

La demanda de CEDENAR puede ser atendida con la generación de Río Mayo y el transformador de Jamondino durante los años 2006, 2007 y 2008, teniendo en cuenta la entrada en el 2007 del refuerzo de interconexión con Ecuador, específicamente la entrada del transformador 230/115 kV en Mocoa.

Teniendo en cuenta que al considerar exportaciones por la interconexión Panamericana – Tulcán a 138 kV en el 2006 se presenta sobrecarga en el transformador de Jamondino, se analizan las siguientes alternativas de expansión en el área:

- Operar normalmente cerrados los enlaces Catambuco – El Zaque y Popayán – Río Mayo a 115 kV y la entrada en el año 2014 del segundo transformador en Jamondino.
- Segundo transformador 230/115/13.2 kV de 150 MVA en Jamondino a partir del año 2006.

En la evaluación económica, para las dos alternativas, los costos de inversión corresponden a las unidades constructivas de la Resolución CREG 082 de 2002, el

horizonte es de 25 años y la tasa de descuento para calcular el VPN de los beneficios y de las anualidades del proyecto es del 14.06%. En la alternativa que considera cerrados los enlaces a 115 kV no se incluye el AOM, debido a que ya está siendo remunerado.

Los beneficios se deben al mayor nivel de exportaciones y se valoran con el promedio mensual de la relación de las rentas de congestión, la energía transada, y a la energía no suministrada, para lo cual se emplea el escalón de la curva de costo de racionamiento de acuerdo con el porcentaje de carga en potencia racionado en cada barra.

Los costos de inversión para la Alternativa que considera los enlaces Catambuco – El Zaque y Popayán – Río Mayo a 115 kV, operando normalmente cerrados, asciende a M\$ 37,300 y la Alternativa que considera el segundo transformador 230/115 kV de 150 MVA asciende a M\$ 6,700. La relación B/C para la primera Alternativa es de 6.5 y la relación B/C para la segunda Alternativa es de 28.

Es de anotar que al cerrar los enlaces Catambuco – El Zaque y Popayán – Río Mayo 115 kV las pérdidas pasan en el 2006 de 1.22% a 5.21% y con la Alternativa del segundo transformador pasan de 1.22% a 1.49% del total de la demanda de CEDENAR. En el 2008 se presenta un nivel de pérdidas de 4.89% con enlaces cerrados y 2.16% con el segundo transformador.

Por lo anterior se recomienda al OR, llevar a cabo la instalación del segundo transformador 230/115 kV de 150 MVA en la subestación Jamondino.

De otro lado, se presentan problemas de tensión a partir del año 2010 en Tumaco, para lo cual se recomienda instalar compensación capacitiva de 10 MVar.

6.4.12 Análisis Área Bolívar

Con el adelanto del cambio de nivel de tensión de 66 kV a 110 kV de la subestación Zaragocilla para el año 2006, no se presentan problemas en el área. Igualmente, con la expansión propuesta por el Operador de Red no se detectan problemas en el horizonte analizado.

6.4.13 Análisis Área Atlántico

En el horizonte de análisis no se identifican problemas en el área.

6.4.14 Análisis Área Guajira – Cesar – Magdalena

En esta área para este periodo no se observan problemas.

6.4.15 Análisis Área Cerromatoso

Al final del horizonte de análisis, la línea Urabá – Apartadó presenta niveles elevados de cargabilidad.

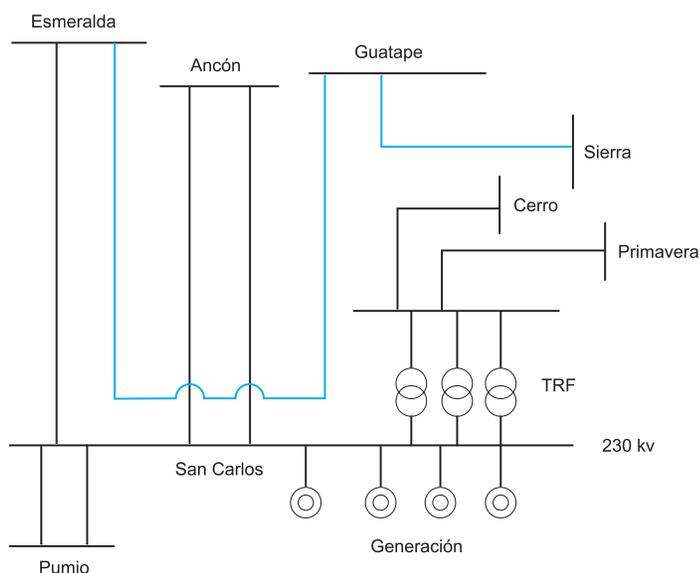
6.4.16 Análisis Área Chocó

A partir del 2006 la red del Chocó se interconectará con la subestación Virginia 115 kV, mediante la línea Virginia – Cértegui 115 kV. Igualmente, con la instalación de compensación capacitiva de 9 MVAR en Quibdo, 0,5 MVAR en Certequi y 1.5 MVAR en Istmina, se superan los problemas de bajas tensiones en el área.

6.4.17 Nivel de Corto Circuito en las Subestaciones del STN

En el Anexo D se presenta el nivel de cortocircuito en las subestaciones del STN. Como se mencionó en los Planes de Expansión Generación – Transmisión anteriores, el nivel de cortocircuito en la subestación San Carlos 230 kV superará la capacidad de los equipos de esta subestación, el cual es de 40 kA.

De acuerdo con las alternativas de solución presentadas por el CND la mejor opción en el corto plazo consiste en la reconfiguración de los circuitos Guatapé – San Carlos 1 y San Carlos – La Sierra en el circuito Guatapé – La Sierra y de los circuitos Guatapé – San Carlos 2 y San Carlos – Esmeralda 1 en el circuito Guatapé – Esmeralda, como se muestra en la Gráfica 6-14.



Gráfica 6-14. Alternativa 3.

Fuente: CND

En cuanto a alternativas de largo plazo se debe contemplar el cambio de los equipos y la extensión de la malla a tierra de la subestación, para lo cual se solicitó a la CREG que defina cómo se deben ejecutar y remunerar este tipo de proyectos.

6.4.18 Conexión del Proyecto de generación Porce III

En el Plan de Expansión 2003 – 2012 se presentaron y analizaron las diferentes alternativas de conexión del proyecto Porce III al Sistema de Transmisión Nacional, mostrando que la alternativa de mínimo costo es la construcción de una subestación nueva a 500 kV, la cual se conecta con el sistema existente de 500 kV mediante la interrupción del circuito Cerromatoso – San Carlos 500 kV.

Teniendo en cuenta que estas obras harán parte del Sistema de Transmisión Nacional, se estima un tiempo de ejecución de dos años y medio, incluyendo el lapso para realizar el proceso de convocatoria.

Durante los años 2004 y 2005, con el fin de emitir el respectivo concepto de conexión y dar inicio al proceso de convocatorias para la ejecución de las obras requeridas, se ha solicitado a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, que aclare lo relacionado con el contrato de conexión y la forma de establecer garantías, ya que las Resoluciones que reglamentan el tema (025 de 1995, 030 de 1996) no consideran los siguientes aspectos:

- El procedimiento cuando no existe propietario del punto de conexión, en este caso es una subestación nueva, para la firma del contrato de conexión con el generador.
- Un mecanismo que garantice que una vez realizadas las obras de expansión del STN necesarias para la conexión de un proyecto de generación, éste entre en operación en la fecha definida.

6.5 ANÁLISIS DE LA INTERCONEXIÓN COLOMBIA - ECUADOR CON SIEPAC

A continuación se presentan los análisis eléctricos y el desempeño de las alternativas de interconexión indicadas en el Plan de Expansión 2004 - 2019. Estos análisis son el resultado de un estudio realizado a fines del año 2004.

Los siguientes análisis consideran el sistema eléctrico colombiano y ecuatoriano interconectado con el sistema del SIEPAC.

La interconexión con el sistema del SIEPAC se realiza a través de Panamá y se analizan tres alternativas de conexión, una de ellas con una línea de transmisión de 230 kV en AC y las otras dos consideran un enlace de transmisión en DC a 250 kV.

Los estudios eléctricos corresponden a los análisis de estado estable y a los análisis dinámicos para los años 2008, 2010 y 2012. Los análisis de estado estable incluyen flujo de carga y estabilidad de voltaje, y los análisis dinámicos corresponden a estabilidad transitoria y de pequeña señal, considerando los escenarios de generación y demanda del sistema.

6.5.1 Modelamiento del Sistema Eléctrico

Se tienen en cuenta los planes de expansión de los sistemas eléctricos de Colombia, Ecuador, y SIEPAC.

El sistema del SIEPAC está integrado por las redes eléctricas de países de Centro América, las cuales se encuentran interconectadas a nivel de 230 kV. Los países integrantes del SIEPAC son Costa Rica, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Panamá y Salvador.

6.5.2 Alternativas de Interconexión Colombia – Ecuador con el SIEPAC

La interconexión entre el sistema de Colombia y el sistema del SIEPAC, se realiza a través de Panamá, para lo cual se analizan tres alternativas de conexión.

Alternativa 1

Esta alternativa considera una interconexión a nivel de 230 kV en sistema AC, desde la subestación Urabá 230 kV en Colombia hasta la subestación Panamá II 230 kV en Panamá y una subestación intermedia en el recorrido de la interconexión, como se detalla a continuación:

- Una línea de transmisión de doble circuito entre las subestaciones Urabá (Colombia) hasta la subestación Panamá II (Panamá) y una subestación nueva intermedia, con una longitud total de 571 km.
- El segundo transformador de potencia 500/230 kV en la subestación Cerromatoso.
- Dos líneas de 230 kV entre las subestaciones Urrá y Urabá.
- Una línea de 230 kV entre las subestaciones Cerromatoso y Urrá.
- Una línea de 230kV entre las subestaciones Panamá y Panamá II.

Alternativa 2

Esta alternativa considera una interconexión DC de 250 kV, desde la subestación Cerromatoso 230 kV en Colombia hasta la subestación Panamá II 230 kV en Panamá, mediante las siguientes obras:

- Una línea de transmisión DC aérea de 250 kV entre las subestaciones Cerromatoso (Colombia) hasta la subestación Panamá II (Panamá), con una longitud total de 571 km.
- Estaciones convertoras AC/DC en las subestaciones Cerromatoso y Panamá II.

Alternativa 3

Esta alternativa considera una interconexión DC de 250 kV, desde la subestación Cerromatoso 230 kV en Colombia hasta la subestación Panamá II 230 kV en Panamá, como se describe a continuación:

Esta alternativa considera:

- Línea de transmisión DC de 250 kV, con un primer tramo aéreo desde la subestación Cerromatoso. Un segundo tramo con cable submarino y un tercer tramo en línea aérea hasta la subestación Panamá II. La longitud total de la línea DC para los tres tramos es de 514 km.
- Estaciones convertoras AC/DC en las subestaciones Cerromatoso y Panamá II.

6.5.3 Modelamiento de la interconexión DC

El modelamiento de la interconexión DC, considera los siguientes elementos:

Una línea monopolar DC con dos conductores 1033.5 KCM, con resistencia 0.054 Ohm/km y capacidad de corriente de 1800 A.

Dos convertidores AC/DC, uno ubicado en la subestación Cerromatoso operando en modo rectificador y otro en la subestación Panamá II operando en modo inversor, con los siguientes datos técnicos:

- Transformador de potencia del convertidor 230/161 kV, con cambiadores automáticos de tap de variación de +/- 14.3%.
- Dos puentes conectados en cascada, por cada convertidor.
- Ángulo de disparo de los convertidores de 5° a 40° (mínimo-máximo).
- Voltaje nominal del sistema DC de 250 kV.

Para los convertidores se modeló el sistema de control, basándose en el control del ángulo de disparo, y así regular la potencia activa transferida por medio del voltaje y la corriente en DC.

6.5.4 Análisis de estabilidad

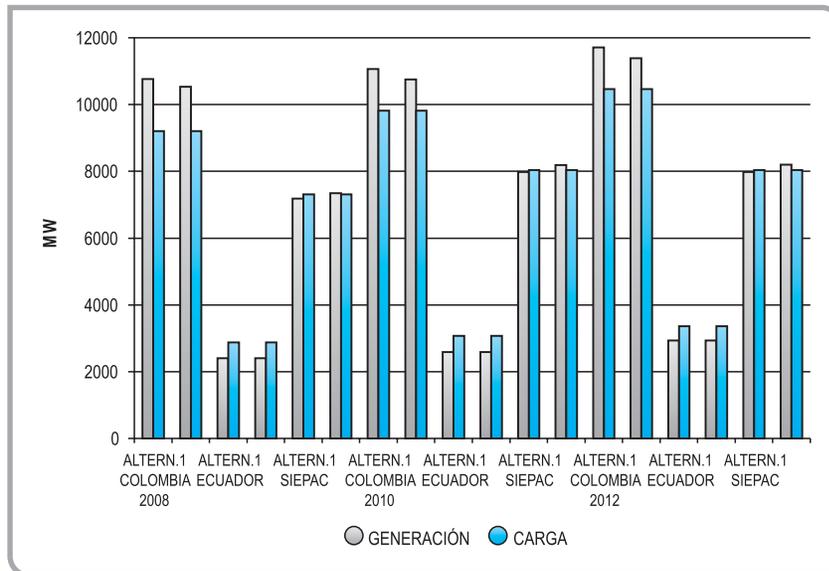
Para la realización de los análisis de estabilidad de voltaje, transitoria y de pequeña señal de la interconexión de Colombia con SIEPAC, se consideran los siguientes escenarios de generación y carga para los años de análisis, los cuales son la condición inicial de las simulaciones. En cuanto a la interconexión Colombia – Ecuador se parte de una transferencia operativa para los años 2008 y 2010 de 250 MW, para el año 2012 de 180 MW y luego se realizan análisis con máximas transferencias.

ESCENARIO	ALTERNATIVA	EXPORTACIÓN
2008 Demanda máxima	Alternativa 1	440
	Alternativa 2	400
	Alternativa 3	400
2010 Demanda máxima	Alternativa 1	350
	Alternativa 2	300
	Alternativa 3	300
2012 Demanda máxima	Alternativa 1	200
	Alternativa 2	200
	Alternativa 3	200

Tabla 6-6. Escenarios de análisis conexión Colombia-SIEPAC.

Las transferencias descritas en la tabla anterior están limitadas por los niveles de tensión del sistema del SIEPAC. Los niveles de voltaje del sistema colombiano presentan perfiles adecuados, lo cual se debe principalmente a que la interconexión tiene su inicio en el sistema de 500 kV, Cerromatoso, el cual es un punto fuerte del sistema.

La Gráfica 6-15 presenta el resumen de los balances de generación y carga de los sistemas de Colombia, Ecuador, SIEPAC.



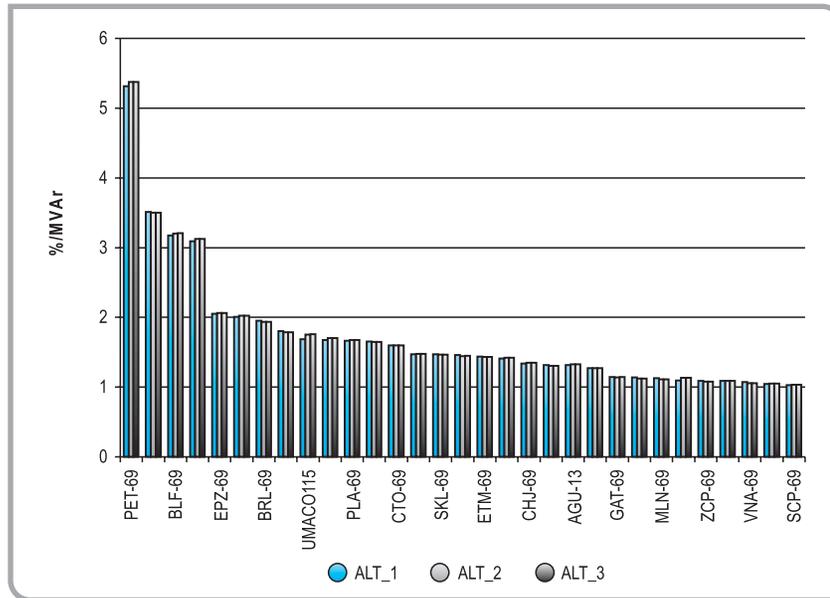
Gráfica 6-15. Balance generación y carga por años.

6.5.4.1 Estabilidad de Voltaje

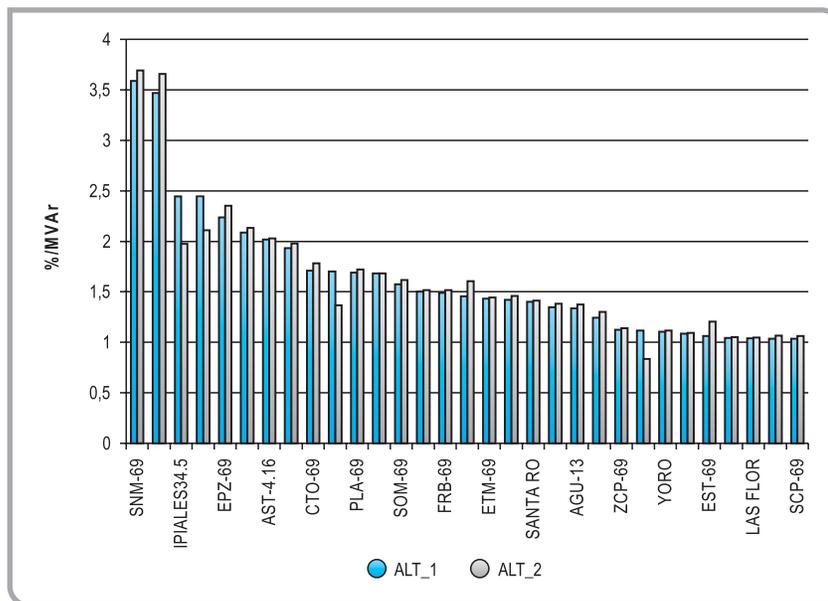
Los resultados de los análisis de estabilidad de voltaje muestran que el sistema es estable, ante los diferentes escenarios analizados y las tres alternativas de conexión.

La zona con mayor debilidad en Colombia corresponde a las subestaciones Tumaco, Ipiales y Junín en el nivel de tensión de 115 kV, asociadas al área de la subestación Jamondino. La debilidad en esta zona se debe a que son subestaciones radiales con circuitos de longitud relativamente alta, la cual se presenta con y sin interconexiones y no se ve afectada por la entrada de estos proyectos.

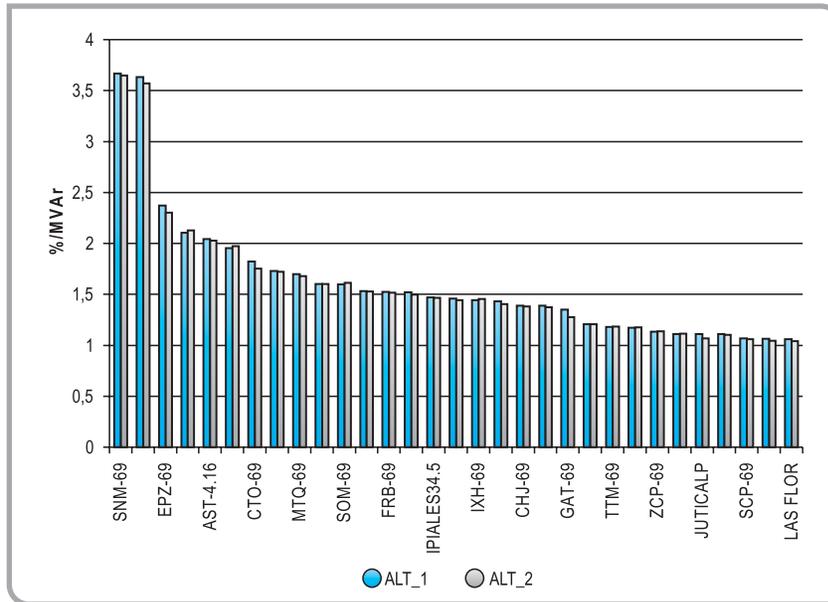
La zona con mayor debilidad en el área del SIEPAC corresponde a las subestaciones PET, POP, EST y RIO en el nivel de tensión de 69 kV en el sistema de Guatemala y pertenecen a un sistema radial.



Gráfica 6-16. Sensibilidad de barras, año 2008.



Gráfica 6-17. Sensibilidad de barras, año 2010.



Gráfica 6-18. Sensibilidad de barras, año 2012.

6.5.4.2 Estabilidad Transitoria

Para las simulaciones de estabilidad transitoria, se parte de los escenarios de generación y carga de los sistemas mostrados en la Gráfica 6-15, los cuales son la condición de operación inicial, para los años 2008, 2010 y 2012.

En los análisis de estabilidad transitoria del sistema, se considera la contingencia de falla trifásica sobre una línea de transmisión, con la correspondiente salida de operación de ésta en un tiempo de duración de falla de 150 ms.

Las transferencias mostradas en la Tabla 6-6 se modifican con el fin de obtener condiciones de operación estables, para las alternativas en AC y DC, como se muestra en la Tabla 6-7. Las alternativas DC tienen la misma respuesta en estabilidad transitoria.

TRANSFERENCIA DE POTENCIA		
Año	Alternativa DC (MW)	Alternativa AC (MW)
2008	300	300
2010	200	200
2012	200	140

Tabla 6-7. Transferencias de potencia limitadas por estabilidad transitoria.

AÑO	FALLA	CONDICIÓN
2008	San Carlos - Cerromatoso	Estable
	Cerromatoso - Urra	Estable
	Urrá - Urabá	Estable
	Urabá - S/Intermedia	Estable
	S/Intermedia - Panamá	Estable
	Panamá - Panamá II	Estable
2010	Chinú - Cerromatoso	Estable
	Cerromatoso - Urra	Estable
	Urrá - Urabá	Estable
	Urabá - S/Intermedia	Estable
	S/Intermedia - Panamá	Estable
	Panamá - Panamá II	Estable
2012	Chinú - Sabanalarga	Estable
	Cerromatoso - Urra	Estable
	Urrá - Urabá	Estable
	Urabá - S/Intermedia	Diverge
	S/Intermedia - Panamá	Estable
	Panamá - Panamá II	Estable

Tabla 6-8. Resumen de fallas alternativa AC.

AÑO	FALLA	CONDICIÓN
2008	Chinú - Sabanalarga	Estable
	Cerromatoso - Urra	Estable
2010	Urrá - Urabá	Estable
	Chinú - Sabanalarga	Estable
	Cerromatoso - Urra	Estable
	Urrá - Urabá	Estable
2012	San Carlos - La Virginia	Estable
	Chinú - Sabanalarga	Estable
	Cerromatoso - Urra	Estable
	Urrá - Urabá	Estable
	San Carlos - La Virginia	Estable

Tabla 6-9. Resumen de fallas alternativa DC.

Como se muestra en las Tablas 6-8 y 6-9, con la interconexión en D.C. y para el periodo de tiempo considerado, las contingencias en el lado de SIEPAC causan un efecto atenuado en el lado de Colombia y viceversa, con lo cual se crea un aislamiento de los sistemas, a diferencia de la interconexión en AC, en la que el efecto de un sistema es directo sobre el otro.

Las simulaciones de estabilidad transitoria involucran un evento de falla sobre la línea de interconexión DC, con la apertura de esta y el consecuente aislamiento de los sistemas de Colombia y SIEPAC. Una vez despejada la falla, el sistema de Colombia presenta transitorios de característica estable y se recupera a un nuevo punto de operación.

En cuanto al sistema del SIEPAC, se observa que presenta transitorios con características estables, pero con oscilaciones de mayor magnitud y baja amortiguación.

6.5.4.3 Estabilidad de Pequeña señal

Del análisis se encuentra que no hay señales de inestabilidad respecto a pequeñas variaciones de las variables de estado del sistema, incluyendo las variables de los generadores, que pueden ser las más sensibles.

6.5.4.4 Sincronización Colombia – SIEPAC 230 kV AC

Se realizaron simulaciones de sincronización de los sistemas de Colombia y SIEPAC, con la alternativa de interconexión en 230 kV AC para los años 2008, 2010 y 2012, teniendo como condición previa la operación aislada de los dos sistemas. La sincronización se realiza en la subestación Urabá 230 kV con el cierre del interruptor del circuito respectivo, considerando el segundo circuito de interconexión desconectado.

Los resultados muestran que después del cierre del interruptor se presenta una oscilación transitoria amortiguada y de baja frecuencia por la interconexión. En las subestaciones asociadas a la interconexión, tanto del lado de Colombia como del lado de Panamá, no se presenta alteración de la frecuencia ni de la tensión del sistema.

Se simuló para el año 2008, el cierre del segundo circuito después de estar sincronizado el sistema, y se observa que se presenta una respuesta transitoria leve y estable. Para los años 2010 y 2012 no se realizó la simulación de esta maniobra, ya que es un transitorio leve.

6.5.4.5 Pérdidas de Potencia y Regulación de Voltaje

Las pérdidas de potencia activa y la regulación de voltaje, asociadas a la transferencia por la interconexión Colombia – SIEPAC para la alternativa en AC, se presentan en la Tabla 6-10 y la Tabla 6-11.

Las pérdidas comprenden los dos circuitos de la línea desde la subestación Urabá (Colombia) hasta la subestación Panamá II (SIEPAC), para los años 2008, 2010 y 2012. El valor de transferencia presentado corresponde al medido en el tramo Urabá - Subestación Intermedia.

C-E-S	2008(MW)	2010(MW)	2012(MW)
Transferencia	319	208	143
Pérdidas	26.4	11.2	5.2

Tabla 6-10. Transferencia de potencia y pérdidas - Alternativa A.C.

Los niveles de voltaje se encuentran dentro de los límites de operación establecidos.

C-E-S	2008		2010		2012	
	V (kV)	V (%)	V (kV)	V (%)	V (kV)	V (%)
Urabá	228.6	99.4	230.0	100.0	233.1	101.4
SE/intermedia	232.1	100.9	233.4	101.5	237.6	103.3
Panamá	223.7	97.2	227.1	98.7	223.8	97.3

Tabla 6-11. Resumen nivel de voltaje – Alternativa A.C.

Las pérdidas para la Alternativa D.C. se presentan en la Tabla 6-12, las cuales se consideran en la línea y no en los convertidores.

C-E-S	2008(MW)	2010(MW)	2012(MW)
Transferencia	300	200	200
Pérdidas	19.4	9.0	9.0

Tabla 6-12. Transferencia de potencia y pérdidas - Alternativa D.C.

Los niveles de voltaje se encuentran dentro de los límites de operación establecidos.

C-E-S	2008		2010		2012	
	V (kV)	V (%)	V (kV)	V (%)	V (kV)	V (%)
Cerromatoso AC	231.9	100.8	235.2	102.2	232.3	101.0
Cerromatoso DC	267.3	106.9	261.8	104.7	261.8	104.7
Panamá DC	250.0	100.0	250.0	100.0	250.0	100.0
Panamá AC	215.3	93.6	216.9	94.3	209.4	91.1

Tabla 6-13. Resumen nivel de voltaje - Alternativa D.C.

Las transferencias de potencia entre los países del SIEPAC y para las alternativas AC y DC, se presentan en la Tabla 6-14.

C-E-S	2008		2010		2012	
	AC(MW)	DC(MW)	AC(MW)	DC(MW)	AC(MW)	DC(MW)
Panamá-Costa Rica	170	220	420	510	410	450
Costa Rica-Nicaragua	170	270	360	390	375	380
Nicaragua-Honduras	122	245	245	270	250	260
Honduras-Guatemala	65	85	40	40	50	35
Honduras-Salvador	90	130	70	80	80	70
Salvador-Guatemala	170	210	225	230	230	220

Tabla 6-14. Transferencia de potencia.

6.6 ANÁLISIS COLOMBIA – ECUADOR – SIEPAC - VENEZUELA.

Estos análisis consideran el sistema eléctrico colombiano y ecuatoriano interconectado con el sistema del SIEPAC y con Venezuela en forma simultánea. La interconexión con SIEPAC se analiza mediante la conexión DC y la interconexión con Venezuela se realiza por medio de la líneas existentes, Cuestecitas – Cuatricentenario circuito sencillo 230 kV con longitud aproximada de 128 km y San Mateo – Coroza doble circuito 230 kV con longitud aproximada de 68.5 km.

De otro lado, en los análisis se consideraron transferencias entre Colombia y Ecuador en los años 2008 y 2010 de 500 MW y en el año 2012 de 410 MW.

6.6.1 Estabilidad Transitoria

En la Tabla 6-15 se presenta el resumen de los resultados de las simulaciones de estabilidad transitoria para las contingencias de fallas realizadas así como las transferencias de potencia.

AÑO	FALLA	TRANSFERENCIA (MW)	CONDICIÓN	COMENTARIOS
2008	Cuestecita - TGuajira	Col - V/zuela = 220 Col - Ecuador = 500 Col - SIEPAC = 300	Estable	Baja amortiguación en Venezuela
	Copey - Bolivar		Estable	
	Tablazo - Cuatricentro		Estable	
	Cerro - Urrá		Estable	
	Chinú - Sabanalarga		Estable	
	San Carlos - La Virginia		Estable	
Jamondino - Pomasqui	Estable			
2010	Cuestecita - TGuajira	Col - V/zuela = 200 Col - Ecuador = 500 Col - SIEPAC = 200	Estable	
	Copey - Bolivar		Estable	
	Tablazo - Cuatricentro		Estable	
	Cerro - Urrá		Estable	
	Chinú - Sabanalarga		Estable	
	San Carlos - La Virginia		Estable	
Jamondino - Pomasqui	Estable			
2012	Cuestecita - TGuajira	Col - V/zuela = 200 Col - Ecuador = 410 Col - SIEPAC = 200	Estable	
	Copey - Bolivar		Estable	
	Tablazo - Cuatricentro		Estable	
	Cerro - Urrá		Estable	
	Chinú - Sabanalarga		Estable	
	San Carlos - La Virginia		Estable	
Jamondino - Pomasqui	Estable			

Tabla 6-15. Resultados Estabilidad Transitoria.

De las simulaciones se obtiene que para las condiciones de máxima transferencia entre Colombia y Ecuador, las respuestas transitorias de los eventos de fallas considerados son de característica estable. La Tabla 6-16 resume las máximas transferencias para Colombia-Ecuador, Colombia-SIEPAC y Colombia-Venezuela en forma simultánea.

C-E-S-V (DC/CUATRICENTENARIO)	2008 (MW)	2010 (MW)	2012 (MW)
Colombia-Ecuador	500	500	410
Colombia-SIEPAC	300	200	200
Colombia-Venezuela	220	200	200

Tabla 6-16. Resumen de Transferencias de Potencia.

En el caso de estabilidad transitoria para el escenario de generación inicial del año 2008, se presentan oscilaciones de potencia en Venezuela, estas mejoran su respuesta al modificar la generación en este país, principalmente con el aumento de generación en los sitios cercanos a la interconexión con Colombia, en las plantas San Agatón, Ramón Laguna, Masparro, El Rincón y disminuyendo en las plantas más alejadas como Guri A, manteniendo el mismo balance de potencia.

La contingencia de falla trifásica sobre la línea Tablazo – Cuatricentenario (400 kV) para la condición de transferencia desde Venezuela hacia Colombia en los años 2008, 2010 y 2012, con las dos interconexiones operando Cuestecitas-Cuatricentenario y San Mateo-Coroza, presenta una respuesta inestable del sistema.

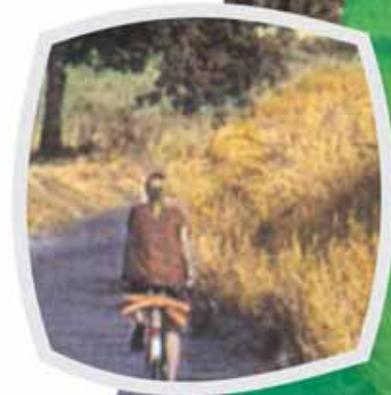
6.7 RESULTADOS DEL PLAN 2005

Con base en los análisis realizados, en esta revisión del Plan se recomienda llevar a cabo las siguientes obras:

- Adelanto de la entrada en operación del proyecto Primavera - Bacatá 500 kV y obras asociadas para 31 de diciembre de 2006.
- Adelanto de la entrada en operación del proyecto Bolívar – Copey – Ocaña - Primavera 500 kV y obras asociadas para 31 de marzo de 2007.
- Entrada de la subestación Sub220 220/115 kV, la cual se conecta al Sistema mediante la reconfiguración de la línea Pance – Yumbo 220 kV.

Adicionalmente, la UPME reitera la invitación a los OR a realizar análisis conjuntos para establecer mejores soluciones a los problemas encontrados por la UPME.

7 Gestión Ambiental en la Expansión Eléctrica



7. GESTIÓN AMBIENTAL EN LA EXPANSIÓN ELÉCTRICA

En este capítulo se presenta una evaluación ambiental de los proyectos considerados en la expansión de la transmisión y la generación, con el fin de establecer los impactos ambientales de referencia que sirvan para dar señales a los diferentes agentes: inversionistas, autoridades ambientales, autoridades locales, etc.

Es importante aclarar que estos valores han sido calculados con base en estimaciones y aproximaciones, por tanto deberá mediar el criterio de quien les de una aplicación.

La presente versión del Plan no presenta ningún proyecto de expansión de la Transmisión que implique costo de gestión ambiental. En caso de requerir información sobre costos de la gestión ambiental en la transmisión, sugerimos consultar versiones anteriores del plan de expansión.

7.1 PAGO DE TRANSFERENCIAS POR VENTA DE ENERGÍA

El pago de transferencias en los proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos constituye una guía para el inversionista al tener la estructura total de los costos de gestión ambiental de los proyectos.

Para el cálculo de estas transferencias se utilizan los siguientes datos:

- La potencia nominal instalada en MW.
- El factor de utilización de la hidroeléctrica que expresa la relación entre el promedio de la energía que se espera generar según las condiciones del mercado y la capacidad de generación instalada para la central en estudio, expresada en porcentaje.
- La tarifa de regulación energética según Resolución CREG 135 de 1997 que se debe actualizar de acuerdo con el IPC.
- Tasa representativa del dólar en el mercado.
- Ventas brutas de energía

La Tabla 7-2 y la Tabla 7-3 presentan el valor de las transferencias teniendo en cuenta el factor de utilización de cada planta, tanto para la expansión en el corto plazo como para la expansión en el largo plazo.

PROYECTO	POTENCIA MW	FACTOR DE UTILIZACIÓN %	TRANSFERENCIAS MILES US\$
Hidro	26	0.75	227.5
Hidro	107	0.75	936.2
Gas	54	0.5	209.9
Gas	82	0.5	318.8

Tabla 7-1. Pago Anual de Transferencias CP.

PROYECTO	POTENCIA MW	FACTOR DE UTILIZACIÓN %	TRANSFERENCIAS MILES US\$
Hidro	660	75	5774.5
Carbón	150	75	283.3
Gas	170	50	661.1
Gas	320	50	1244.3
Gas	180	50	699.9

Tabla 7-2. Pago Anual de Transferencias LP.

7.2 EMISIONES DE CO₂

En la Tabla 7-4 se muestran las emisiones de CO₂ en Millones de Toneladas, para cada una de las estrategias de generación; para su cálculo se utiliza la generación y los consumos de combustibles con sus factores de emisión propios, obtenidos mediante el programa FECOC²³ (Factores de Emisión para Combustibles Colombianos), desarrollado por la Academia de Ciencias para la UPME. El cálculo se realiza sobre la base de la composición química de los combustibles, gas y carbón, en especial los contenidos de carbono, hidrógeno y oxígeno.

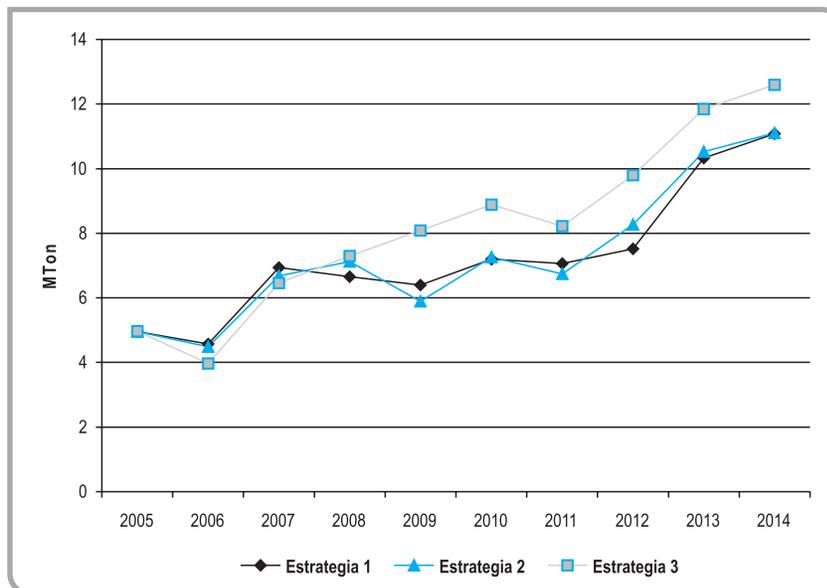
²³ El documento puede encontrarse en el módulo ambiental del SIMEC <http://www.upme.gov.co/sima/>

Junto con los combustibles, los factores de emisión para cada una de las plantas se calculan involucrando las eficiencias de las plantas térmicas y el tipo de tecnología.

EMISIONES DE CO ₂ (MILLONES DE TONELADAS)			
	ESTRATEGIA 1	ESTRATEGIA 2	ESTRATEGIA 3
2005	4.95	4.95	4.97
2006	4.58	4.49	3.96
2007	6.94	6.68	6.46
2008	6.66	7.12	7.30
2009	6.40	5.89	8.08
2010	7.20	7.26	8.88
2011	7.07	6.74	8.23
2012	7.51	8.27	9.79
2013	10.33	10.52	11.84
2014	11.07	11.10	12.59

Tabla 7-4. Emisiones de CO₂.

Las estrategias se construyeron con las generaciones del corto plazo y largo plazo (por ejemplo, CP1-LP1). En el año 2009, las emisiones de la estrategia 3, reflejan la interconexión con Panamá, mediante un importante aumento de las emisiones de CO₂ conllevando un incremento de las emisiones en el largo plazo debido a la mayor generación térmica exigida en dicha estrategia, sobre todo hacia el final del período.



Gráfica 7-1. Emisiones CO₂.

En general el sistema colombiano presenta emisiones muy inferiores respecto de años anteriores. Las bajas emisiones presentadas en el Plan, demuestran la eficiencia energética de las plantas de generación térmicas en Colombia, así como la alta componente hidráulica de nuestro sistema, llevando a factores de emisión del sistema general inferiores a 200 kg CO₂ por MWh. En países con altas componentes de generación a carbón, este factor se aproxima a una tonelada por MWh.

7.3 LÍNEA BASE PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN INTERCONECTADOS A LA RED QUE APLIQUEN AL MDL.

Los proyectos de generación de energía renovable constituyen el 48% de las reducciones de gases de efecto invernadero del portafolio colombiano del Mecanismo de Desarrollo Limpio. Se trata de 14 proyectos, todos ellos hidroeléctricas con excepción del parque eólico Jepirachi. De acuerdo con los procedimientos y modalidades del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) adoptados mediante la Decisión 17 de la séptima Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, los proyectos del MDL deben hacer uso de metodologías de línea base y monitoreo previamente aprobadas por la Junta Ejecutiva del mecanismo²⁴.

En la actualidad hay un conjunto de metodologías aprobadas para proyectos de generación con energía renovable. Los dos casos más significativos son la metodología consolidada ACM0002 y la metodología simplificada para proyectos de pequeña escala²⁵. Estas metodologías fueron desarrolladas por paneles creados por la Junta Ejecutiva con el propósito de ser suficientemente generales para ser aplicadas por proyectos en las más diversas circunstancias.

Las dos metodologías coinciden en buscar el factor de emisión combinando factores de emisión (i) sobre la evolución cercana del sistema de generación –Factor marginal de Construcción- y (ii) sobre la operación del sistema – Factor marginal de Operación.

Después de varios talleres de trabajo con diferentes agentes del sector eléctrico, entre ellos el Centro Nacional de Despacho, la UPME, EEPPM, Isagen, Codensa y Emgesa, bajo la coordinación del Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial y con el apoyo técnico del Banco Mundial, en las actuales circunstancias de operación y expansión del sector eléctrico, se vio la conveniencia de emplear la metodología ACM0002, opción c), para el cálculo de línea base de proyectos del portafolio colombianos del sector eléctrico conectados a la red de escala completa (> 15MW); por ser la metodología que mejor refleja el comportamiento del sector eléctrico colombiano.

²⁴ Sección G, párrafo 37 e) de la Decisión 17/CP7

²⁵ De acuerdo con los procedimientos y modalidades del MDL (Decisión 17/CP7) son proyectos de generación de pequeña escala aquellos con una capacidad instalada inferior a 15 MW.

Tanto en la metodología aprobada para proyectos de pequeña escala, como en la metodología ACM0002 para proyectos de escala completa (> 15 MW) el factor marginal de construcción coincide. La diferencia radica en la forma de calcular el factor marginal de operación.

7.3.1 Construcción marginal

El conjunto de plantas utilizado para el cálculo del factor de emisión del margen de construcción se selecciona de la alternativa que represente la mayor cantidad de energía entre las cinco plantas construidas más recientemente, y el conjunto de plantas construidas más recientemente, que conjuntamente generaron el 20% de la energía del sistema durante el año en cuestión.

La energía generada en el 2004 fue 48572 GWh y el 20% son 9714 GWh. Las últimas cinco plantas construidas generaron apenas 154 GWh, de manera que el factor de emisión se calculó teniendo en cuenta la generación de las últimas plantas que generaron 20%.

El valor resultante para este factor de emisión es de 0.3056 kg CO_{2e}/ kWh.

7.3.2 Operación marginal para proyectos de pequeña escala

El factor de emisión sobre la operación para proyectos de pequeña escala se calcula considerando las plantas térmicas que emplean combustibles fósiles del sistema interconectado que operaron durante los años 2001 a 2004 ponderado mediante la generación de cada una de las plantas. El factor de emisión para cada planta en el año respectivo se encuentra mediante el Heat Rate de la planta y el factor de emisión propio de cada uno de los combustibles empleados.

El factor de emisión ponderado para la operación marginal para el periodo 2001-2004, fue 0.5728 kg CO_{2e}/ kWh.

7.3.3 Línea base para proyectos de pequeña escala

Finalmente el factor de emisión para proyectos de pequeña escala conectados a la red se encuentra mediante el promedio entre los factores de Operación Marginal y de Construcción Marginal, 0.5728 y 0.3056 kg CO_{2e}/ kWh, encontrándose el promedio aritmético de **0.4392** kg CO_{2e}/ kWh que es el factor de emisión para la estimación de la línea base.

7.3.4 Margen de Operación para proyectos de escala completa

La opción C de la metodología consolidada ACM0002 es aplicable a sistemas eléctricos en donde las plantas son despachadas por mérito, es decir, teniendo en cuenta los precios relativos de oferta de energía. La metodología asume que una actividad del MDL desplaza la energía eléctrica generada por una combinación de plantas que son despachadas a los niveles de precio de oferta más altos. Concretamente, se tiene en cuenta las plantas que aportan el diez por ciento de la energía ubicada al final del orden del despacho.

Dado que se dispone de la información horaria sobre ofertas y generación mediante la consulta al sistema de información NEON del Centro Nacional de Despacho, en Colombia es obligatorio emplear la opción C: "Dispatch Data Analysis OM"

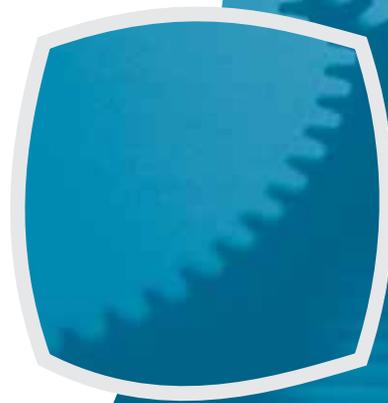
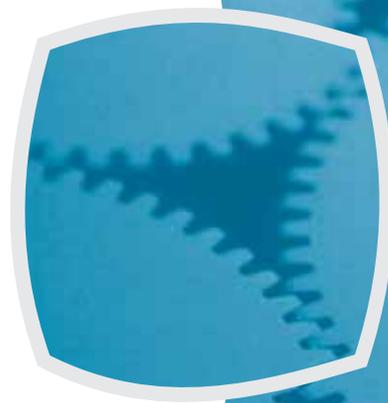
El factor de emisión se encuentra buscando primero el diez por ciento final del despacho que es caracterizado por su factor de emisión, es decir por la cantidad de emisiones de dióxido de carbono emitidas por unidad de energía generada. Este factor de emisión se obtiene para cada una de las horas durante las cuales opera el proyecto.

Cada uno de los factores de emisión horarios es multiplicado por la energía generada por el proyecto durante la correspondiente hora. Esta operación produce un valor para las emisiones de dióxido de carbono supuestamente evitadas por el proyecto durante cada hora de operación. Todos los valores de un año son sumados para obtener las emisiones anuales asociadas al margen de operación (EOM,y) para cada proyecto en cuestión.

El valor anual de emisiones es dividido por la generación anual del proyecto para obtener un factor de emisión promedio, que es precisamente el factor de emisión del margen de operación.

La UPME, mediante el Sistema de Información Ambiental Minero-Energético SIAME, puso a disposición de los agentes los factores de emisión horario con los cuales cada interesado puede encontrar el valor de la línea base de su proyecto.

Anexos



Anexo A. Precios Gas Plantas Térmicas

Los siguientes precios están expresados en dólares constantes a diciembre de 2004.

Precios Guajira

AÑO	SEMESTRE	GUAJIRA				
		TRANSPORTE		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO	PRECIO GAS NATURAL
		CF	CV			
2005	1	0,121	0,222	0,343	1,572	1,914
2005	2	0,114	0,198	0,312	1,869	2,181
2006	1	0,114	0,198	0,312	2,044	2,356
2006	2	0,108	0,174	0,282	1,995	2,277
2007	1	0,108	0,174	0,282	1,960	2,243
2007	2	0,108	0,174	0,282	1,815	2,097
2008	1	0,108	0,174	0,282	1,822	2,104
2008	2	0,108	0,174	0,282	1,764	2,046
2009	1	0,108	0,174	0,282	1,768	2,050
2009	2	0,108	0,174	0,282	1,713	1,995
2010	1	0,108	0,174	0,282	1,724	2,006
2010	2	0,108	0,174	0,282	1,700	1,982
2011	1	0,108	0,174	0,282	1,717	1,999
2011	2	0,108	0,174	0,282	1,723	2,005
2012	1	0,108	0,174	0,282	1,738	2,020
2012	2	0,108	0,174	0,282	1,738	2,020
2013	1	0,108	0,174	0,282	1,753	2,035
2013	2	0,108	0,174	0,282	1,752	2,034
2014	1	0,108	0,174	0,282	1,766	2,048
2014	2	0,108	0,174	0,282	1,757	2,039
2015	1	0,108	0,174	0,282	1,775	2,057
2015	2	0,108	0,174	0,282	1,783	2,065
2016	1	0,108	0,174	0,282	1,798	2,080
2016	2	0,108	0,174	0,282	1,795	2,077
2017	1	0,108	0,174	0,282	1,811	2,093
2017	2	0,108	0,174	0,282	1,812	2,094
2018	1	0,108	0,174	0,282	1,828	2,110
2018	2	0,108	0,174	0,282	1,825	2,107
2019	1	0,108	0,174	0,282	1,842	2,124
2019	2	0,108	0,174	0,282	1,844	2,126
2020	1	0,108	0,174	0,282	1,861	2,143
2020	2	0,108	0,174	0,282	1,863	2,145

Precios Barranquilla

AÑO	SEMESTRE	BARRANQUILLA				
		TRANSPORTE		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO	PRECIO GAS NATURAL
		CF	CV			
2005	1	0,153	0,249	0,401	1,572	1,973
2005	2	0,157	0,233	0,389	1,869	2,258
2006	1	0,157	0,233	0,389	2,044	2,433
2006	2	0,161	0,219	0,379	1,995	2,375
2007	1	0,161	0,219	0,379	1,960	2,340
2007	2	0,161	0,219	0,379	1,815	2,195
2008	1	0,161	0,219	0,379	1,822	2,202
2008	2	0,161	0,219	0,379	1,764	2,144
2009	1	0,161	0,219	0,379	1,768	2,147
2009	2	0,161	0,219	0,379	1,713	2,093
2010	1	0,161	0,219	0,379	1,724	2,103
2010	2	0,161	0,219	0,379	1,700	2,080
2011	1	0,161	0,219	0,379	1,717	2,096
2011	2	0,161	0,219	0,379	1,723	2,103
2012	1	0,161	0,219	0,379	1,738	2,118
2012	2	0,161	0,219	0,379	1,738	2,117
2013	1	0,161	0,219	0,379	1,753	2,133
2013	2	0,161	0,219	0,379	1,752	2,131
2014	1	0,161	0,219	0,379	1,766	2,145
2014	2	0,161	0,219	0,379	1,757	2,137
2015	1	0,161	0,219	0,379	1,775	2,154
2015	2	0,161	0,219	0,379	1,783	2,162
2016	1	0,161	0,219	0,379	1,798	2,178
2016	2	0,161	0,219	0,379	1,795	2,174
2017	1	0,161	0,219	0,379	1,811	2,191
2017	2	0,161	0,219	0,379	1,812	2,191
2018	1	0,161	0,219	0,379	1,828	2,207
2018	2	0,161	0,219	0,379	1,825	2,204
2019	1	0,161	0,219	0,379	1,842	2,222
2019	2	0,161	0,219	0,379	1,844	2,223
2020	1	0,161	0,219	0,379	1,861	2,241
2020	2	0,161	0,219	0,379	1,863	2,243

Precios Cartagena

AÑO	SEMESTRE	CARTAGENA				
		TRANSPORTE		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO	PRECIO GAS NATURAL
		CF	CV			
2005	1	0,209	0,277	0,486	1,572	2,058
2005	2	0,226	0,267	0,494	1,869	2,363
2006	1	0,226	0,267	0,494	2,044	2,538
2006	2	0,244	0,261	0,504	1,995	2,500
2007	1	0,244	0,261	0,504	1,960	2,465
2007	2	0,244	0,261	0,504	1,815	2,320
2008	1	0,244	0,261	0,504	1,822	2,327
2008	2	0,244	0,261	0,504	1,764	2,269
2009	1	0,244	0,261	0,504	1,768	2,272
2009	2	0,244	0,261	0,504	1,713	2,218
2010	1	0,244	0,261	0,504	1,724	2,228
2010	2	0,244	0,261	0,504	1,700	2,205
2011	1	0,244	0,261	0,504	1,717	2,221
2011	2	0,244	0,261	0,504	1,723	2,228
2012	1	0,244	0,261	0,504	1,738	2,243
2012	2	0,244	0,261	0,504	1,738	2,242
2013	1	0,244	0,261	0,504	1,753	2,258
2013	2	0,244	0,261	0,504	1,752	2,256
2014	1	0,244	0,261	0,504	1,766	2,270
2014	2	0,244	0,261	0,504	1,757	2,262
2015	1	0,244	0,261	0,504	1,775	2,279
2015	2	0,244	0,261	0,504	1,783	2,287
2016	1	0,244	0,261	0,504	1,798	2,303
2016	2	0,244	0,261	0,504	1,795	2,299
2017	1	0,244	0,261	0,504	1,811	2,316
2017	2	0,244	0,261	0,504	1,812	2,316
2018	1	0,244	0,261	0,504	1,828	2,332
2018	2	0,244	0,261	0,504	1,825	2,329
2019	1	0,244	0,261	0,504	1,842	2,347
2019	2	0,244	0,261	0,504	1,844	2,348
2020	1	0,244	0,261	0,504	1,861	2,366
2020	2	0,244	0,261	0,504	1,863	2,368

Precios Merilectrica y Palenque con Cusiana Net Back

AÑO	SEMESTRE	MERILECTRICA						PALENQUE					
		TRANSPORTE		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO	PRECIO GAS NATURAL	TRANSPORTE		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO	PRECIO GAS NATURAL		
		CF	CV				CF	CV					
2005	1	0,712	0,411	1,123	1,572	2,695	0,560	0,659	1,219	2,681	3,900		
2005	2	0,712	0,411	1,123	1,869	2,993	0,560	0,659	1,219	2,994	4,213		
2006	1	0,712	0,411	1,123	2,044	3,167	0,560	0,659	1,219	3,352	4,571		
2006	2	0,712	0,411	1,123	1,995	3,119	0,560	0,659	1,219	3,713	4,932		
2007	1	0,712	0,411	1,123	1,960	3,084	0,560	0,659	1,219	3,912	5,131		
2007	2	0,712	0,411	1,123	1,815	2,938	0,560	0,659	1,219	4,025	5,245		
2008	1	0,712	0,411	1,123	1,822	2,946	0,560	0,659	1,219	4,086	5,306		
2008	2	0,712	0,411	1,123	1,764	2,887	0,560	0,659	1,219	4,023	5,242		
2009	1	0,712	0,411	1,123	1,768	2,891	0,560	0,659	1,219	3,937	5,157		
2009	2	0,712	0,411	1,123	1,713	2,837	0,560	0,659	1,219	3,861	5,080		
2010	1	0,712	0,411	1,123	1,724	2,847	1,033	1,126	2,159	1,579	3,738		
2010	2	0,712	0,411	1,123	1,700	2,824	1,033	1,126	2,159	1,556	3,715		
2011	1	0,712	0,411	1,123	1,717	2,840	1,033	1,126	2,159	1,572	3,732		
2011	2	0,674	0,594	1,268	1,579	2,846	1,033	1,126	2,159	1,579	3,738		
2012	1	0,674	0,594	1,268	1,594	2,862	1,033	1,126	2,159	1,594	3,753		
2012	2	0,674	0,594	1,268	1,593	2,861	1,033	1,126	2,159	1,593	3,752		
2013	1	0,674	0,594	1,268	1,609	2,876	1,033	1,126	2,159	1,609	3,768		
2013	2	0,674	0,594	1,268	1,608	2,875	1,033	1,126	2,159	1,608	3,767		
2014	1	0,674	0,594	1,268	1,621	2,889	1,033	1,126	2,159	1,621	3,781		
2014	2	0,674	0,594	1,268	1,613	2,881	1,033	1,126	2,159	1,613	3,772		
2015	1	0,674	0,594	1,268	1,630	2,898	1,033	1,126	2,159	1,630	3,789		
2015	2	0,674	0,594	1,268	1,638	2,906	1,033	1,126	2,159	1,638	3,797		
2016	1	0,674	0,594	1,268	1,654	2,922	1,033	1,126	2,159	1,654	3,813		
2016	2	0,674	0,594	1,268	1,650	2,918	1,033	1,126	2,159	1,650	3,810		
2017	1	0,674	0,594	1,268	1,667	2,935	1,033	1,126	2,159	1,667	3,826		
2017	2	0,674	0,594	1,268	1,667	2,935	1,033	1,126	2,159	1,667	3,827		
2018	1	0,674	0,594	1,268	1,683	2,951	1,033	1,126	2,159	1,683	3,843		
2018	2	0,674	0,594	1,268	1,681	2,948	1,033	1,126	2,159	1,681	3,840		
2019	1	0,674	0,594	1,268	1,698	2,965	1,033	1,126	2,159	1,698	3,857		
2019	2	0,674	0,594	1,268	1,699	2,967	1,033	1,126	2,159	1,699	3,859		
2020	1	0,674	0,594	1,268	1,717	2,985	1,033	1,126	2,159	1,717	3,876		
2020	2	0,674	0,594	1,268	1,719	2,986	1,033	1,126	2,159	1,719	3,878		

Precios Termocentro y Termosierra con Cusiana Net Back

AÑO	SEMESTRE	TERMOCENTRO						TERMO SIERRA					
		TRANSPORTE		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO	PRECIO GAS NATURAL	TRANSPORTE		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO	PRECIO GAS NATURAL		
		CF	CV				CF	CV					
2005	1	0,775	0,486	1,261	1,572	2,833	0,815	0,542	1,357	1,572	2,928		
2005	2	0,775	0,486	1,261	1,869	3,130	0,815	0,542	1,357	1,869	3,226		
2006	1	0,775	0,486	1,261	2,044	3,305	0,815	0,542	1,357	2,044	3,400		
2006	2	0,775	0,486	1,261	1,995	3,257	0,815	0,542	1,357	1,995	3,352		
2007	1	0,775	0,486	1,261	1,960	3,222	0,815	0,542	1,357	1,960	3,317		
2007	2	0,775	0,486	1,261	1,815	3,076	0,815	0,542	1,357	1,815	3,172		
2008	1	0,775	0,486	1,261	1,822	3,084	0,815	0,542	1,357	1,822	3,179		
2008	2	0,775	0,486	1,261	1,764	3,025	0,815	0,542	1,357	1,764	3,121		
2009	1	0,775	0,486	1,261	1,768	3,029	0,815	0,542	1,357	1,768	3,125		
2009	2	0,775	0,486	1,261	1,713	2,975	0,815	0,542	1,357	1,713	3,070		
2010	1	0,775	0,486	1,261	1,724	2,985	0,815	0,542	1,357	1,724	3,080		
2010	2	0,775	0,486	1,261	1,700	2,962	0,815	0,542	1,357	1,700	3,057		
2011	1	0,775	0,486	1,261	1,717	2,978	0,815	0,542	1,357	1,717	3,073		
2011	2	0,612	0,518	1,130	1,579	2,708	0,571	0,463	1,035	1,579	2,613		
2012	1	0,612	0,518	1,130	1,594	2,724	0,571	0,463	1,035	1,594	2,628		
2012	2	0,612	0,518	1,130	1,593	2,723	0,571	0,463	1,035	1,593	2,628		
2013	1	0,612	0,518	1,130	1,609	2,738	0,571	0,463	1,035	1,609	2,643		
2013	2	0,612	0,518	1,130	1,608	2,737	0,571	0,463	1,035	1,608	2,642		
2014	1	0,612	0,518	1,130	1,621	2,751	0,571	0,463	1,035	1,621	2,656		
2014	2	0,612	0,518	1,130	1,613	2,743	0,571	0,463	1,035	1,613	2,647		
2015	1	0,612	0,518	1,130	1,630	2,760	0,571	0,463	1,035	1,630	2,665		
2015	2	0,612	0,518	1,130	1,638	2,768	0,571	0,463	1,035	1,638	2,673		
2016	1	0,612	0,518	1,130	1,654	2,784	0,571	0,463	1,035	1,654	2,688		
2016	2	0,612	0,518	1,130	1,650	2,780	0,571	0,463	1,035	1,650	2,685		
2017	1	0,612	0,518	1,130	1,667	2,797	0,571	0,463	1,035	1,667	2,701		
2017	2	0,612	0,518	1,130	1,667	2,797	0,571	0,463	1,035	1,667	2,702		
2018	1	0,612	0,518	1,130	1,683	2,813	0,571	0,463	1,035	1,683	2,718		
2018	2	0,612	0,518	1,130	1,681	2,810	0,571	0,463	1,035	1,681	2,715		
2019	1	0,612	0,518	1,130	1,698	2,827	0,571	0,463	1,035	1,698	2,732		
2019	2	0,612	0,518	1,130	1,699	2,829	0,571	0,463	1,035	1,699	2,734		
2020	1	0,612	0,518	1,130	1,717	2,847	0,571	0,463	1,035	1,717	2,751		
2020	2	0,612	0,518	1,130	1,719	2,849	0,571	0,463	1,035	1,719	2,753		

Precios Termodorada y Termovalle con Cusiana Net Back

AÑO	SEMESTRE	TERMODORADA						TERMOVALLE								
		TRANSPORTE		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO	PRECIO GAS NATURAL	TRANSPORTE		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO	PRECIO GAS NATURAL	TRANSPORTE				
		CF	CV				CF	CV				CF	CV			
2005	1	0,978	0,681	1,659	1,572	3,231	1,606	1,067	2,674	1,572	4,246	1,606	1,067	2,674	1,572	4,246
2005	2	0,978	0,681	1,659	1,869	3,528	1,606	1,067	2,674	1,869	4,543	1,606	1,067	2,674	1,869	4,543
2006	1	0,978	0,681	1,659	2,044	3,703	1,606	1,067	2,674	2,044	4,718	1,606	1,067	2,674	2,044	4,718
2006	2	0,978	0,681	1,659	1,995	3,654	1,606	1,067	2,674	1,995	4,669	1,606	1,067	2,674	1,995	4,669
2007	1	0,978	0,681	1,659	1,960	3,619	1,606	1,067	2,674	1,960	4,634	1,606	1,067	2,674	1,960	4,634
2007	2	0,978	0,681	1,659	1,815	3,474	1,606	1,067	2,674	1,815	4,489	1,606	1,067	2,674	1,815	4,489
2008	1	0,978	0,681	1,659	1,822	3,481	1,606	1,067	2,674	1,822	4,496	1,606	1,067	2,674	1,822	4,496
2008	2	0,978	0,681	1,659	1,764	3,423	1,606	1,067	2,674	1,764	4,438	1,606	1,067	2,674	1,764	4,438
2009	1	0,978	0,681	1,659	1,768	3,427	1,606	1,067	2,674	1,768	4,442	1,606	1,067	2,674	1,768	4,442
2009	2	0,978	0,681	1,659	1,713	3,372	1,606	1,067	2,674	1,713	4,387	1,606	1,067	2,674	1,713	4,387
2010	1	0,978	0,681	1,659	1,724	3,383	1,606	1,067	2,674	1,724	4,398	1,606	1,067	2,674	1,724	4,398
2010	2	0,978	0,681	1,659	1,700	3,359	1,606	1,067	2,674	1,700	4,374	1,606	1,067	2,674	1,700	4,374
2011	1	0,978	0,681	1,659	1,717	3,376	1,606	1,067	2,674	1,717	4,391	1,606	1,067	2,674	1,717	4,391
2011	2	0,978	0,681	1,659	1,723	3,382	1,606	1,067	2,674	1,723	4,397	1,606	1,067	2,674	1,723	4,397
2012	1	0,734	0,603	1,337	1,594	2,931	1,606	1,067	2,674	1,594	4,412	1,606	1,067	2,674	1,594	4,412
2012	2	0,734	0,603	1,337	1,593	2,930	1,606	1,067	2,674	1,593	4,411	1,606	1,067	2,674	1,593	4,411
2013	1	0,734	0,603	1,337	1,609	2,946	1,606	1,067	2,674	1,609	4,427	1,606	1,067	2,674	1,609	4,427
2013	2	0,734	0,603	1,337	1,608	2,944	1,363	0,989	2,352	1,608	3,959	1,363	0,989	2,352	1,608	3,959
2014	1	0,734	0,603	1,337	1,621	2,958	1,363	0,989	2,352	1,621	3,973	1,363	0,989	2,352	1,621	3,973
2014	2	0,734	0,603	1,337	1,613	2,950	1,363	0,989	2,352	1,613	3,964	1,363	0,989	2,352	1,613	3,964
2015	1	0,734	0,603	1,337	1,630	2,967	1,363	0,989	2,352	1,630	3,982	1,363	0,989	2,352	1,630	3,982
2015	2	0,734	0,603	1,337	1,638	2,975	1,363	0,989	2,352	1,638	3,990	1,363	0,989	2,352	1,638	3,990
2016	1	0,734	0,603	1,337	1,654	2,991	1,363	0,989	2,352	1,654	4,005	1,363	0,989	2,352	1,654	4,005
2016	2	0,734	0,603	1,337	1,650	2,987	1,363	0,989	2,352	1,650	4,002	1,363	0,989	2,352	1,650	4,002
2017	1	0,734	0,603	1,337	1,667	3,004	1,363	0,989	2,352	1,667	4,019	1,363	0,989	2,352	1,667	4,019
2017	2	0,734	0,603	1,337	1,667	3,004	1,363	0,989	2,352	1,667	4,019	1,363	0,989	2,352	1,667	4,019
2018	1	0,734	0,603	1,337	1,683	3,020	1,363	0,989	2,352	1,683	4,035	1,363	0,989	2,352	1,683	4,035
2018	2	0,734	0,603	1,337	1,681	3,017	1,363	0,989	2,352	1,681	4,032	1,363	0,989	2,352	1,681	4,032
2019	1	0,734	0,603	1,337	1,698	3,035	1,363	0,989	2,352	1,698	4,049	1,363	0,989	2,352	1,698	4,049
2019	2	0,734	0,603	1,337	1,699	3,036	1,363	0,989	2,352	1,699	4,051	1,363	0,989	2,352	1,699	4,051
2020	1	0,734	0,603	1,337	1,717	3,054	1,363	0,989	2,352	1,717	4,069	1,363	0,989	2,352	1,717	4,069
2020	2	0,734	0,603	1,337	1,719	3,056	1,363	0,989	2,352	1,719	4,070	1,363	0,989	2,352	1,719	4,070

Precios Termocali y Yopal con Cusiana Net Back

AÑO	SEMESTRE	TERMOCALI						YOPAL					
		TRANSPORTE		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO	PRECIO GAS NATURAL	TRANSPORTE		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO	PRECIO GAS NATURAL		
		CF	CV				CF	CV					
2005	1	1,363	0,989	2,352	1,427	3,779	0,000	0,000	0,000	1,427	1,427		
2005	2	1,363	0,989	2,352	1,725	4,076	0,000	0,000	0,000	1,725	1,725		
2006	1	1,363	0,989	2,352	1,899	4,251	0,000	0,000	0,000	1,899	1,899		
2006	2	1,363	0,989	2,352	1,851	4,203	0,000	0,000	0,000	1,851	1,851		
2007	1	1,363	0,989	2,352	1,816	4,168	0,000	0,000	0,000	1,816	1,816		
2007	2	1,363	0,989	2,352	1,671	4,022	0,000	0,000	0,000	1,671	1,671		
2008	1	1,363	0,989	2,352	1,678	4,030	0,000	0,000	0,000	1,678	1,678		
2008	2	1,363	0,989	2,352	1,620	3,971	0,000	0,000	0,000	1,620	1,620		
2009	1	1,363	0,989	2,352	1,623	3,975	0,000	0,000	0,000	1,623	1,623		
2009	2	1,363	0,989	2,352	1,569	3,921	0,000	0,000	0,000	1,569	1,569		
2010	1	1,363	0,989	2,352	1,579	3,931	0,000	0,000	0,000	1,579	1,579		
2010	2	1,363	0,989	2,352	1,556	3,908	0,000	0,000	0,000	1,556	1,556		
2011	1	1,363	0,989	2,352	1,572	3,924	0,000	0,000	0,000	1,572	1,572		
2011	2	1,363	0,989	2,352	1,579	3,930	0,000	0,000	0,000	1,579	1,579		
2012	1	1,363	0,989	2,352	1,594	3,946	0,000	0,000	0,000	1,594	1,594		
2012	2	1,363	0,989	2,352	1,593	3,945	0,000	0,000	0,000	1,593	1,593		
2013	1	1,363	0,989	2,352	1,609	3,960	0,000	0,000	0,000	1,609	1,609		
2013	2	1,363	0,989	2,352	1,608	3,959	0,000	0,000	0,000	1,608	1,608		
2014	1	1,363	0,989	2,352	1,621	3,973	0,000	0,000	0,000	1,621	1,621		
2014	2	1,363	0,989	2,352	1,613	3,964	0,000	0,000	0,000	1,613	1,613		
2015	1	1,363	0,989	2,352	1,630	3,982	0,000	0,000	0,000	1,630	1,630		
2015	2	1,363	0,989	2,352	1,638	3,990	0,000	0,000	0,000	1,638	1,638		
2016	1	1,363	0,989	2,352	1,654	4,005	0,000	0,000	0,000	1,654	1,654		
2016	2	1,363	0,989	2,352	1,650	4,002	0,000	0,000	0,000	1,650	1,650		
2017	1	1,363	0,989	2,352	1,667	4,019	0,000	0,000	0,000	1,667	1,667		
2017	2	1,363	0,989	2,352	1,667	4,019	0,000	0,000	0,000	1,667	1,667		
2018	1	1,363	0,989	2,352	1,683	4,035	0,000	0,000	0,000	1,683	1,683		
2018	2	1,363	0,989	2,352	1,681	4,032	0,000	0,000	0,000	1,681	1,681		
2019	1	1,363	0,989	2,352	1,698	4,049	0,000	0,000	0,000	1,698	1,698		
2019	2	1,363	0,989	2,352	1,699	4,051	0,000	0,000	0,000	1,699	1,699		
2020	1	1,363	0,989	2,352	1,717	4,069	0,000	0,000	0,000	1,717	1,717		
2020	2	1,363	0,989	2,352	1,719	4,070	0,000	0,000	0,000	1,719	1,719		

Precios Merilectrica y Palenque con Cusiana BAU

AÑO	SEMESTRE	MERILECTRICA						PALENQUE					
		TRANSPORTE		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO	PRECIO GAS NATURAL	TRANSPORTE		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO	PRECIO GAS NATURAL		
		CF	CV				CF	CV					
2005	1	0,712	0,411	1,123	1,572	2,695	0,560	0,659	1,219	2,681	3,900		
2005	2	0,712	0,411	1,123	1,869	2,993	0,560	0,659	1,219	2,994	4,213		
2006	1	0,712	0,411	1,123	2,044	3,167	0,560	0,659	1,219	3,352	4,571		
2006	2	0,712	0,411	1,123	1,995	3,119	0,560	0,659	1,219	3,713	4,932		
2007	1	0,712	0,411	1,123	1,960	3,084	0,560	0,659	1,219	3,912	5,131		
2007	2	0,712	0,411	1,123	1,815	2,938	0,560	0,659	1,219	4,025	5,245		
2008	1	0,712	0,411	1,123	1,822	2,946	0,560	0,659	1,219	4,086	5,306		
2008	2	0,712	0,411	1,123	1,764	2,887	0,560	0,659	1,219	4,023	5,242		
2009	1	0,712	0,411	1,123	1,768	2,891	0,560	0,659	1,219	3,937	5,157		
2009	2	0,712	0,411	1,123	1,713	2,837	0,560	0,659	1,219	3,861	5,080		
2010	1	0,712	0,411	1,123	1,724	2,847	1,033	1,126	2,159	1,411	3,570		
2010	2	0,712	0,411	1,123	1,700	2,824	1,033	1,126	2,159	1,411	3,570		
2011	1	0,712	0,411	1,123	1,717	2,840	1,033	1,126	2,159	1,411	3,570		
2011	2	0,674	0,594	1,268	1,411	2,679	1,033	1,126	2,159	1,411	3,570		
2012	1	0,674	0,594	1,268	1,411	2,679	1,033	1,126	2,159	1,411	3,570		
2012	2	0,674	0,594	1,268	1,411	2,679	1,033	1,126	2,159	1,411	3,570		
2013	1	0,674	0,594	1,268	1,411	2,679	1,033	1,126	2,159	1,411	3,570		
2013	2	0,674	0,594	1,268	1,411	2,679	1,033	1,126	2,159	1,411	3,570		
2014	1	0,674	0,594	1,268	1,411	2,679	1,033	1,126	2,159	1,411	3,570		
2014	2	0,674	0,594	1,268	1,411	2,679	1,033	1,126	2,159	1,411	3,570		
2015	1	0,674	0,594	1,268	1,411	2,679	1,033	1,126	2,159	1,411	3,570		
2015	2	0,674	0,594	1,268	1,411	2,679	1,033	1,126	2,159	1,411	3,570		
2016	1	0,674	0,594	1,268	1,411	2,679	1,033	1,126	2,159	1,411	3,570		
2016	2	0,674	0,594	1,268	1,411	2,679	1,033	1,126	2,159	1,411	3,570		
2017	1	0,674	0,594	1,268	1,411	2,679	1,033	1,126	2,159	1,411	3,570		
2017	2	0,674	0,594	1,268	1,411	2,679	1,033	1,126	2,159	1,411	3,570		
2018	1	0,674	0,594	1,268	1,411	2,679	1,033	1,126	2,159	1,411	3,570		
2018	2	0,674	0,594	1,268	1,411	2,679	1,033	1,126	2,159	1,411	3,570		
2019	1	0,674	0,594	1,268	1,411	2,679	1,033	1,126	2,159	1,411	3,570		
2019	2	0,674	0,594	1,268	1,411	2,679	1,033	1,126	2,159	1,411	3,570		
2020	1	0,674	0,594	1,268	1,411	2,679	1,033	1,126	2,159	1,411	3,570		
2020	2	0,674	0,594	1,268	1,411	2,679	1,033	1,126	2,159	1,411	3,570		

Precios Termocentro y Termosierra con Cusiana BAU

AÑO	SEMESTRE	TERMOCENTRO				TERMO SIERRA					
		TRANSPORTE		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO	PRECIO GAS NATURAL	TRANSPORTE		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO	PRECIO GAS NATURAL
		CF	CV				CF	CV			
2005	1	0,775	0,486	1,261	1,572	2,833	0,815	0,542	1,357	1,572	2,928
2005	2	0,775	0,486	1,261	1,869	3,130	0,815	0,542	1,357	1,869	3,226
2006	1	0,775	0,486	1,261	2,044	3,305	0,815	0,542	1,357	2,044	3,400
2006	2	0,775	0,486	1,261	1,995	3,257	0,815	0,542	1,357	1,995	3,352
2007	1	0,775	0,486	1,261	1,960	3,222	0,815	0,542	1,357	1,960	3,317
2007	2	0,775	0,486	1,261	1,815	3,076	0,815	0,542	1,357	1,815	3,172
2008	1	0,775	0,486	1,261	1,822	3,084	0,815	0,542	1,357	1,822	3,179
2008	2	0,775	0,486	1,261	1,764	3,025	0,815	0,542	1,357	1,764	3,121
2009	1	0,775	0,486	1,261	1,768	3,029	0,815	0,542	1,357	1,768	3,125
2009	2	0,775	0,486	1,261	1,713	2,975	0,815	0,542	1,357	1,713	3,070
2010	1	0,775	0,486	1,261	1,724	2,985	0,815	0,542	1,357	1,724	3,080
2010	2	0,775	0,486	1,261	1,700	2,962	0,815	0,542	1,357	1,700	3,057
2011	1	0,775	0,486	1,261	1,717	2,978	0,815	0,542	1,357	1,717	3,073
2011	2	0,612	0,518	1,130	1,411	2,541	0,571	0,463	1,035	1,411	2,446
2012	1	0,612	0,518	1,130	1,411	2,541	0,571	0,463	1,035	1,411	2,446
2012	2	0,612	0,518	1,130	1,411	2,541	0,571	0,463	1,035	1,411	2,446
2013	1	0,612	0,518	1,130	1,411	2,541	0,571	0,463	1,035	1,411	2,446
2013	2	0,612	0,518	1,130	1,411	2,541	0,571	0,463	1,035	1,411	2,446
2014	1	0,612	0,518	1,130	1,411	2,541	0,571	0,463	1,035	1,411	2,446
2014	2	0,612	0,518	1,130	1,411	2,541	0,571	0,463	1,035	1,411	2,446
2015	1	0,612	0,518	1,130	1,411	2,541	0,571	0,463	1,035	1,411	2,446
2015	2	0,612	0,518	1,130	1,411	2,541	0,571	0,463	1,035	1,411	2,446
2016	1	0,612	0,518	1,130	1,411	2,541	0,571	0,463	1,035	1,411	2,446
2016	2	0,612	0,518	1,130	1,411	2,541	0,571	0,463	1,035	1,411	2,446
2017	1	0,612	0,518	1,130	1,411	2,541	0,571	0,463	1,035	1,411	2,446
2017	2	0,612	0,518	1,130	1,411	2,541	0,571	0,463	1,035	1,411	2,446
2018	1	0,612	0,518	1,130	1,411	2,541	0,571	0,463	1,035	1,411	2,446
2018	2	0,612	0,518	1,130	1,411	2,541	0,571	0,463	1,035	1,411	2,446
2019	1	0,612	0,518	1,130	1,411	2,541	0,571	0,463	1,035	1,411	2,446
2019	2	0,612	0,518	1,130	1,411	2,541	0,571	0,463	1,035	1,411	2,446
2020	1	0,612	0,518	1,130	1,411	2,541	0,571	0,463	1,035	1,411	2,446
2020	2	0,612	0,518	1,130	1,411	2,541	0,571	0,463	1,035	1,411	2,446

Precios Termodorada y Termovalle con Cusiana BAU

AÑO	SEMESTRE	TERMODORADA				TERMOVALLE					
		TRANSPORTE		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO	PRECIO GAS NATURAL	TRANSPORTE		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO	PRECIO GAS NATURAL
		CF	CV				CF	CV			
2005	1	0,978	0,681	1,659	1,572	3,231	1,606	1,067	2,674	1,572	4,246
2005	2	0,978	0,681	1,659	1,869	3,528	1,606	1,067	2,674	1,869	4,543
2006	1	0,978	0,681	1,659	2,044	3,703	1,606	1,067	2,674	2,044	4,718
2006	2	0,978	0,681	1,659	1,995	3,654	1,606	1,067	2,674	1,995	4,669
2007	1	0,978	0,681	1,659	1,960	3,619	1,606	1,067	2,674	1,960	4,634
2007	2	0,978	0,681	1,659	1,815	3,474	1,606	1,067	2,674	1,815	4,489
2008	1	0,978	0,681	1,659	1,822	3,481	1,606	1,067	2,674	1,822	4,496
2008	2	0,978	0,681	1,659	1,764	3,423	1,606	1,067	2,674	1,764	4,438
2009	1	0,978	0,681	1,659	1,768	3,427	1,606	1,067	2,674	1,768	4,442
2009	2	0,978	0,681	1,659	1,713	3,372	1,606	1,067	2,674	1,713	4,387
2010	1	0,978	0,681	1,659	1,724	3,383	1,606	1,067	2,674	1,724	4,398
2010	2	0,978	0,681	1,659	1,700	3,359	1,606	1,067	2,674	1,700	4,374
2011	1	0,978	0,681	1,659	1,717	3,376	1,606	1,067	2,674	1,717	4,391
2011	2	0,978	0,681	1,659	1,723	3,382	1,606	1,067	2,674	1,723	4,397
2012	1	0,734	0,603	1,337	1,411	2,748	1,606	1,067	2,674	1,738	4,412
2012	2	0,734	0,603	1,337	1,411	2,748	1,606	1,067	2,674	1,738	4,411
2013	1	0,734	0,603	1,337	1,411	2,748	1,606	1,067	2,674	1,753	4,427
2013	2	0,734	0,603	1,337	1,411	2,748	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763
2014	1	0,734	0,603	1,337	1,411	2,748	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763
2014	2	0,734	0,603	1,337	1,411	2,748	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763
2015	1	0,734	0,603	1,337	1,411	2,748	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763
2015	2	0,734	0,603	1,337	1,411	2,748	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763
2016	1	0,734	0,603	1,337	1,411	2,748	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763
2016	2	0,734	0,603	1,337	1,411	2,748	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763
2017	1	0,734	0,603	1,337	1,411	2,748	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763
2017	2	0,734	0,603	1,337	1,411	2,748	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763
2018	1	0,734	0,603	1,337	1,411	2,748	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763
2018	2	0,734	0,603	1,337	1,411	2,748	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763
2019	1	0,734	0,603	1,337	1,411	2,748	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763
2019	2	0,734	0,603	1,337	1,411	2,748	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763
2020	1	0,734	0,603	1,337	1,411	2,748	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763
2020	2	0,734	0,603	1,337	1,411	2,748	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763

Precios Termocali y Yopal con Cusiana BAU

AÑO	SEMESTRE	TERMOCALI						YOPAL					
		TRANSPORTE		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO	PRECIO GAS NATURAL	TRANSPORTE		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO	PRECIO GAS NATURAL		
		CF	CV				CF	CV					
2005	1	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763	0,000	0,000	0,000	1,411	1,411		
2005	2	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763	0,000	0,000	0,000	1,411	1,411		
2006	1	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763	0,000	0,000	0,000	1,411	1,411		
2006	2	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763	0,000	0,000	0,000	1,411	1,411		
2007	1	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763	0,000	0,000	0,000	1,411	1,411		
2007	2	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763	0,000	0,000	0,000	1,411	1,411		
2008	1	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763	0,000	0,000	0,000	1,411	1,411		
2008	2	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763	0,000	0,000	0,000	1,411	1,411		
2009	1	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763	0,000	0,000	0,000	1,411	1,411		
2009	2	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763	0,000	0,000	0,000	1,411	1,411		
2010	1	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763	0,000	0,000	0,000	1,411	1,411		
2010	2	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763	0,000	0,000	0,000	1,411	1,411		
2011	1	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763	0,000	0,000	0,000	1,411	1,411		
2011	2	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763	0,000	0,000	0,000	1,411	1,411		
2012	1	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763	0,000	0,000	0,000	1,411	1,411		
2012	2	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763	0,000	0,000	0,000	1,411	1,411		
2013	1	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763	0,000	0,000	0,000	1,411	1,411		
2013	2	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763	0,000	0,000	0,000	1,411	1,411		
2014	1	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763	0,000	0,000	0,000	1,411	1,411		
2014	2	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763	0,000	0,000	0,000	1,411	1,411		
2015	1	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763	0,000	0,000	0,000	1,411	1,411		
2015	2	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763	0,000	0,000	0,000	1,411	1,411		
2016	1	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763	0,000	0,000	0,000	1,411	1,411		
2016	2	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763	0,000	0,000	0,000	1,411	1,411		
2017	1	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763	0,000	0,000	0,000	1,411	1,411		
2017	2	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763	0,000	0,000	0,000	1,411	1,411		
2018	1	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763	0,000	0,000	0,000	1,411	1,411		
2018	2	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763	0,000	0,000	0,000	1,411	1,411		
2019	1	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763	0,000	0,000	0,000	1,411	1,411		
2019	2	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763	0,000	0,000	0,000	1,411	1,411		
2020	1	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763	0,000	0,000	0,000	1,411	1,411		
2020	2	1,363	0,989	2,352	1,411	3,763	0,000	0,000	0,000	1,411	1,411		

Anexo B. Costos Indicativos de Generación¹

Recurso: 01 - Hidráulica
Tecnología: 05 - Gran central hidroeléctrica
Planta tipo: 01 - Gran central hidroeléctrica 200 MW

REGIÓN	CUNDINAMARCA - PIEDEMONTES (META)	SANTANDER - BOYACÁ	ANTIOQUIA	NORTE DE SANTANDER
Costos Pre-operativos (USD)	226.217.419	226.964.209	223.745.637	223.167.701
Costo Pre-operativos (USD/Año)	24.001.668	24.080.903	23.739.412	23.678.093
Costos Operativos sin Combustible(USD/Año)	4.725.958	4.742.380	4.694.571	4.687.865
Costos Combustible (USD/Año)	0	0	0	0
Costos Totales (USD/Año)	28.727.627	28.823.283	28.433.983	28.365.958
Capacidad Instalada (kW)	200.000	200.000	200.000	200.000
Factor de Planta	0,6	0,6	0,6	0,6
Energía Generada (kWh/Año)	1.051.200.000	1.051.200.000	1.051.200.000	1.051.200.000
Costo Unitario de Generación(USD/kWh)	0,0273	0,0274	0,027	0,027
Costo Unitario de Instalación(USD/kW)	1.131	1.135	1.119	1.116

Recurso: 01 - Hidráulica
Tecnología: 05 - Gran central hidroeléctrica
Planta tipo: 02 - Gran central hidroeléctrica 600 MW

REGIÓN	CUNDINAMARCA - PIEDEMONTES (META)	SANTANDER - BOYACÁ	ANTIOQUIA	NORTE DE SANTANDER
Costos Pre-operativos (USD)	635.003.471	635.774.488	630.329.467	629.171.445
Costo Pre-operativos (USD/Año)	67.373.868	67.455.673	66.877.956	66.755.090
Costos Operativos sin Combustible(USD/Año)	11.268.358	11.284.836	11.203.095	11.187.377
Costos Combustible (USD/Año)	0	0	0	0
Costos Totales (USD/Año)	78.642.226	78.740.509	78.081.052	77.942.468
Capacidad Instalada (kW)	600.000	600.000	600.000	600.000
Factor de Planta	0,6	0,6	0,6	0,6
Energía Generada (kWh/Año)	3.153.600.000	3.153.600.000	3.153.600.000	3.153.600.000
Costo Unitario de Generación(USD/kWh)	0,0249	0,025	0,0248	0,0247
Costo Unitario de Instalación(USD/kW)	1.058	1.060	1.051	1.049

Recurso: 02 - Gas
Tecnología: 01 - Ciclo simple
Planta tipo: 02 - Ciclo Simple 150 MW

REGIÓN	CUNDINAMARCA - PIEDEMONTES (META)	SANTANDER- BOYACÁ	ANTIOQUIA	COSTA ATLÁNTICA	GUAJIRA, CESAR, SUR DE BOLIVAR
Costos Pre-operativos (USD)	74.252.925	74.261.292	74.259.024	74.237.399	74.241.634
Costo Pre-operativos (USD/Año)	8.724.719	8.725.702	8.725.435	8.722.894	8.723.392
Costos Operativos sin Combustible(USD/Año)	7.127.272	7.127.343	7.135.878	7.155.653	7.155.689
Costos Combustible (USD/Año)	18.738.737	25.869.438	25.374.162	19.020.616	20.626.512
Costos Totales (USD/Año)	34.590.728	41.722.483	41.235.475	34.899.164	36.505.593
Capacidad Instalada (kW)	150.000	150.000	150.000	150.000	150.000
Factor de Planta	0,6265	0,6265	0,63175	0,644	0,644
Energía Generada (kWh/Año)	823.221.000	823.221.000	830.119.500	846.216.000	846.216.000
Costo Unitario de Generación(USD/kWh)	0,042	0,0507	0,0497	0,0412	0,0431
Costo Unitario de Instalación(USD/kW)	495	495	495	495	495

¹ Dólares constantes de diciembre de 2004

Recurso: 02 - Gas
Tecnología: 01 - Ciclo simple
Planta tipo: 03 - Ciclo Simple 300 MW

REGIÓN	CUNDINAMARCA-PIEDEMONTA (META)	SANTANDER-BOYACÁ	ANTIOQUIA	COSTA ATLÁNTICA	GUAJIRA, CESAR, SUR DE BOLIVAR
Costos Pre-operativos (USD)	147.219.209	147.235.943	147.231.407	147.188.158	147.196.626
Costo Pre-operativos (USD/Año)	17.298.257	17.300.223	17.299.690	17.294.609	17.295.604
Costos Operativos sin Combustible(USD/Año)	14.224.145	14.224.288	14.241.358	14.280.908	14.280.980
Costos Combustible (USD/Año)	37.477.473	51.738.877	50.748.324	38.041.232	41.253.024
Costos Totales (USD/Año)	68.999.875	83.263.389	82.289.372	69.616.749	72.829.608
Capacidad Instalada (kW)	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000
Factor de Planta	0,6265	0,6265	0,63175	0,644	0,644
Energía Generada (kWh/Año)	1.646.442.000	1.646.442.000	1.660.239.000	1.692.432.000	1.692.432.000
Costo Unitario de Generación(USD/kWh)	0,0419	0,0506	0,0496	0,0411	0,043
Costo Unitario de Instalación(USD/kW)	491	491	491	491	491

Recurso: 02 - Gas
Tecnología: 02 - Ciclo Combinado
Planta tipo: 01 - Ciclo combinado 200 MW

REGIÓN	CUNDINAMARCA-PIEDEMONTA (META)	SANTANDER-BOYACÁ	ANTIOQUIA	COSTA ATLÁNTICA	GUAJIRA, CESAR, SUR DE BOLIVAR
Costos Pre-operativos (USD)	140.057.248	140.140.527	140.117.951	139.902.732	139.944.873
Costo Pre-operativos (USD/Año)	16.456.727	16.466.512	16.463.859	16.438.571	16.443.523
Costos Operativos sin Combustible(USD/Año)	7.649.694	7.650.378	7.657.796	7.673.821	7.674.167
Costos Combustible (USD/Año)	17.097.647	23.603.860	32.281.281	17.354.840	18.820.096
Costos Totales (USD/Año)	41.204.068	47.720.750	56.402.937	41.467.232	42.937.785
Capacidad Instalada (kW)	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000
Factor de Planta	0,651	0,651	0,6545	0,66269	0,66269
Energía Generada (kWh/Año)	1.140.552.000	1.140.552.000	1.146.684.000	1.161.032.880	1.161.032.880
Costo Unitario de Generación(USD/kWh)	0,0361	0,0418	0,0492	0,0357	0,037
Costo Unitario de Instalación(USD/kW)	700	701	701	700	700

Recurso: 02 - Gas
Tecnología: 02 - Ciclo Combinado
Planta tipo: 02 - Ciclo combinado 450 MW

REGIÓN	CUNDINAMARCA-PIEDEMONTA (META)	SANTANDER-BOYACÁ	ANTIOQUIA	COSTA ATLÁNTICA	GUAJIRA, CESAR, SUR DE BOLIVAR
Costos Pre-operativos (USD)	307.457.315	307.705.145	307.637.962	306.997.486	307.122.894
Costo Pre-operativos (USD/Año)	36.126.234	36.155.355	36.147.461	36.072.205	36.086.940
Costos Operativos sin Combustible(USD/Año)	16.475.786	16.477.822	16.494.378	16.529.149	16.530.179
Costos Combustible (USD/Año)	34.847.022	48.107.453	47.186.424	35.371.212	38.357.576
Costos Totales (USD/Año)	87.449.042	100.740.630	99.828.263	87.972.565	90.974.695
Capacidad Instalada (kW)	450.000	450.000	450.000	450.000	450.000
Factor de Planta	0,651	0,651	0,6545	0,66269	0,66269
Energía Generada (kWh/Año)	2.566.242.000	2.566.242.000	2.580.039.000	2.612.323.980	2.612.323.980
Costo Unitario de Generación(USD/kWh)	0,0341	0,0393	0,0387	0,0337	0,0348
Costo Unitario de Instalación(USD/kW)	683	684	684	682	682

Recurso: 02 - Gas
Tecnología: 03 - Cierre de ciclo
Planta tipo: 01 - Cierre de ciclo 450 MW

REGIÓN	CUNDINAMARCA - PIEDEMONTE (META)	SANTANDER - BOYACÁ	ANTIOQUIA	COSTA ATLÁNTICA	GUAJIRA, CESAR, SUR DE BOLIVAR
Costos Pre-operativos (USD)	152.801.393	153.041.146	152.976.153	152.356.549	152.477.870
Costo Pre-operativos (USD/Año)	17.954.164	17.982.335	17.974.698	17.901.895	17.916.150
Costos Operativos sin Combustible(USD/Año)	4.532.505	4.534.410	4.539.596	4.548.019	4.548.982
Costos Combustible (USD/Año)	0	0	0	0	0
Costos Totales (USD/Año)	22.486.669	22.516.744	22.514.294	22.449.913	22.465.132
Capacidad Instalada (kW)	150.000	150.000	150.000	150.000	150.000
Factor de Planta	0,651	0,651	0,6545	0,66269	0,66269
Energía Generada (kWh/Año)	855.414.000	855.414.000	860.013.000	870.774.660	870.774.660
Costo Unitario de Generación(USD/kWh)	0,0263	0,0263	0,0262	0,0258	0,0258
Costo Unitario de Instalación(USD/kW)	1.019	1.020	1.020	1.016	1.017

Recurso: 03 - Carbón
Tecnología: 01 - Tecnología de Carbón Pulverizado
Planta tipo: 02 - Carbón Pulverizado 150 MW

REGIÓN	CUNDINAMARCA - PIEDEMONTE (META)	SANTANDER - BOYACÁ	ANTIOQUIA	NORTE DE SANTANDER	COSTA ATLÁNTICA	GUAJIRA
Costos Pre-operativos (USD)	213.748.107	214.041.154	213.961.714	214.131.187	213.204.382	213.352.671
Costo Pre-operativos (USD/Año)	22.678.674	22.709.766	22.701.338	22.719.319	22.620.985	22.636.718
Costos Operativos sin Combustible(USD/Año)	11.949.858	11.952.351	11.951.675	11.953.117	11.945.233	11.946.495
Costos Combustible (USD/Año)	5.341.452	9.072.299	9.820.391	9.837.526	14.606.209	10.163.794
Costos Totales (USD/Año)	39.969.985	43.734.416	44.473.404	44.509.962	49.172.427	44.747.007
Capacidad Instalada (kW)	150.000	150.000	150.000	150.000	150.000	150.000
Factor de Planta	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Energía Generada (kWh/Año)	919.800.000	919.800.000	919.800.000	919.800.000	919.800.000	919.800.000
Costo Unitario de Generación(USD/kWh)	0,0435	0,0475	0,0484	0,0484	0,0535	0,0486
Costo Unitario de Instalación(USD/kW)	1.425	1.427	1.426	1.428	1.421	1.422

Recurso: 03 - Carbón
Tecnología: 01 - Tecnología de Carbón Pulverizado
Planta tipo: 03 - Carbón Pulverizado 300 MW

REGIÓN	CUNDINAMARCA - PIEDEMONTE (META)	SANTANDER - BOYACÁ	ANTIOQUIA	NORTE DE SANTANDER	COSTA ATLÁNTICA	GUAJIRA
Costos Pre-operativos (USD)	396.574.779	397.160.872	397.001.992	397.340.937	395.487.328	395.783.905
Costo Pre-operativos (USD/Año)	42.076.584	42.138.769	42.121.911	42.157.873	41.961.205	41.992.672
Costos Operativos sin Combustible(USD/Año)	22.157.825	22.162.810	22.161.459	22.164.342	22.148.575	22.151.098
Costos Combustible (USD/Año)	10.682.904	18.144.598	19.640.782	19.675.051	29.212.418	20.327.588
Costos Totales (USD/Año)	74.917.313	82.446.177	83.924.152	83.997.266	93.322.199	84.471.358
Capacidad Instalada (kW)	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000
Factor de Planta	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Energía Generada (kWh/Año)	1.839.600.000	1.839.600.000	1.839.600.000	1.839.600.000	1.839.600.000	1.839.600.000
Costo Unitario de Generación(USD/kWh)	0,0407	0,0448	0,0456	0,0457	0,0507	0,0459
Costo Unitario de Instalación(USD/kW)	1.322	1.324	1.323	1.324	1.318	1.319

Recurso: 03 - Carbón
Tecnología: 01 - Tecnología de Carbón Pulverizado
Planta tipo: 04 - Combustible Sustituto GN 150 MW

REGIÓN	CUNDINAMARCA - PIEDEMONTE (META)	SANTANDER - BOYACÁ	ANTIOQUIA	COSTA ATLÁNTICA	GUAJIRA, CESAR, SUR DE BOLIVAR
Costos Pre-operativos (USD)	215.680.078	215.973.486	215.893.947	215.135.684	215.284.155
Costo Pre-operativos (USD/Año)	22.883.656	22.914.787	22.906.348	22.825.896	22.841.649
Costos Operativos sin Combustible(USD/Año)	11.958.695	11.961.187	11.960.512	11.954.070	11.955.331
Costos Combustible (USD/Año)	16.281.450	22.477.074	22.046.745	16.526.365	17.921.674
Costos Totales (USD/Año)	51.123.801	57.353.048	56.913.604	51.306.331	52.718.654
Capacidad Instalada (kW)	150.000	150.000	150.000	150.000	150.000
Factor de Planta	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Energía Generada (kWh/Año)	919.800.000	919.800.000	919.800.000	919.800.000	919.800.000
Costo Unitario de Generación(USD/kWh)	0,0556	0,0624	0,0619	0,0558	0,0573
Costo Unitario de Instalación(USD/kW)	1.438	1.440	1.439	1.434	1.435

Recurso: 03 - Carbón
Tecnología: 02 - Tecnología de Lecho Fluidizado
Planta tipo: 01 - Carbón Lecho Fluidizado 150 MW

REGIÓN	CUNDINAMARCA - PIEDEMONTE (META)	SANTANDER - BOYACÁ	ANTIOQUIA	NORTE DE SANTANDER	COSTA ATLÁNTICA	GUAJIRA
Costos Pre-operativos (USD)	217.542.349	217.835.396	217.755.955	217.925.428	216.998.623	217.146.912
Costo Pre-operativos (USD/Año)	23.081.243	23.112.335	23.103.907	23.121.888	23.023.554	23.039.287
Costos Operativos sin Combustible(USD/Año)	11.979.834	11.982.326	11.981.651	11.983.092	11.975.209	11.976.470
Costos Combustible (USD/Año)	5.509.326	9.357.429	10.129.032	10.146.705	15.065.261	10.483.228
Costos Totales (USD/Año)	40.570.403	44.452.091	45.214.590	45.251.685	50.064.024	45.498.986
Capacidad Instalada (kW)	150.000	150.000	150.000	150.000	150.000	150.000
Factor de Planta	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Energía Generada (kWh/Año)	919.800.000	919.800.000	919.800.000	919.800.000	919.800.000	919.800.000
Costo Unitario de Generación(USD/kWh)	0,0441	0,0483	0,0492	0,0492	0,0544	0,0495
Costo Unitario de Instalación(USD/kW)	1.450	1.452	1.452	1.453	1.447	1.448

Recurso: 03 - Carbón
Tecnología: 02 - Tecnología de Lecho Fluidizado
Planta tipo: 02 - Planta de lecho Fluidizado con biomasa

REGIÓN	CUNDINAMARCA - PIEDEMONTE (META)	SANTANDER - BOYACÁ	ANTIOQUIA	NORTE DE SANTANDER	COSTA ATLÁNTICA	GUAJIRA
Costos Pre-operativos (USD)	217.615.823	217.909.230	217.829.692	217.999.373	217.071.428	217.219.899
Costo Pre-operativos (USD/Año)	23.089.039	23.120.169	23.111.730	23.129.734	23.031.279	23.047.031
Costos Operativos sin Combustible(USD/Año)	11.978.579	11.981.071	11.980.395	11.981.837	11.973.954	11.975.215
Costos Combustible (USD/Año)	6.194.140	9.909.326	9.909.326	10.658.297	15.384.117	10.967.608
Costos Totales (USD/Año)	41.261.757	45.010.567	45.001.452	45.769.868	50.389.349	45.989.854
Capacidad Instalada (kW)	150.000	150.000	150.000	150.000	150.000	150.000
Factor de Planta	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Energía Generada (kWh/Año)	919.800.000	919.800.000	919.800.000	919.800.000	919.800.000	919.800.000
Costo Unitario de Generación(USD/kWh)	0,0449	0,0489	0,0489	0,0498	0,0548	0,05
Costo Unitario de Instalación(USD/kW)	1.451	1.453	1.452	1.453	1.447	1.448

Anexo C. Planes de Expansion OR

A continuación se presentan los principales proyectos de expansión planteados por los Operadores de Red a nivel del STN y al nivel IV de tensión. Sin embargo aclaramos, que de acuerdo con la reglamentación vigente estos proyectos deben ser presentados a la UPME con los análisis técnicos y económicos que los justifiquen, para su inclusión en el Plan de Expansión en el caso de proyectos del STN y para revisión tarifaria por parte de la CREG en caso de activos de nivel IV.

CODENSA					
AÑO	NOMBRE	NIVEL DE TENSIÓN	ELEMENTO	DESCRIPCIÓN DE LA EXPANSIÓN	NUEVA CAPACIDAD
2006	NOROESTE -TECHO	115	LINEA	Reconfiguración circuito Balsillas - Techo	800 A
2006	BACATA	500/115	TRANSFORMADOR	Nuevo transformador	450 MVA
2006	BACATA - SALITRE	115	LINEA	Reconfiguración circuito por la entrada de la nueva subestación Bacatá	800 A
2006	BACATA - EL SOL	115	LINEA	Reconfiguración circuito por la entrada de la nueva subestación Bacatá	800 A
2006	BACATA - TIBABUYES	115	LINEA	Reconfiguración circuito por la entrada de la nueva subestación Bacatá	800 A
2006	BACATA - SUBA	115	LINEA	Reconfiguración circuito por la entrada de la nueva subestación Bacatá	800 A
2006	BACATA - CHIA	115	LINEA	Reconfiguración circuito por la entrada de la nueva subestación Bacatá	800 A
2008	TERMINAL	115	SUBESTACION	Nueva subestación	
2008	SALITRE - TERMINAL	115	LINEA	Reconfiguración circuito	800 A
2008	TERMINAL - FONTIBON	115	LINEA	Reconfiguración circuito	800 A
2009	NOROESTE	230/115	TRANSFORMADOR		168 MVA

EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACA - EBSA					
AÑO	NOMBRE	NIVEL DE TENSIÓN	ELEMENTO	DESCRIPCIÓN DE LA EXPANSIÓN	NUEVA CAPACIDAD
2007	PAIPA	230/115	TRANSFORMADOR	Cambia el transformador existente de 90 MVA	180 MVA
2005	PAIPA - TUNJA	115	LINEA	Entra en operación en el segundo semestre del año	221 A
2006	TUNJA - CHIQUINQUIRA	115	LINEA	Circuito nuevo	443 A

EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA - EEP					
AÑO	NOMBRE	NIVEL DE TENSIÓN	ELEMENTO	DESCRIPCIÓN DE LA EXPANSIÓN	NUEVA CAPACIDAD
2006	PAVAS	115/33	SUBESTACION	Nueva subestación	75 MVA
2006	PAVAS - DOSQUEBRADAS	115	LINEA	Reconfiguración circuito	527 A
2006	PAVAS - PAPELES	115	LINEA	Reconfiguración circuito	527 A
2009	VIRGINIA	230/115	TRANSFORMADOR	Segundo transformador	195 MVA
2009	VIRGINIA - PAVAS	115	LINEA	Doble circuito nuevo	687 A

ELECTROCOSTA - ELECTRICARIBE

AÑO	NOMBRE	NIVEL DE TENSIÓN	ELEMENTO	DESCRIPCIÓN DE LA EXPANSIÓN	NUEVA CAPACIDAD
2005	VALLEDUPAR	230/34,5	TRANSFORMADOR	Se energiza nuevo transformador de los existentes en reserva en la subestación. Segundo trafo	45 MVA
2005	MOMPOX	110	COMPENSACION	Entra	15 MVAr
2005	COPEY	230/110	TRANSFORMADOR	Reemplazo del transformador actual	100 MVA
2006	MONTERIA	230/110	TRANSFORMADOR	Primer transformador	100 MVA
2006	MONTERIA - URRRA	230	LINEA	Circuito Nuevo	731 A
2006	NUEVA B/QUILLA	230/13,8	TRANSFORMADOR	Primer transformador	80 MVA
2007	ZARAGOCILLA	110	SUBESTACION	Energizar a 110 la actual subestación energizada a 66 kV	
2007	ZARAGOCILLA	110/66	TRANSFORMADOR	Primer transformador	60 MVA
2007	CANDELARIA - ZARAGOZILLA	110	LINEA	Circuito nuevo	712 A
2007	EL CARMEN	66	COMPENSACION	Entra	15 MVAr
2006	NUEVA B/QUILLA - SILENCIO	110	LINEA	Circuito nuevo, abriendo la línea existente Silencio - Vte de Julio	800 A
2006	NUEVA B/QUILLA - VTE DE JULIO	110	LINEA	Circuito nuevo, abriendo la línea existente Silencio - Vte de Julio	800 A
2008	PUERTA DE ORO	110/13,8	SUBESTACION	Nueva subestación	50 MVA
2008	NUEVA B/QUILLA - PTA DE ORO	110	LINEA	Circuito nuevo	140 MVA
2008	T/CARTAGENA	110	SUBESTACION	Energizar a 110 la actual subestación energizada a 66 kV	
2008	CHAMBACU	110	SUBESTACION	Energizar a 110 la actual subestación energizada a 66 kV	
2008	T/CARTAGENA - CHAMBACU	110	LINEA	Energizar a 110 la actual subestación energizada a 66 kV	
2008	CHAMBACU - ZARAGOCILLA	110	LINEA	Circuito nuevo	
2009	BOCAGRANDE	110	SUBESTACION	Energizar a 110 la actual subestación energizada a 66 kV	
2009	T/CARTAGENA - BOCAGRANDE	110	LINEA	Circuito nuevo	

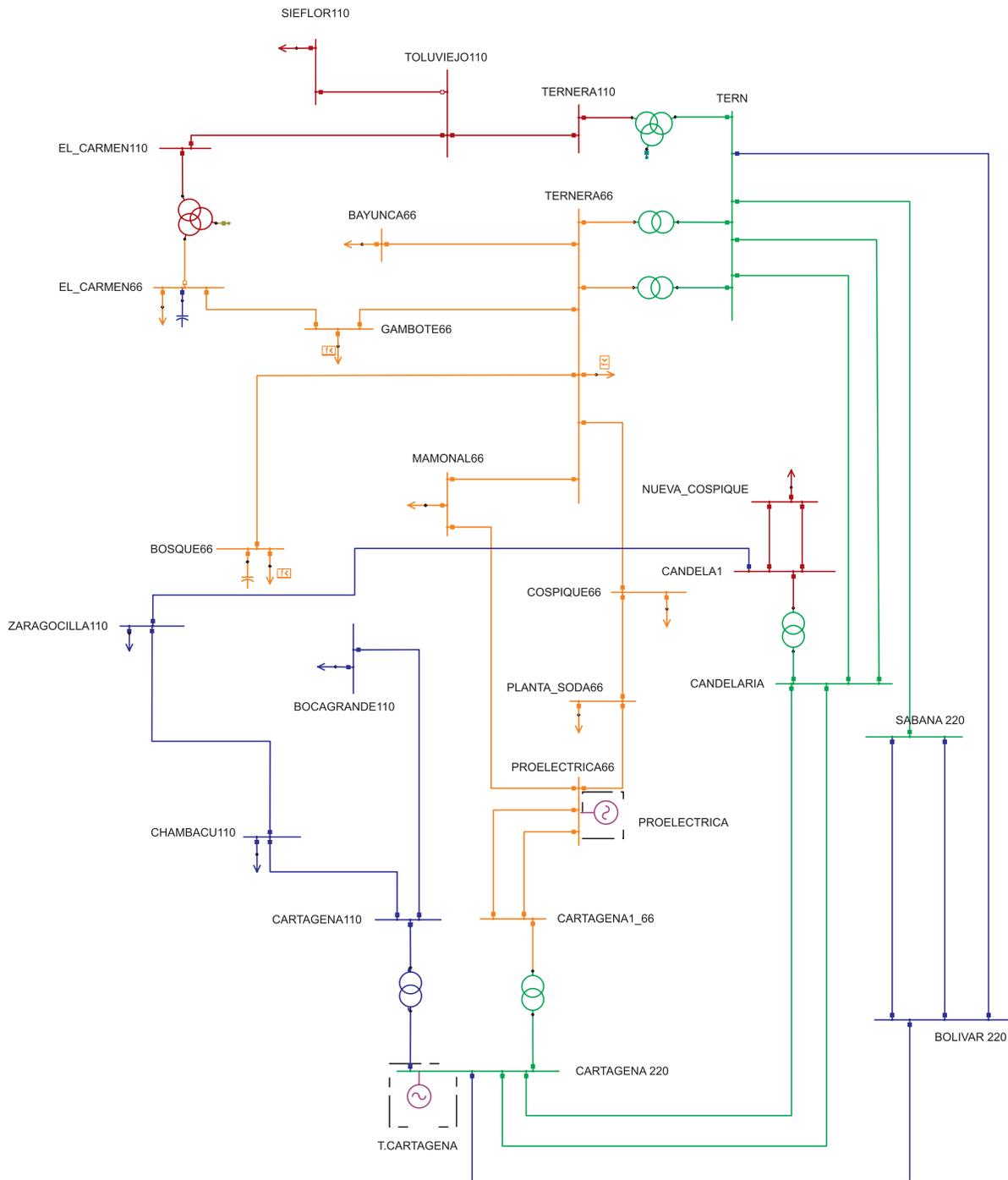
ELECTRIFICADORA DEL HUILA

AÑO	NOMBRE	NIVEL DE TENSIÓN	ELEMENTO	DESCRIPCIÓN DE LA EXPANSIÓN	NUEVA CAPACIDAD
2007	ALTAMIRA	230/115	TRANSFORMADOR	Primer transformador	150 MVA

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER - ESSA

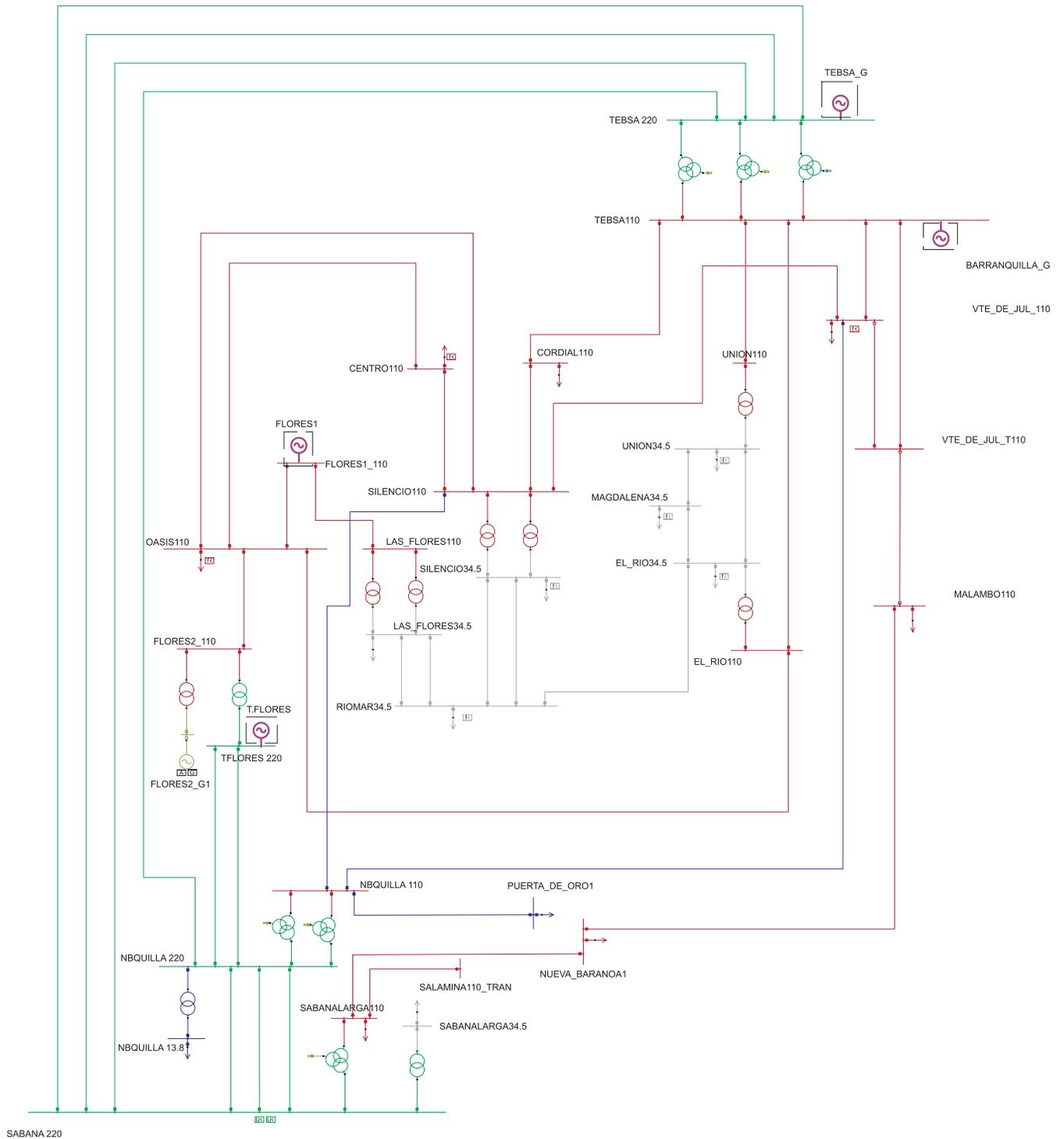
AÑO	NOMBRE	NIVEL DE TENSIÓN	ELEMENTO	DESCRIPCIÓN DE LA EXPANSIÓN	NUEVA CAPACIDAD
2005	BARRANCA	230/115	TRANSFORMADOR	Segundo transformador	90 MVA

EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO - EPSA					
AÑO	NOMBRE	NIVEL DE TENSIÓN	ELEMENTO	DESCRIPCIÓN DE LA EXPANSIÓN	NUEVA CAPACIDAD
2005	J/CHITO 115 - J/CHITO H115	115	LINEA	Sale circuito	
2005	CODAZZI	115/34,5	TRANSFORMADOR	Nuevo transformador	60 MVA
2006	SAN MARCOS	220/115	TRANSFORMADOR	Entrada del segundo trafo	168 MVA
2008	SUB 220	220/115	SUBESTACION	Nueva subestación	90 MVA
2008	PANCE - SUB220	220	LINEA	Reconfiguración circuito	1000 A
2008	SUB220 - YUMBO	220	LINEA	Reconfiguración circuito	1000 A
2008	PANCE - YUMBO	220	LINEA	Sale circuito	
2008	B ANCHICAYA - SUB 220 I	115	LINEA	Reconfiguración circuito	470 A
2008	B ANCHICAYA - SUB 220 II	115	LINEA	Reconfiguración circuito	470 A
2008	CHIPICHAPE - SUB 220 I	115	LINEA	Reconfiguración circuito	470 A
2008	CHIPICHAPE - SUB 220 II	115	LINEA	Reconfiguración circuito	470 A
2008	B ANCHICAYA - CHIPICHAPE I	115	LINEA	Sale circuito	
2008	B ANCHICAYA - CHIPICHAPE II	115	LINEA	Sale circuito	
2008	TULUA	220/115	TRANSFORMADOR	Primer transformador	90 MVA
2008	CARTAGO - TULUA	220	LINEA	Reconfiguración circuito	984 A
2008	TULUA - SAN MARCOS	220	LINEA	Reconfiguración circuito	984 A



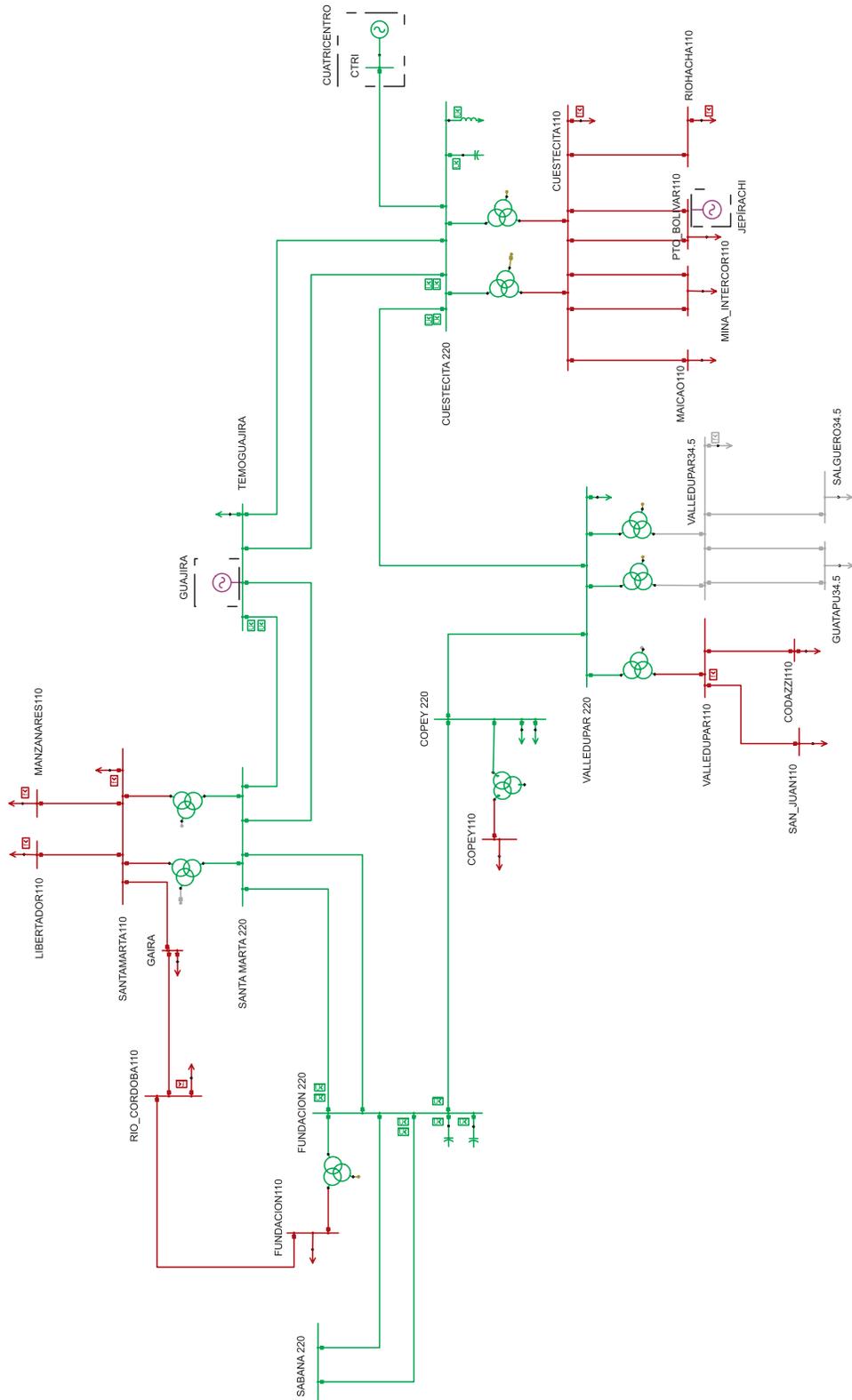
ÁREA BOLIVAR

■ 220 kV ■ 110 kV ■ 66 kV ■ Proyectos de expansión



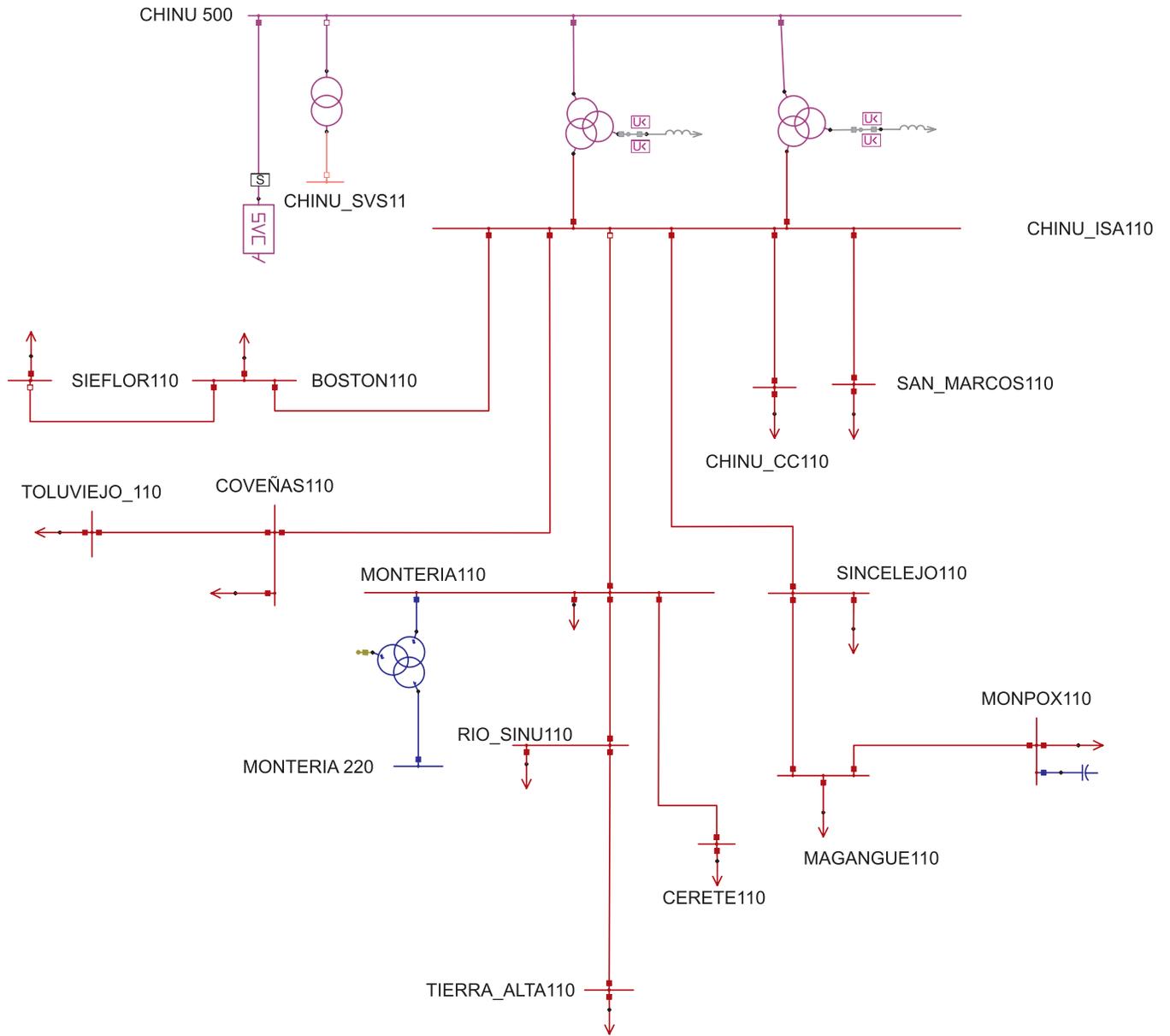
ÁREA ATLÁNTICO

■ 220 kV
 ■ 110 kV
 ■ 34.5 kV
 ■ Proyectos de expansión



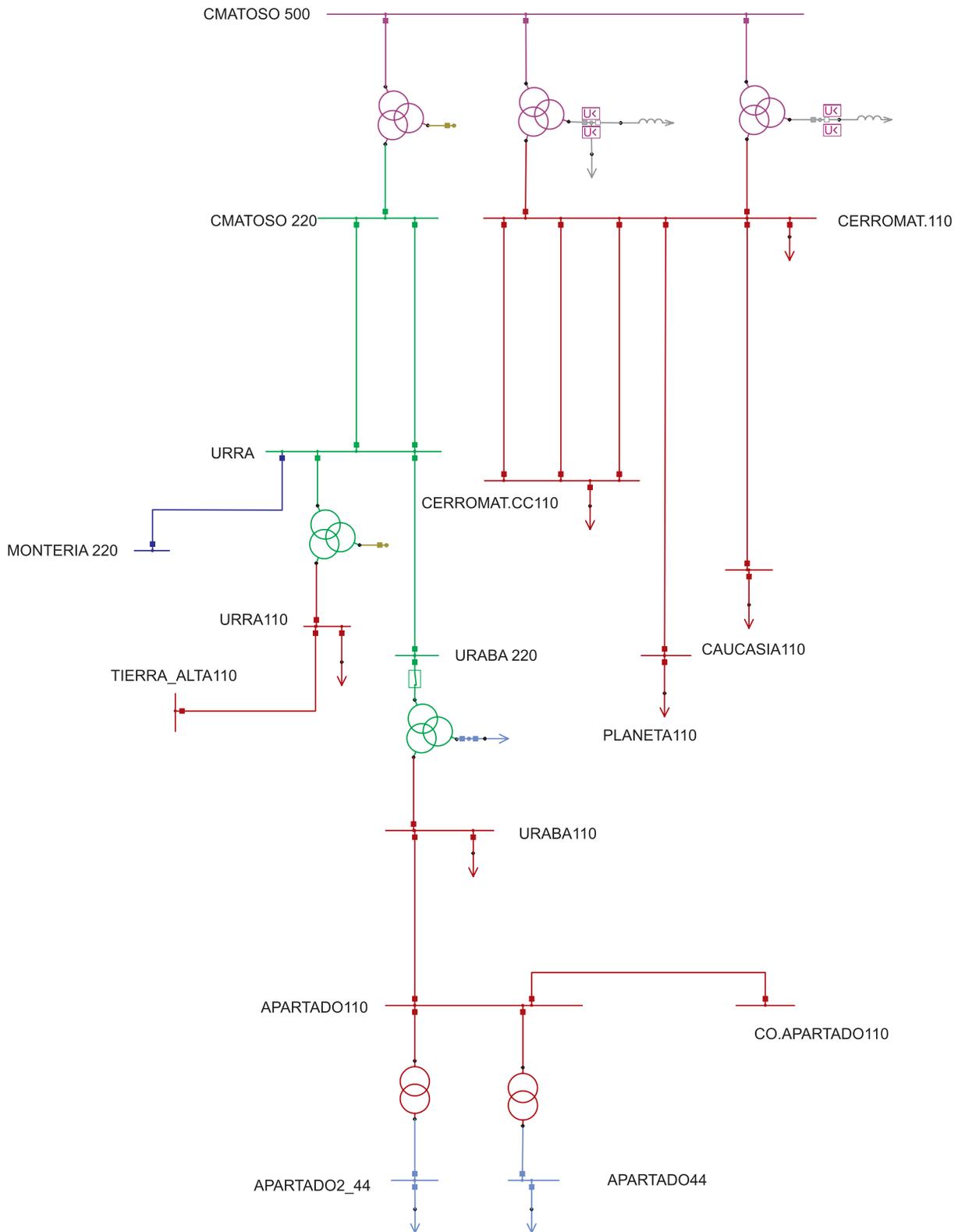
ÁREA GUAJIRA - CESAR - MAGDALENA

■ 220 kV
 ■ 110 kV
 ■ 34.5 kV
 ■ Proyectos de expansión



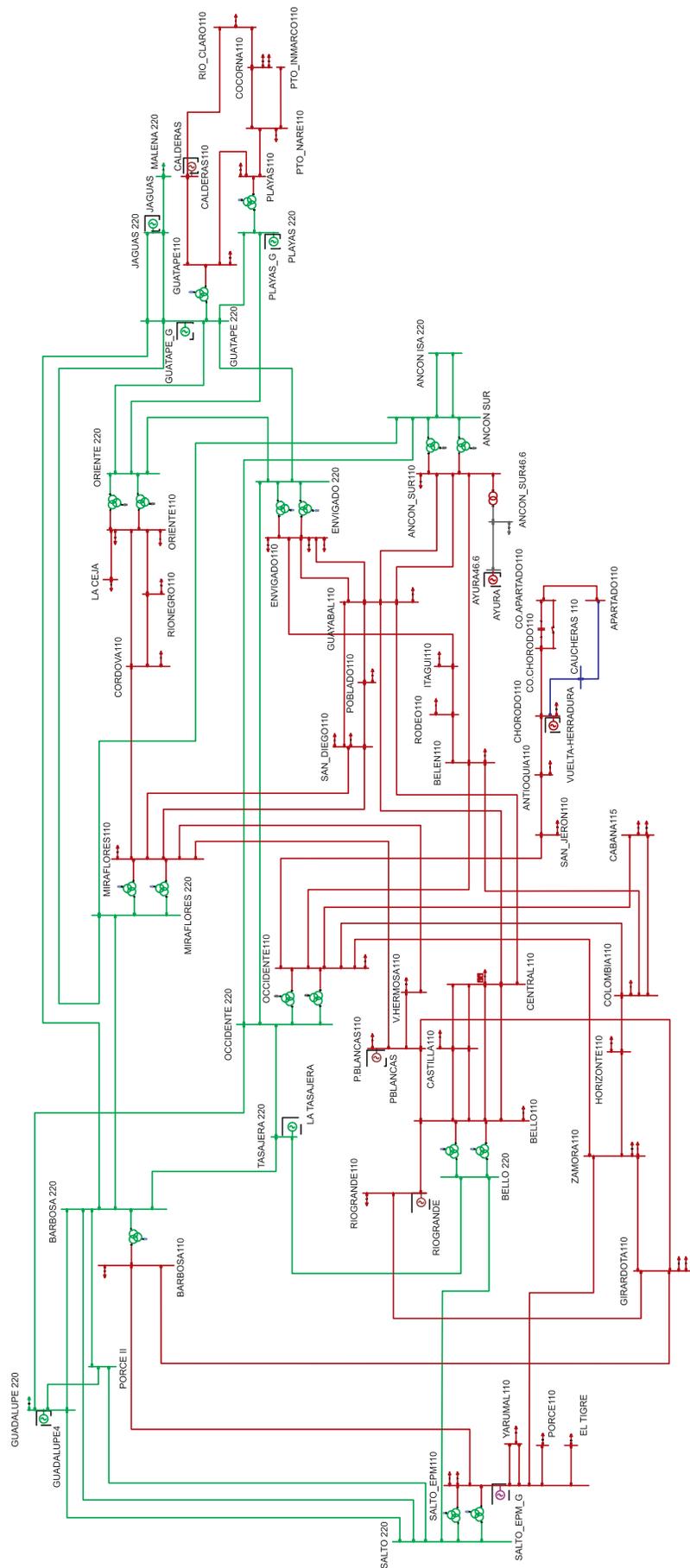
ÁREA CHINÚ

■ 500 kV
 ■ 220 kV
 ■ 115 kV
 ■ Proyectos de expansión



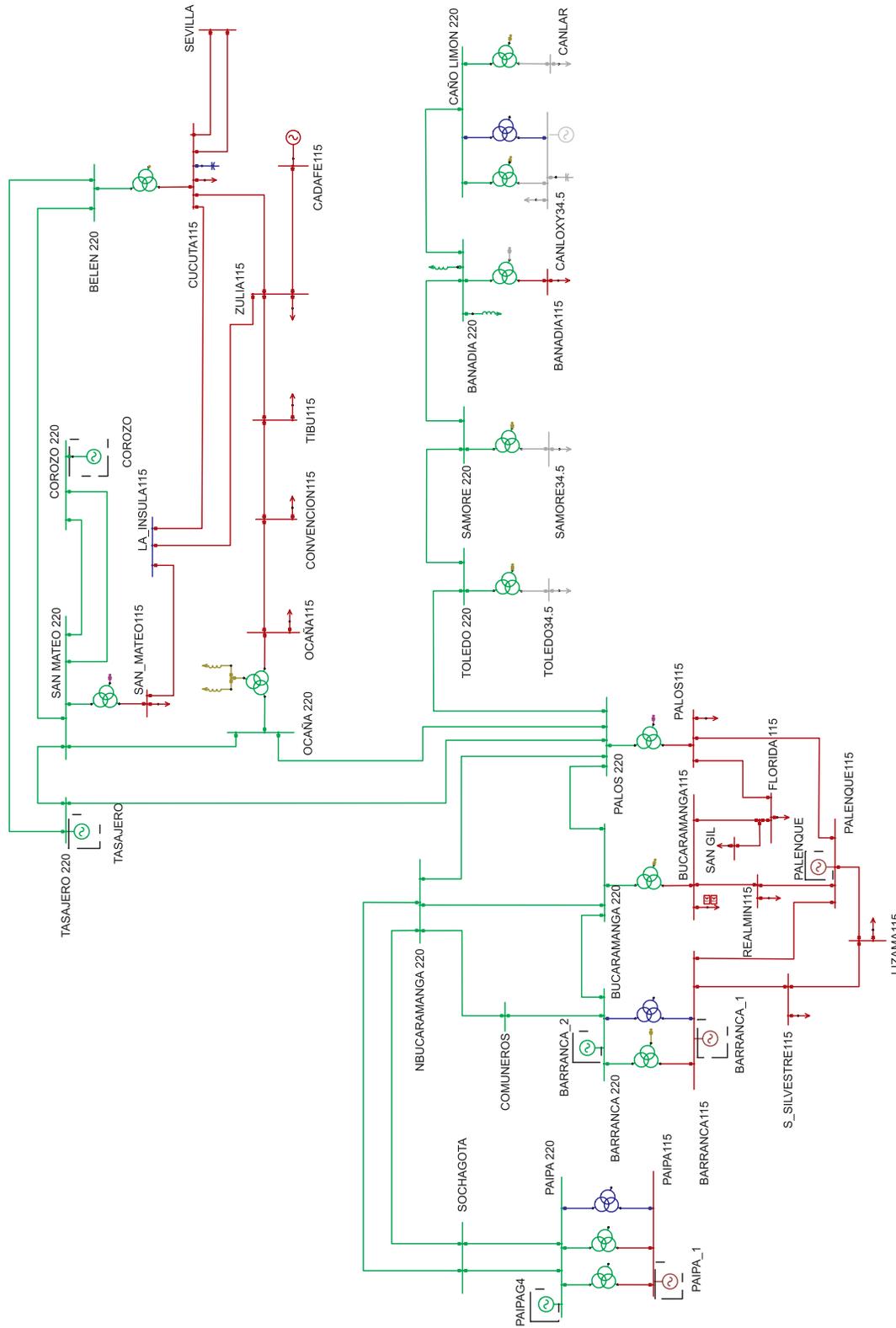
ÁREA CERROMATOSO

■ 220 kV ■ 110 kV ■ 44 kV ■ Proyectos de expansión



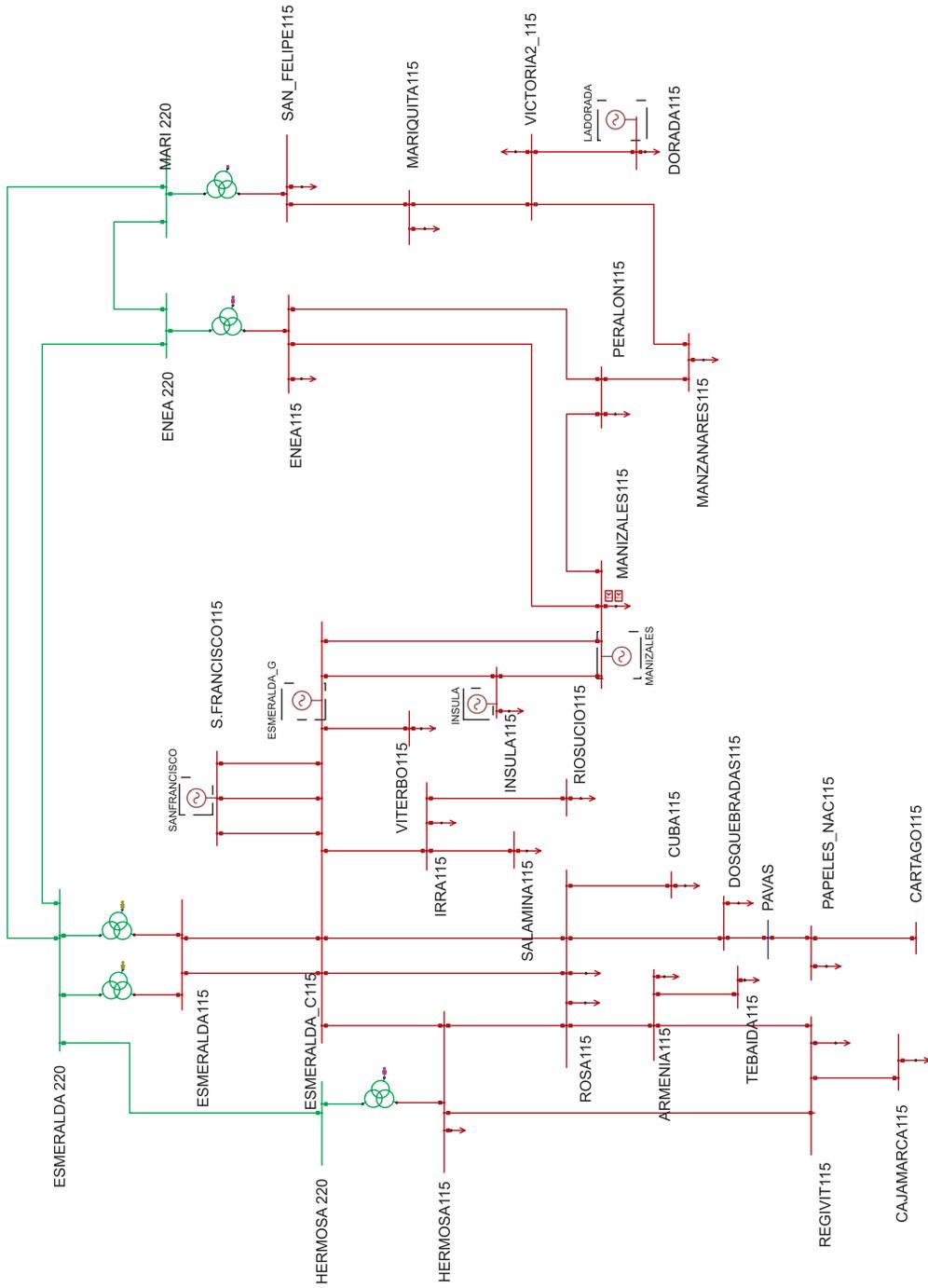
ÁREA ANTIOQUIA

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de expansión



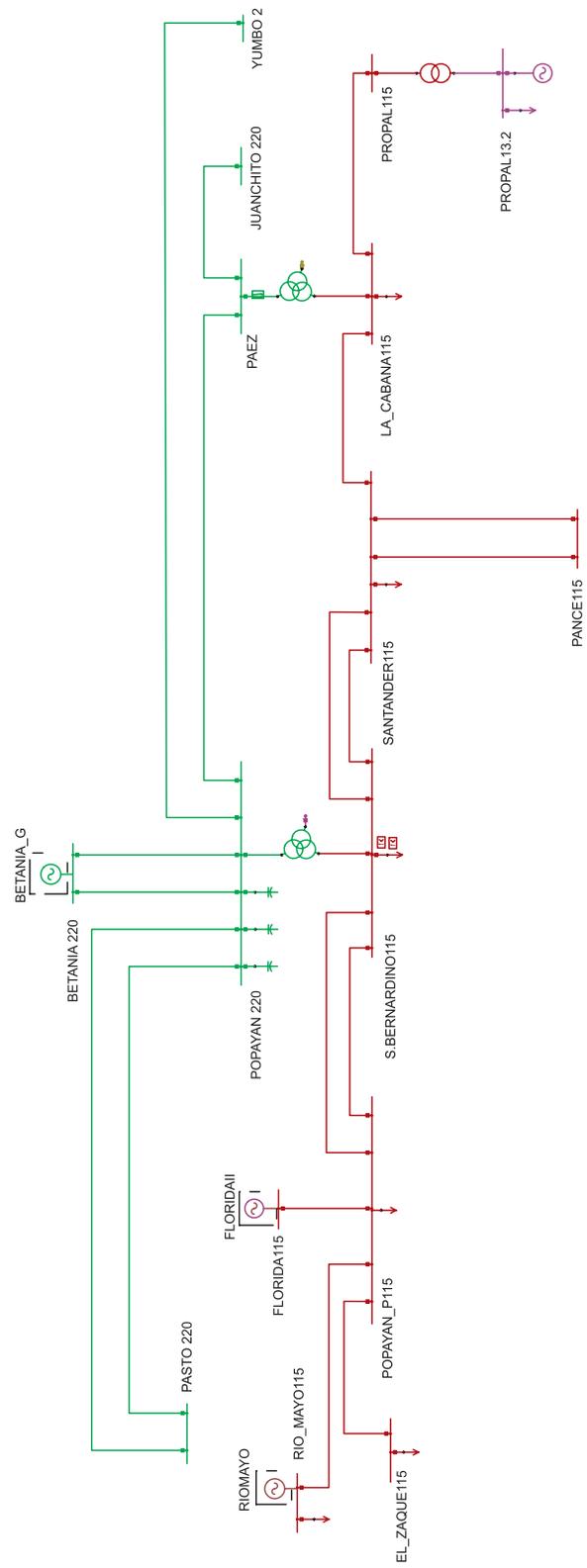
ÁREA NORDESTE

■ 220 kV
 ■ 115 kV
 ■ 34.5 kV
 → Proyectos de expansión



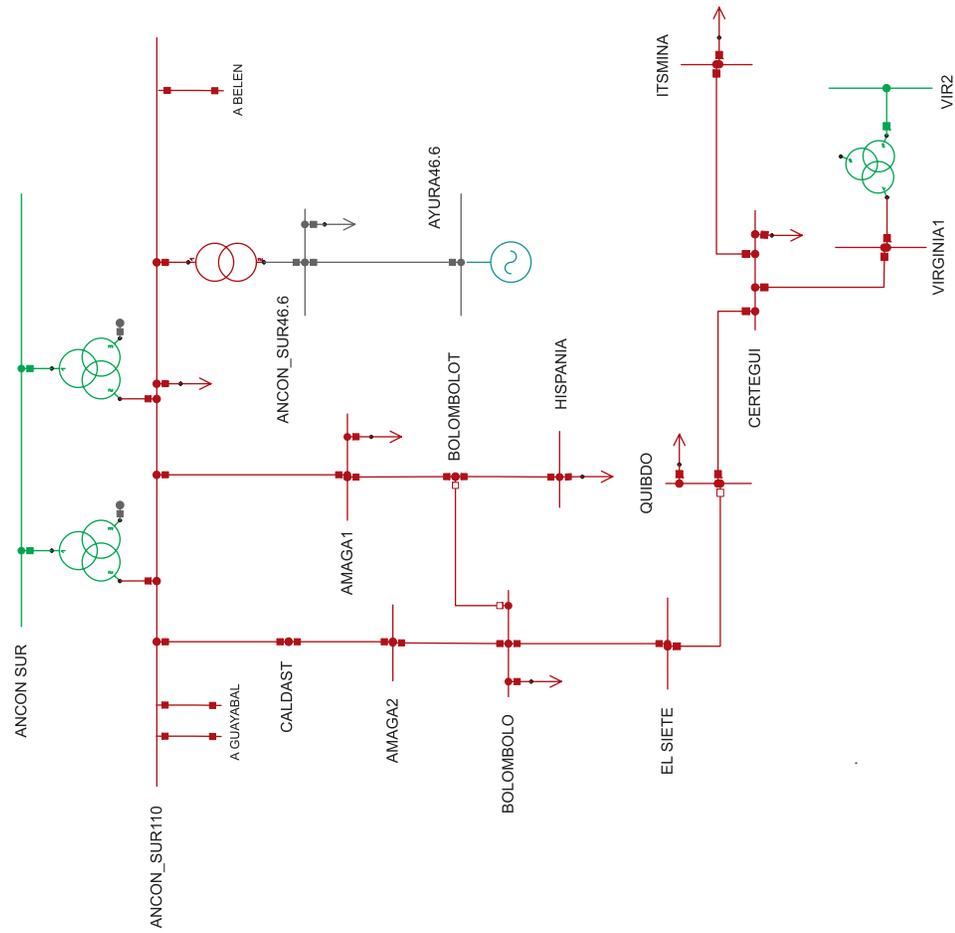
ÁREA CALDAS - QUINDÍO - RISARALDA

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de expansión



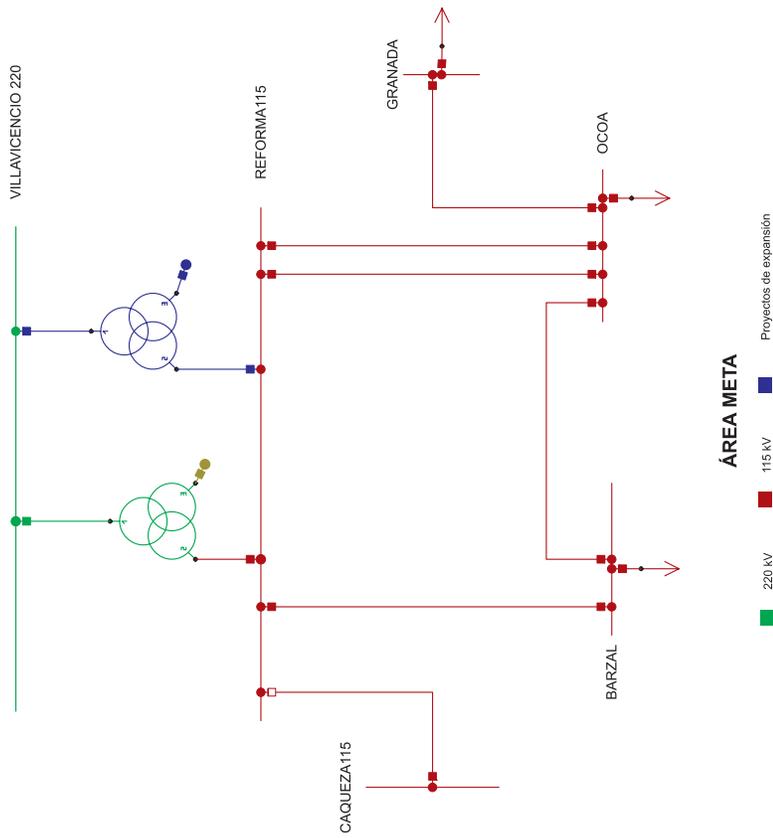
ÁREA CAUCA

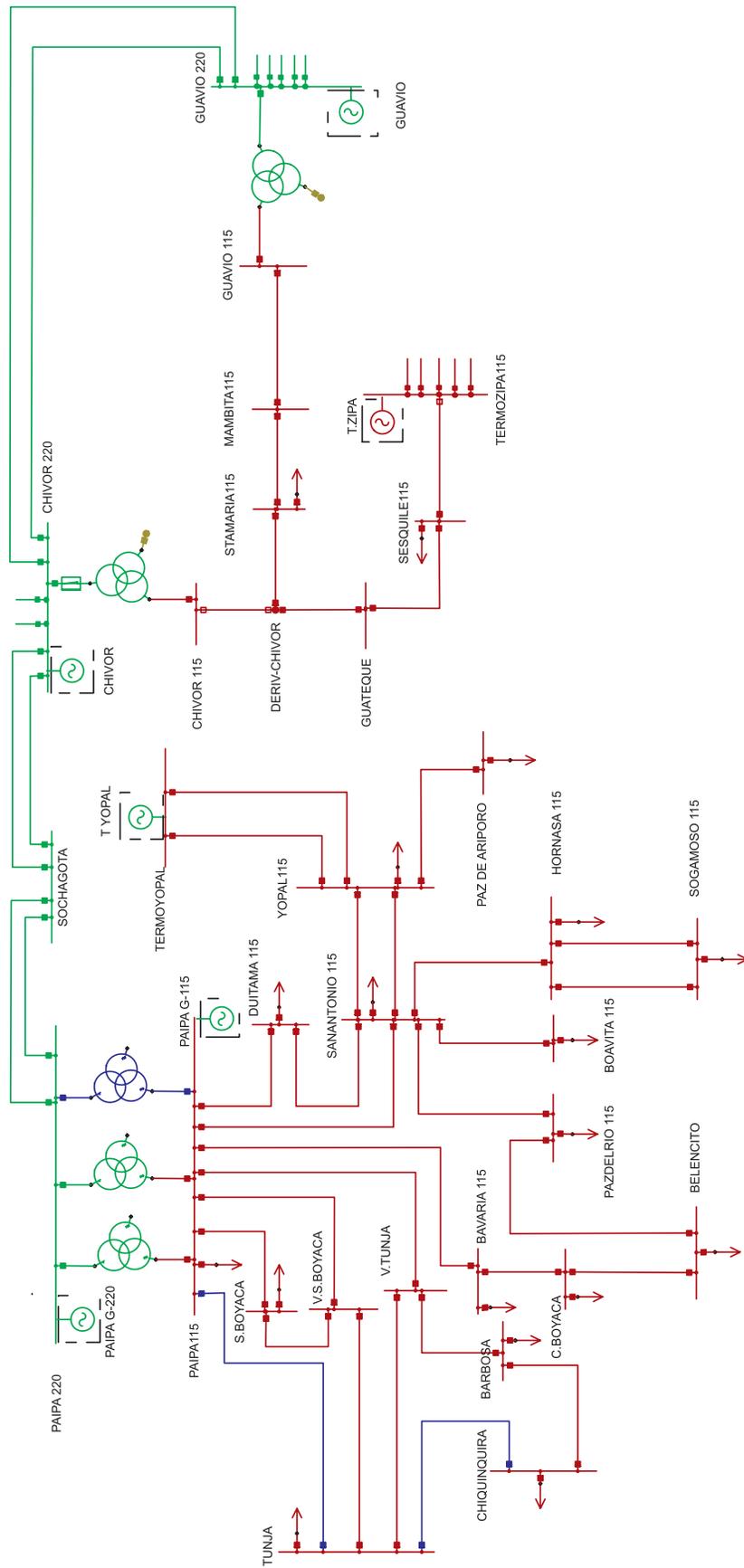
- 220 kV
- 115 kV
- Proyectos de expansión



ÁREA ANTIOQUIA (EADE) - CHOCO

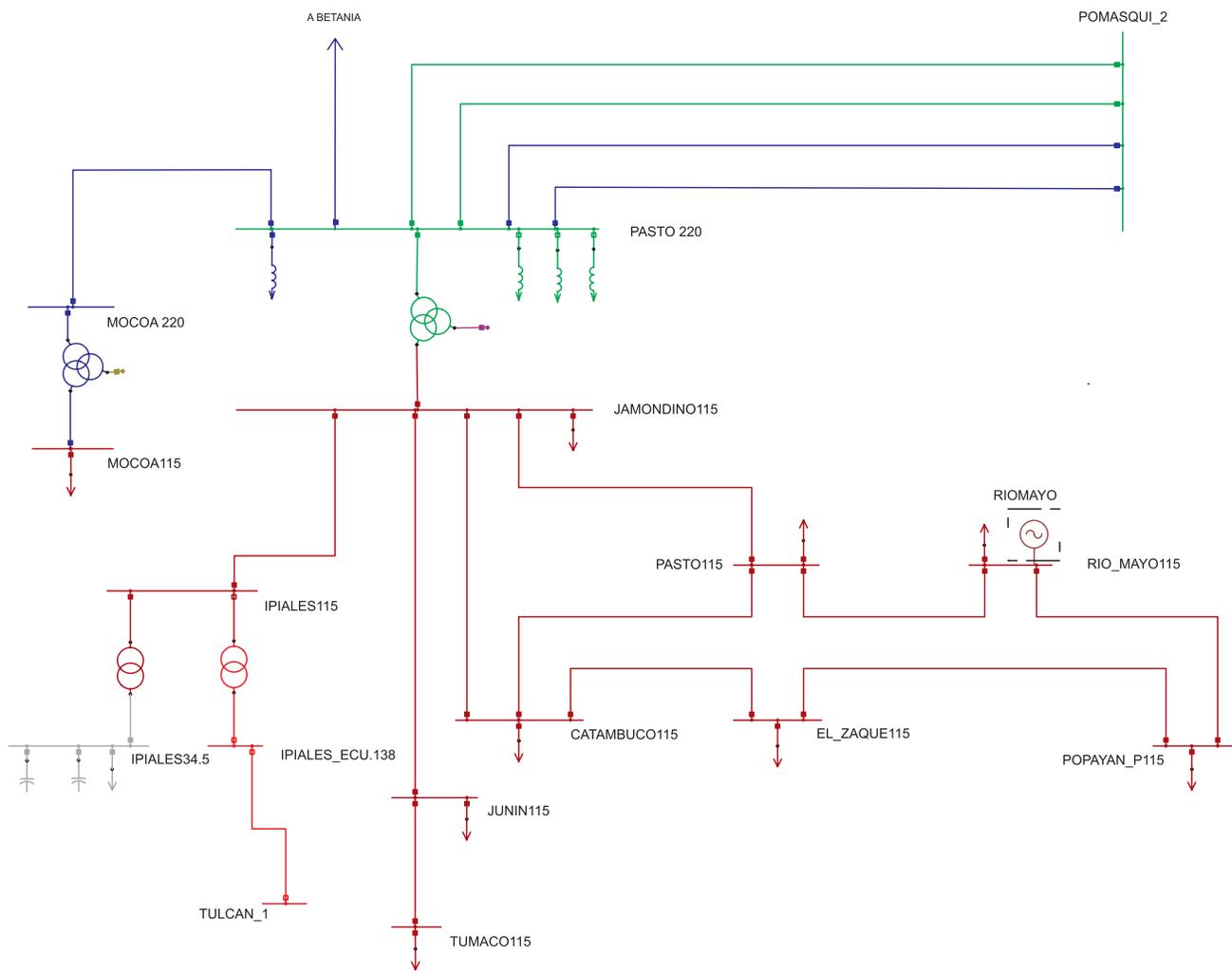
■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de expansión





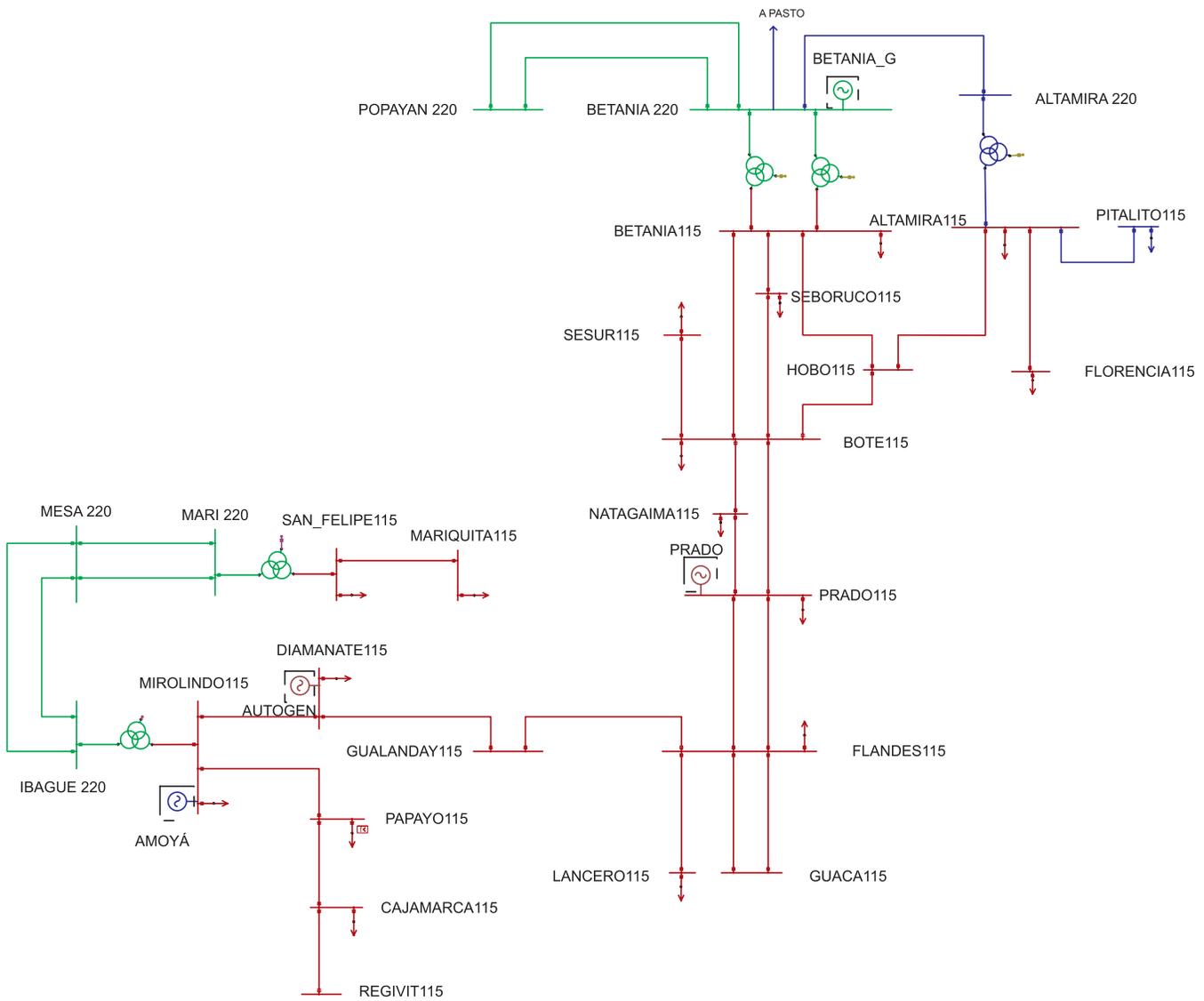
ÁREA BOYACÁ

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de expansión



ÁREA NARIÑO

- 220 kV
- 115 kV
- 138 kV
- 34.5 kV
- Proyectos de expansión



ÁREA TOLIMA - HUILA

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de expansión

Anexo D. Niveles de Cortocircuito en las Subestaciones del STN

SUBESTACIÓN	ÁREA	VOLTAJE kV	NIVELES DE CORTOCIRCUITO DE INTERRUPCIÓN (NORMA IEC)							
			2006		2008		2010		2012	
			3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)
Bacatá	BOGOTA	500	7,1	7,3	7,3	7,4	7,4	7,5	7,4	7,5
Bolívar	COSTA	500	-	-	4,7	4,5	4,8	4,6	4,8	4,6
Cerromatoso	COSTA	500	8,9	8,7	9,0	8,9	9,7	9,6	9,7	9,6
Chinú	COSTA	500	7,9	8,4	7,9	8,7	8,2	8,9	8,2	8,9
Copey	COSTA	500	-	-	4,9	4,5	5,0	4,5	5,0	4,6
Ocaña	NORDESTE	500	-	-	5,4	4,7	5,5	4,7	5,5	4,8
Primavera	EPM	500	11,2	9,8	12,4	10,8	13,4	11,4	13,4	11,5
Sabana	COSTA	500	8,4	9,6	8,5	9,7	8,7	9,9	8,7	9,9
San Carlos	EPM	500	13,2	13,4	13,7	13,8	15,7	15,6	15,7	15,6
San Marcos	EPSA	500	5,3	4,9	5,4	4,9	5,4	5,0	5,5	5,0
Virginia	CHEC	500	7,0	6,2	7,1	6,2	7,3	6,4	7,3	6,4
Altamira	THB	220	3,9	3,5	3,8	3,4	4,0	3,6	4,0	3,6
Alto Anchicayá	EPSA	220	9,3	9,5	9,8	10,0	9,9	10,1	10,0	10,1
Ancón EPPM	EPM	220	17,6	15,9	17,8	16,0	17,8	16,1	17,7	16,0
Ancón ISA	EPM	220	17,6	15,8	17,8	15,9	17,8	16,0	17,7	15,9
Bacatá	BOGOTA	220	21,3	23,0	21,5	23,2	21,7	23,3	21,7	23,3
Balsillas	BOGOTA	220	15,4	14,7	15,6	14,8	15,7	14,8	15,7	14,8
Banadia	NORDESTE	220	1,6	1,8	1,6	1,8	1,6	1,8	1,6	1,8
Barbosa	EPM	220	18,5	16,8	18,6	16,9	18,6	16,9	18,7	17,0
Barranca	NORDESTE	220	8,5	8,8	8,8	9,0	8,8	9,0	8,8	9,0
Belén	NORDESTE	220	4,1	4,7	5,1	5,5	5,1	5,5	5,1	5,5
Bello	EPM	220	12,8	11,9	13,0	12,0	12,9	11,9	12,7	11,8
Betania	THB	220	9,0	11,1	9,1	11,2	9,4	11,6	9,4	11,6
Bolívar	COSTA	220	15,7	13,9	16,5	17,4	17,3	18,0	17,3	18,0
Bucaramanga	NORDESTE	220	7,9	8,2	8,9	8,9	9,0	9,0	9,0	9,0
Candelaria	COSTA	220	18,2	22,6	19,0	25,8	21,0	28,3	20,9	28,0
Caño Limón	NORDESTE	220	1,3	1,4	1,3	1,4	1,3	1,4	1,3	1,4
Cartagena	COSTA	220	17,6	20,9	18,4	23,4	20,2	25,5	20,0	25,0
Cartago	EPSA	220	8,5	7,5	8,5	7,5	8,6	7,6	8,6	7,6
Cerromatoso	COSTA	220	8,2	9,5	8,1	9,5	8,3	9,6	8,3	9,6
Chivor	BOGOTA	220	25,8	29,2	25,9	29,3	25,9	29,2	25,9	29,3
Circo	BOGOTA	220	13,8	12,7	14,1	12,9	14,2	13,0	14,1	12,9
Comuneros	NORDESTE	220	9,6	10,2	9,9	10,4	10,0	10,4	10,0	10,4
Copey	COSTA	220	4,3	4,0	8,2	9,2	8,2	9,3	8,2	9,3
Cuestecitas	COSTA	220	4,2	4,5	4,6	4,8	4,6	4,8	4,6	4,8
El Salto	EPM	220	15,9	16,9	16,0	17,0	16,0	17,0	16,0	17,0
Enea	CHEC	220	8,9	7,4	8,9	7,4	9,0	7,5	9,0	7,5
Envigado	EPM	220	14,4	13,1	14,6	13,2	14,5	13,1	14,5	13,1
Esmeralda	CHEC	220	18,2	17,2	18,3	17,2	18,7	18,4	18,8	18,5
Fundación	COSTA	220	9,2	8,2	10,8	9,5	10,9	9,5	10,9	10,2
Guaca	BOGOTA	220	19,8	21,2	20,2	21,6	20,3	21,6	20,3	21,6
Guadalupe	EPM	220	16,7	18,4	16,8	18,4	16,7	18,4	16,7	18,4
Guatapé	EPM	220	28,0	29,4	28,2	29,5	28,3	29,6	28,3	29,6
Guavio	BOGOTA	220	27,8	31,5	27,9	31,7	28,0	31,7	28,0	31,5
Ibagué	THB	220	6,1	5,6	6,7	6,2	6,7	6,2	6,7	6,2
Jaguas	EPM	220	19,0	18,3	19,1	18,3	19,2	18,4	19,1	18,4
Juanchito	EPSA	220	13,3	12,7	13,3	12,8	13,5	12,9	13,7	13,0
La Hermosa	CHEC	220	10,8	9,7	10,9	9,7	11,2	10,6	11,3	10,6

SUBESTACIÓN	ÁREA	VOLTAJE KV	NIVELES DE CORTOCIRCUITO DE INTERRUPCIÓN (NORMA IEC)							
			2006		2008		2010		2012	
			3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)
La Mesa	BOGOTA	220	20,0	20,3	20,5	20,7	20,6	20,7	20,6	20,7
La Sierra	EPM	220	16,7	17,0	16,7	17,1	16,8	17,1	16,8	17,1
Malena	EPM	220	14,7	12,9	14,8	13,1	15,0	13,1	15,0	13,1
Merielectrica	NORDESTE	220	9,3	9,9	9,6	10,1	9,6	10,1	9,6	10,1
Miel	EPM	220	16,2	15,9	16,3	15,9	16,4	16,0	16,4	16,0
Miraflores	EPM	220	15,3	13,7	15,5	13,9	15,5	13,8	15,4	13,8
Mocoa	CEDELCA_CEDENAR	220	3,3	3,0	3,3	3,0	3,3	3,1	3,3	3,1
Noroeste	BOGOTA	220	21,3	21,6	21,5	21,8	21,7	21,9	21,7	21,9
Nueva Barranquilla	COSTA	220	20,0	20,6	20,2	20,8	20,5	20,9	20,4	20,9
Nueva Bucaramanga	NORDESTE	220	9,0	8,7	10,1	9,4	10,2	9,5	10,2	9,5
Nueva Paipa	NORDESTE	220	10,3	9,9	10,5	10,1	10,6	10,2	10,6	10,2
Ocaña	NORDESTE	220	2,4	2,5	6,8	7,8	6,9	7,9	6,9	7,9
Occidente	EPM	220	16,3	14,8	16,5	14,9	16,4	14,8	16,2	14,7
Oriente	EPM	220	13,4	11,9	13,5	11,9	13,5	11,9	13,4	11,9
Paez	CEDELCA_CEDENAR	220	7,1	5,9	7,1	5,9	7,1	5,9	7,2	5,9
Pailón	EPSA	220	-	-	5,1	4,0	5,1	4,0	5,2	4,0
Paipa	NORDESTE	220	10,0	10,2	10,3	10,5	10,4	10,7	10,4	10,7
Palos	NORDESTE	220	7,3	7,3	8,5	8,2	8,5	8,2	8,5	8,2
Pance	EPSA	220	13,5	12,8	13,6	13,1	13,7	13,1	13,9	13,3
Paraiso	BOGOTA	220	18,5	19,2	18,8	19,4	18,9	19,5	18,9	19,5
Pasto	CEDELCA_CEDENAR	220	6,5	5,6	6,8	5,7	7,0	6,5	7,0	6,5
Playas	EPM	220	14,9	14,5	14,9	14,5	15,0	14,5	15,0	14,6
Popayán	CEDELCA_CEDENAR	220	8,1	6,6	8,2	6,6	8,2	6,7	8,3	6,7
Porce II	EPM	220	16,6	18,5	16,7	18,6	16,6	18,6	16,6	18,5
Porce III	EPM	500	-	-	-	-	11,7	14,5	11,7	14,5
Primavera	EPM	220	20,0	21,4	20,3	21,7	20,7	22,0	20,7	22,0
Purnio	EPM	220	18,5	14,4	18,6	14,4	18,8	14,5	18,8	14,5
Reforma	BOGOTA	220	7,5	7,2	7,5	7,2	7,5	7,2	7,5	6,6
Sabana	COSTA	220	25,8	28,9	26,2	29,7	27,0	30,2	27,0	30,3
Salvajina	EPSA	220	8,0	8,0	8,0	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1
Samoré	NORDESTE	220	2,0	2,1	2,0	2,1	2,0	2,1	2,0	2,1
San Carlos	EPM	220	32,6	39,3	33,2	39,9	35,1	41,8	35,1	41,8
San Felipe	CHEC	220	14,3	11,7	14,4	11,8	14,5	11,8	14,5	11,8
San Marcos	EPSA	220	16,8	17,8	16,9	18,0	17,2	18,3	17,6	18,6
San Mateo (Bogotá)	BOGOTA	220	11,2	9,1	11,3	9,1	11,4	9,1	11,3	9,1
San Mateo (Cúcuta)	NORDESTE	220	4,1	4,7	5,2	5,7	5,2	5,7	5,2	5,7
Santa Martha	COSTA	220	6,1	5,7	6,6	6,0	6,7	6,0	6,7	6,0
Sub220	EPSA	220	-	-	13,1	11,6	13,2	11,7	13,5	11,9
Tasajera	EPM	220	16,8	16,8	16,9	17,0	16,8	16,9	16,7	16,8
Tasajero	NORDESTE	220	4,6	5,4	5,7	6,4	5,7	6,4	5,7	6,4
Tebesa	COSTA	220	24,2	27,8	24,4	28,1	24,7	28,3	24,7	28,3
Termocentro	EPM	220	16,9	17,7	17,1	17,9	17,3	18,1	17,3	18,1
Termoflores	COSTA	220	17,8	19,1	17,9	19,2	18,1	19,3	18,1	19,3
Termogaujira	COSTA	220	7,3	8,7	7,8	9,1	7,8	9,1	7,8	9,2
Tenera	COSTA	220	18,4	22,7	19,2	25,7	21,4	28,9	21,3	28,8
Toledo	NORDESTE	220	2,6	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Torca	BOGOTA	220	20,5	21,0	20,7	21,1	20,9	21,2	20,8	21,2
Tunal	BOGOTA	220	13,8	12,9	13,9	13,0	14,0	13,1	13,9	12,9
Urabá	COSTA	220	3,3	3,5	3,1	3,3	3,0	3,2	3,0	3,2
Urrá	COSTA	220	6,6	8,1	6,5	8,0	6,4	7,9	6,4	7,9
Valledupar	COSTA	220	3,3	3,5	4,5	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
Virgina	CHEC	220	15,4	15,6	15,5	15,7	15,8	16,3	15,9	16,4
Yumbo	EPSA	220	17,4	17,8	17,5	18,0	17,8	18,3	18,2	18,6

Anexo E. Fuentes no Convencionales de Energía

Actualmente se realizan esfuerzos públicos y privados para promover la producción de Alcohol y Biodiesel y se trabaja en el establecimiento de Normatividad técnica que favorezca un mercado sano de las FNCE. La participación de estas fuentes en el país se estima alrededor de 230 MW equivalentes, como se describió en el Plan de Expansión anterior, que también muestra como el Estado colombiano está aportando señales de apoyo a la FNCE mediante leyes y decretos.

El proyecto más relevante en FNCE es el único parque eólico de Colombia, JEPIRACHI (19.5MW) construido por las Empresas Públicas de Medellín, este parque generó 51.99 GWh durante el año 2004 y representa un pujante esfuerzo que aporta a la implementación de tecnologías de FNCE.

De otro lado se continuó apoyando la elaboración y actualización de referencias técnicas que faciliten condiciones para el desarrollo de un mercado sano de las FNCE, se participó en tres comités técnicos del Instituto Colombiano de Normas Técnicas - ICONTEC- en los temas de a) energía solar fotovoltaica, b) energía solar térmica y c) energía eólica, obteniéndose las siguientes normas NTC:

- NTC-1736 ENERGÍA SOLAR, DEFINICIONES Y NOMENCLATURA
- NTC-2775 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA, TERMINOLOGIA Y DEFINICIONES
- NTC-5287 AEROGENERADORES, REQUISITOS DE SEGURIDAD

En cuanto a la recopilación y difusión de información se iniciaron labores para convertir el Sistema de Información de Eficiencia Energética y Energías Alternativas -SI3EA- en un sistema de gestión de información y conocimiento que facilite a los diferentes actores de las FNCE el suministro y acceso a la información en estos temas.

MAPAS DE RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES DE COLOMBIA

Colombia es un país privilegiado por sus condiciones especiales, encontrarse en la zona tórrida, en la confluencia de las placas tectónicas y en la región andina donde se trifurca la Cordillera de los Andes; condiciones que la hacen rica en ecosistemas, especies biológicas, recurso hídrico con caídas aprovechables, recurso solar, eólico y geotérmico. A continuación, se muestra una aproximación de los mapas que la UPME ha recopilado desde una perspectiva energética. En las versiones anteriores del Plan de Generación y Transmisión se encuentran mapas que complementan la información a continuación mostrada, razón por la cual recomendamos su consulta.

MAPA DE RADIACIÓN SOLAR

Ya se cuenta con la segunda versión del Atlas de Radiación Solar que ha mejorado significativamente la cantidad y calidad de información. Se incrementó el número de puntos en el territorio colombiano con información disponible, logrando de esta manera una mejor cobertura espacio-temporal, se establecieron nuevos modelos de generación de datos en sitios con escasa información y se recurrió a la utilización de Sistemas de Información Geográficos para el establecimiento de mapas del recurso solar.

El Atlas de Radiación Solar, que contiene mapas de radiación global y brillo solar, constituye una valiosa herramienta para el planeamiento y dimensionamiento de sistemas solares destinados al abastecimiento de energía, con el fin de satisfacer los requerimientos de iluminación, comunicaciones, bombeo de agua, señalización, calentamiento de agua y secado de productos agrícolas.

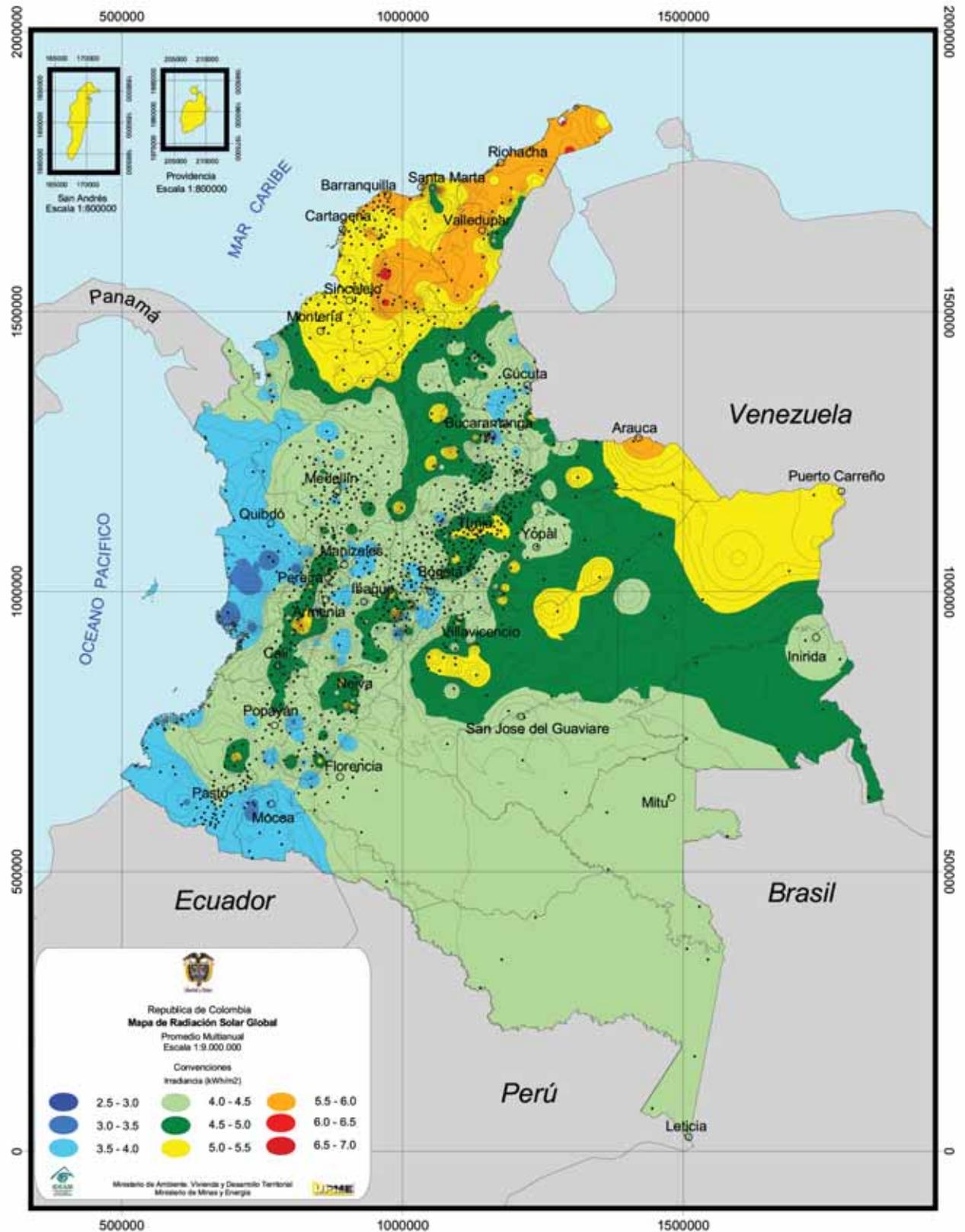
Igualmente en este trabajo por primera vez en Colombia, se presenta información de la radiación ultravioleta (UV) lo cual es de fundamental importancia en investigaciones relacionadas con la salud humana, los ecosistemas y los materiales sintéticos expuestos a la intemperie y utilizados en diferentes actividades productivas.

El Atlas muestra que Colombia tiene un buen potencial energético solar en todo el territorio, con un promedio diario multianual cercano a 4,5 kWh/m² (destacándose la península de la Guajira con un valor promedio de 6,0 kWh/m² y la Orinoquía con un valor un poco menor), propicio para un adecuado aprovechamiento.

La siguiente tabla muestra una aproximación a la disponibilidad promedio multianual de energía solar por regiones.

REGION	kWh/m ² /AÑO
GUAJIRA	2,190
COSTA ATLANTICA	1,825
ORINOQUIA	1,643
AMAZONIA	1,551
ANDINA	1,643
COSTA PACIFICA	1,278

Es necesario involucrar en el quehacer científico y técnico los resultados de este estudio con la finalidad de difundirlo, utilizarlo y mejorarlo, con los aportes de instituciones públicas y privadas.



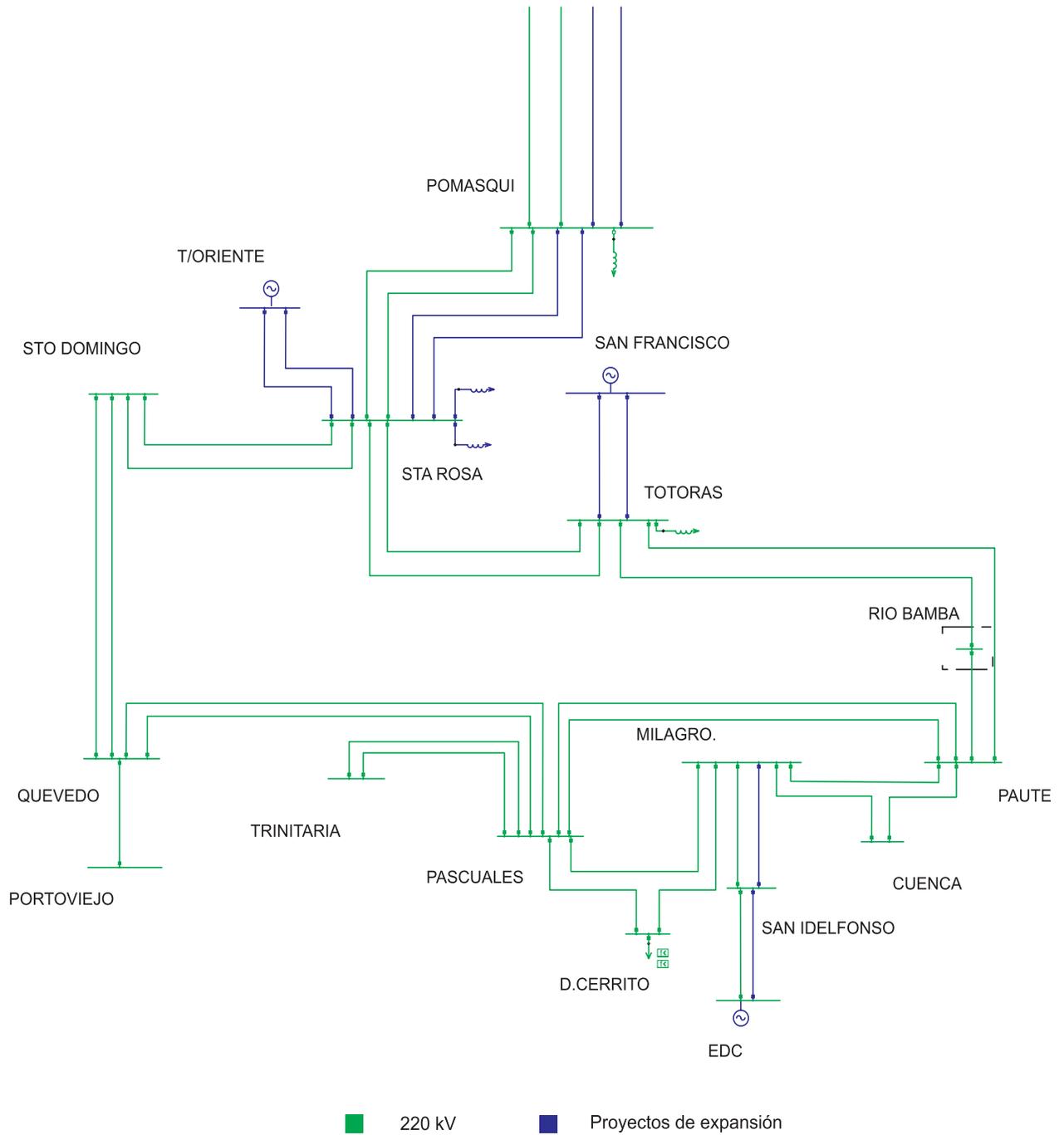
MAPA DE DENSIDAD DE ENERGÍA DEL VIENTO

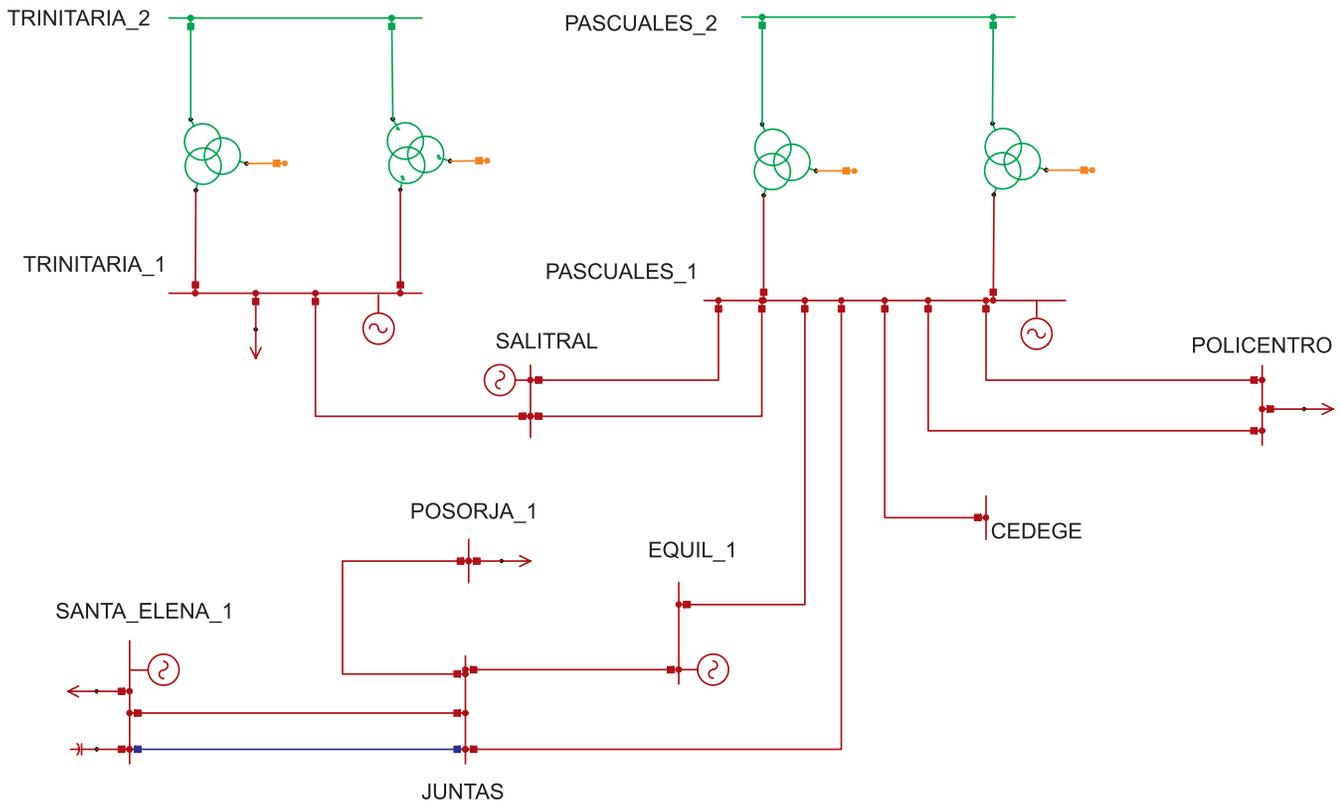
Durante los años 2004 y 2005 la UPME y el IDEAM se encuentran desarrollando una primera aproximación al Atlas de vientos de Colombia que se publicaría a comienzos del 2006.

MAPA DE POTENCIAL HIDROENERGÉTICO

Durante los años 2005 y 2006 UPME e IDEAM están trabajando para establecer un primer Atlas Hidroenergético de Colombia.

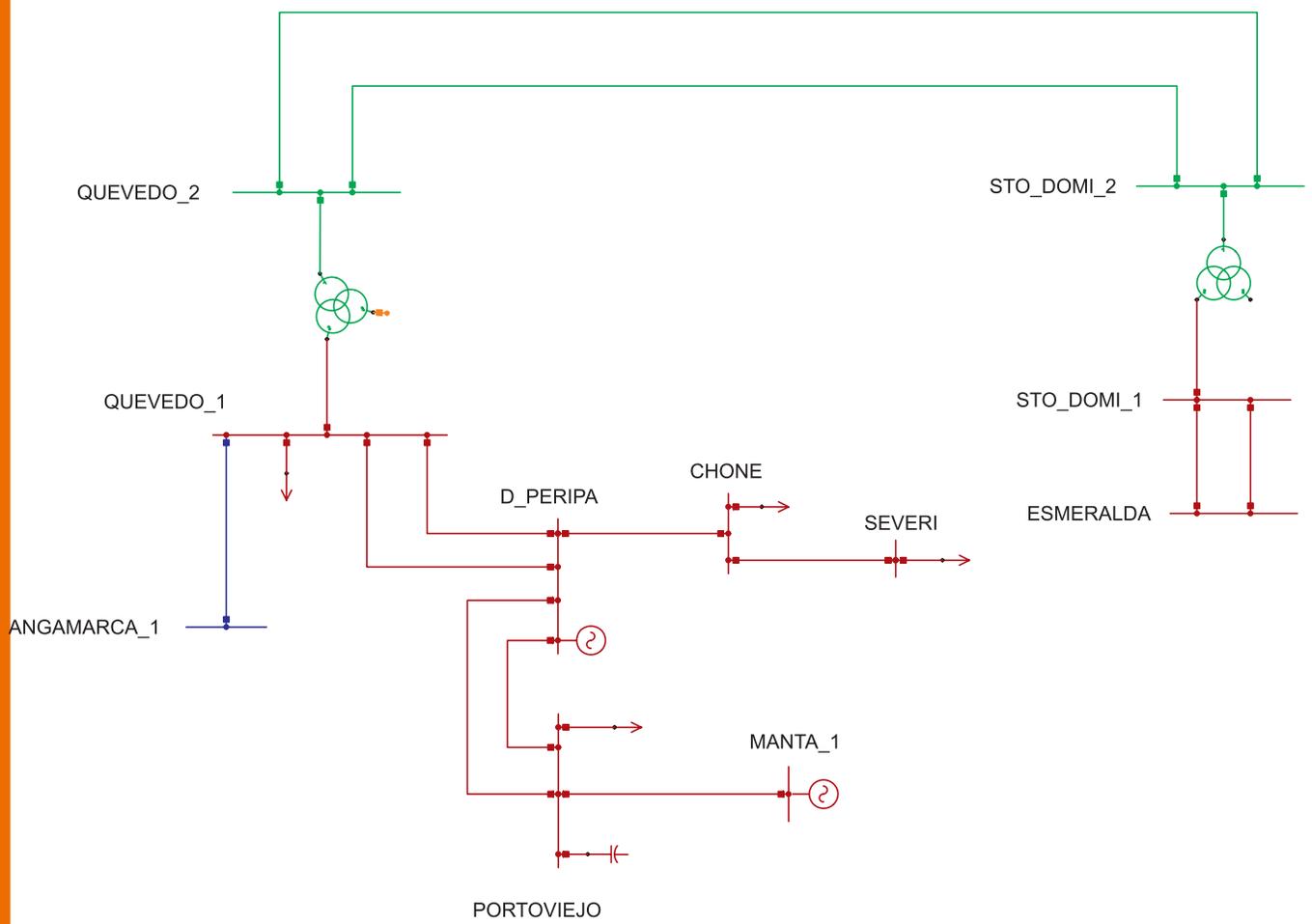
Anexo F. Diagramas Unifilares de Ecuador





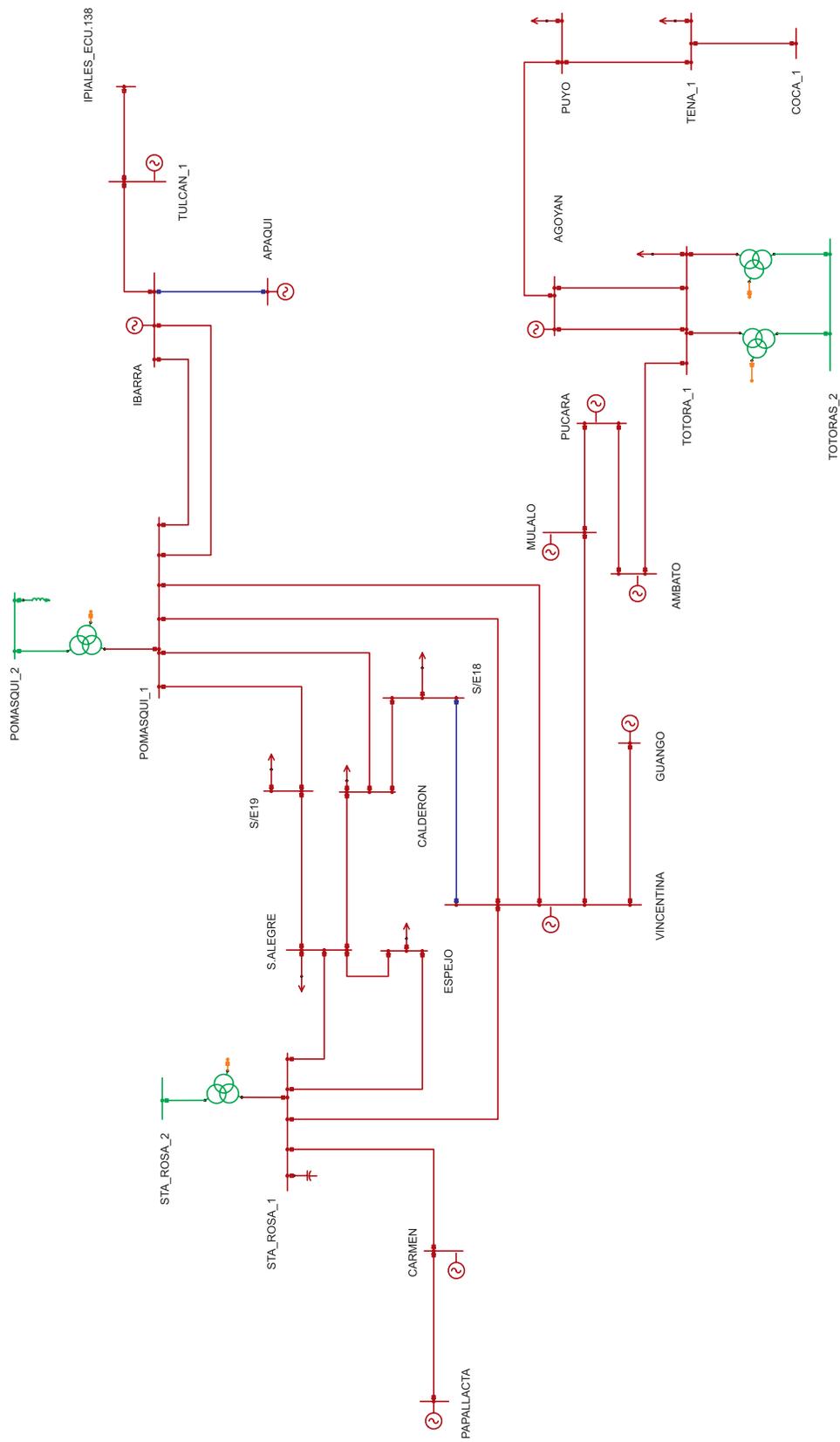
ÁREA PASCUALES

- 220 kV
- 138 kV
- Proyectos de expansión



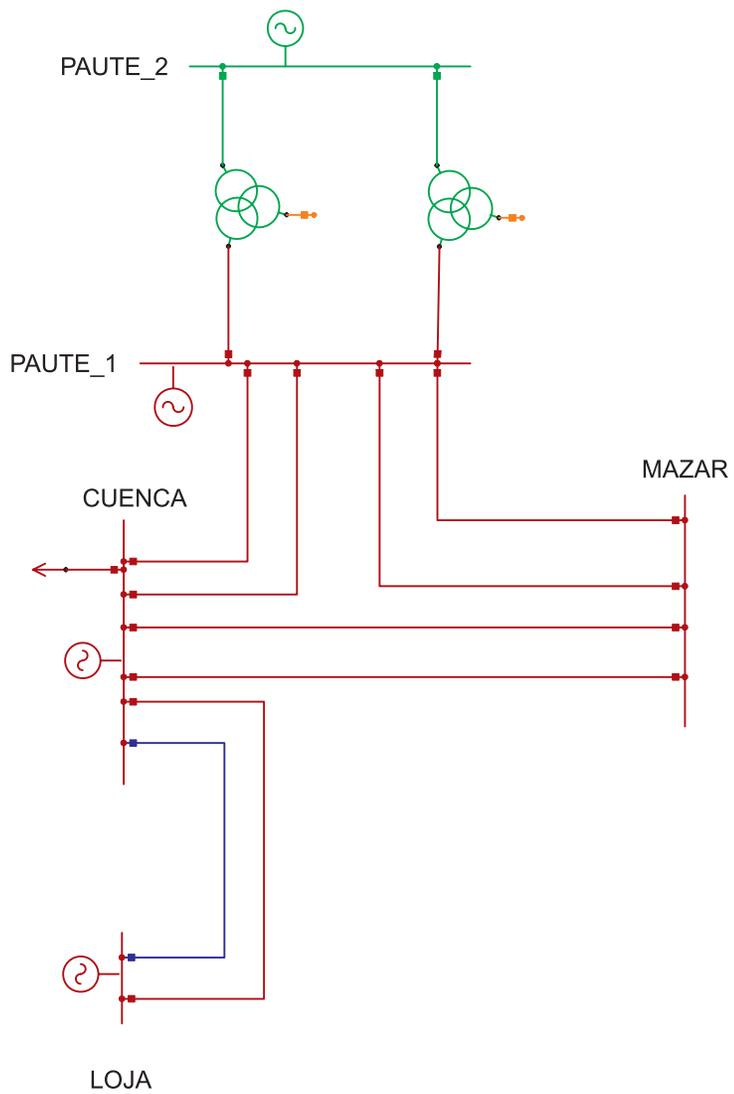
ÁREA QUEVEDO

■ 220 kV
 ■ 138 kV
 ■ Proyectos de expansión



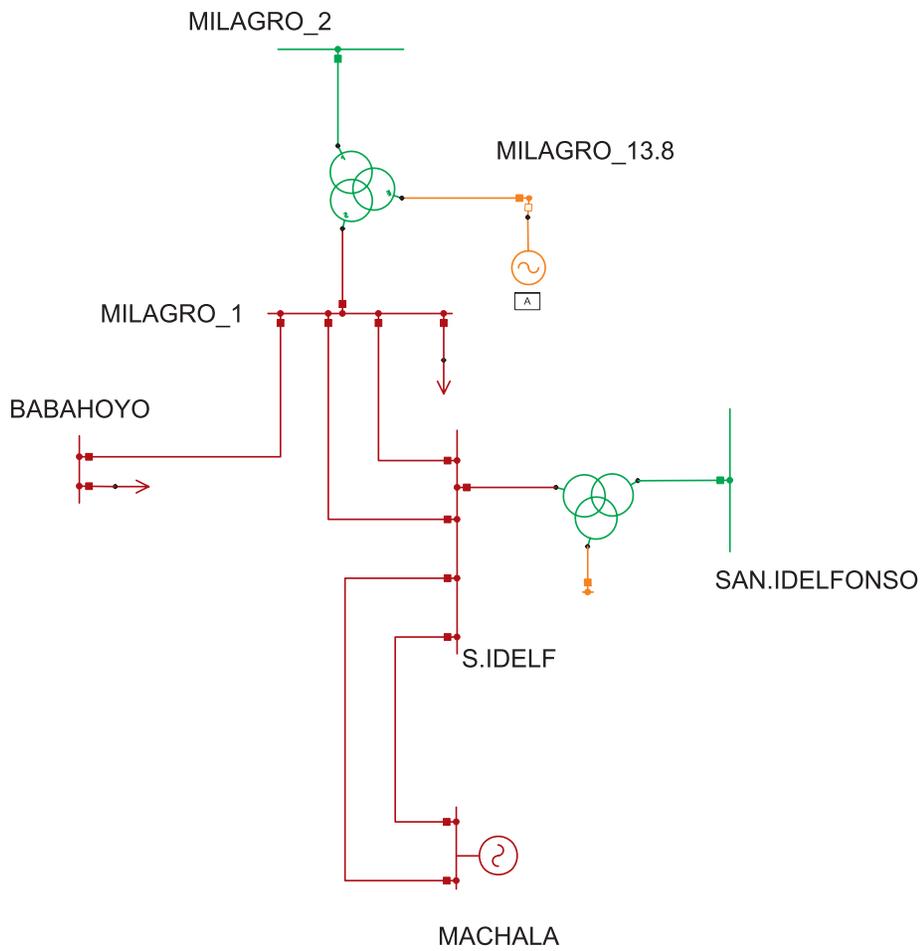
ÁREA SANTA ROSA

■ 220 kV ■ 138 kV ■ Proyectos de expansión



ÁREA PAUTE

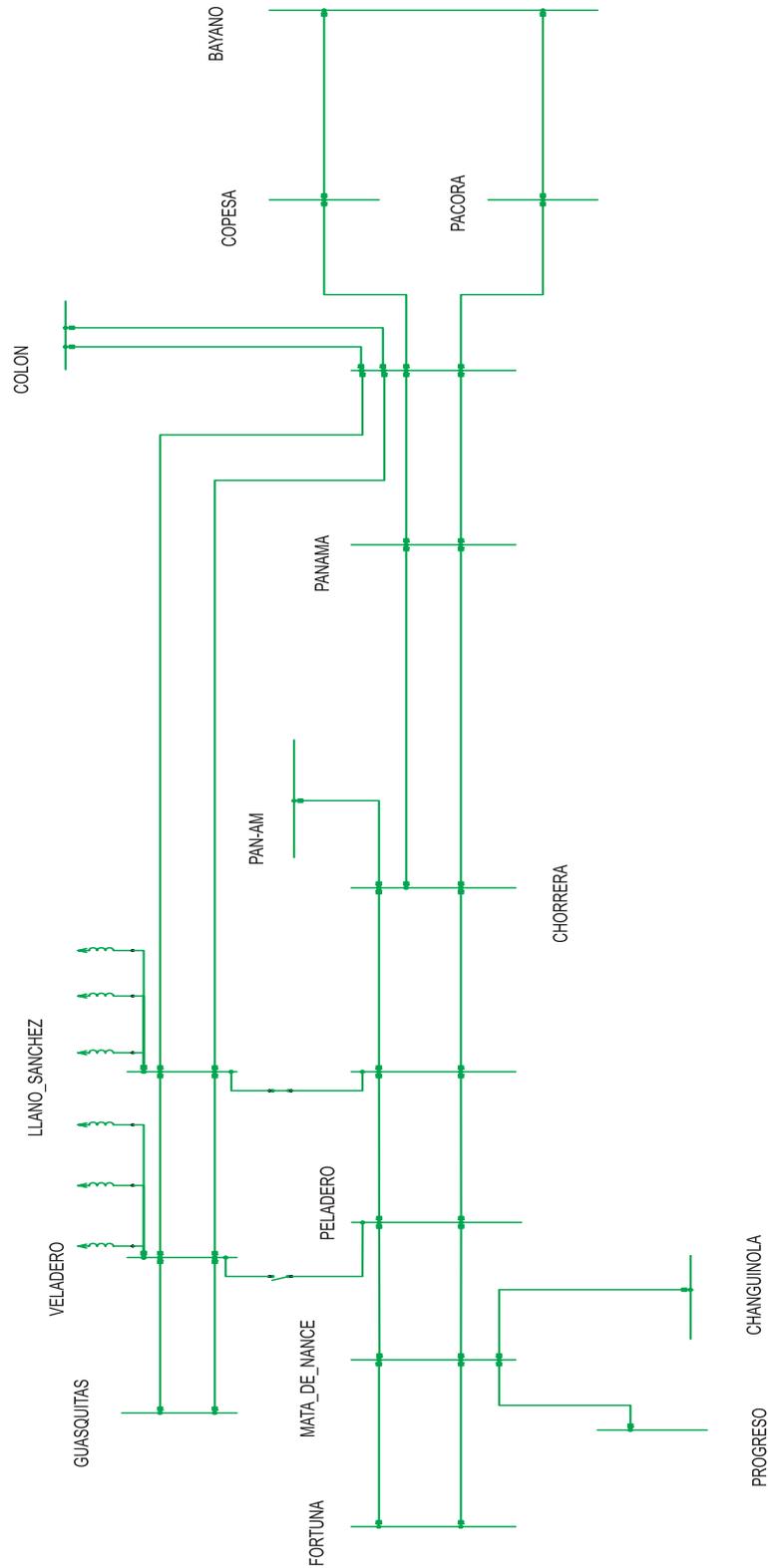
- 220 kV
- 138 kV
- Proyectos de expansión

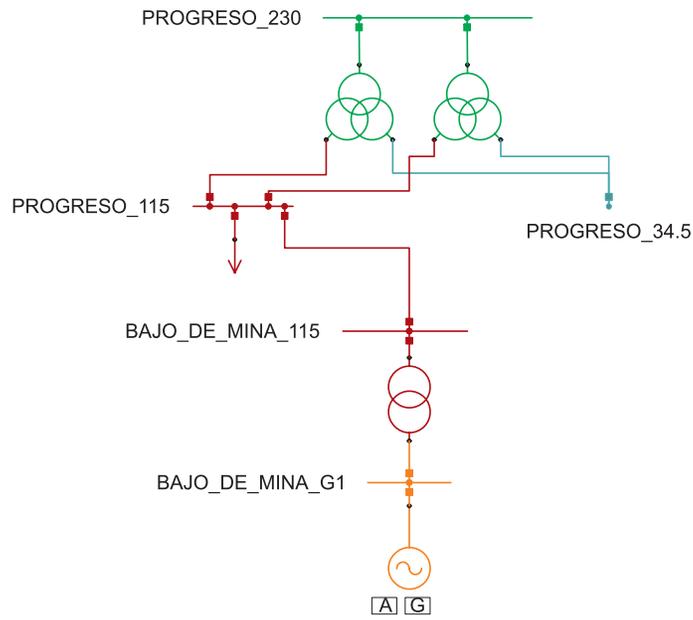


ÁREA MILAGRO

■ 220 kV
 ■ 138 kV
 ■ 13.8 kV

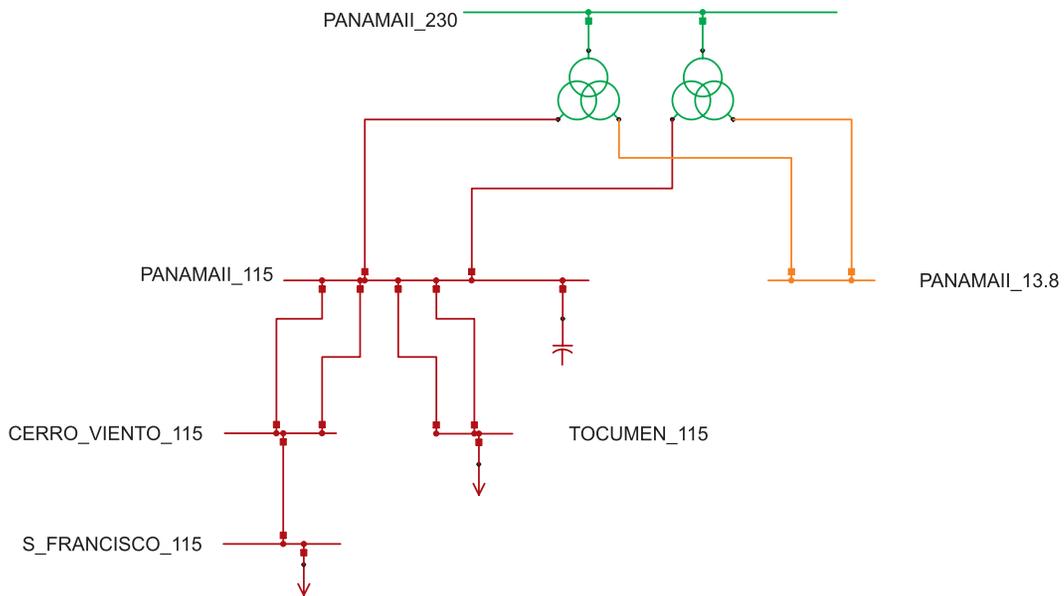
Anexo G. Diagramas Unifilares de Panamá





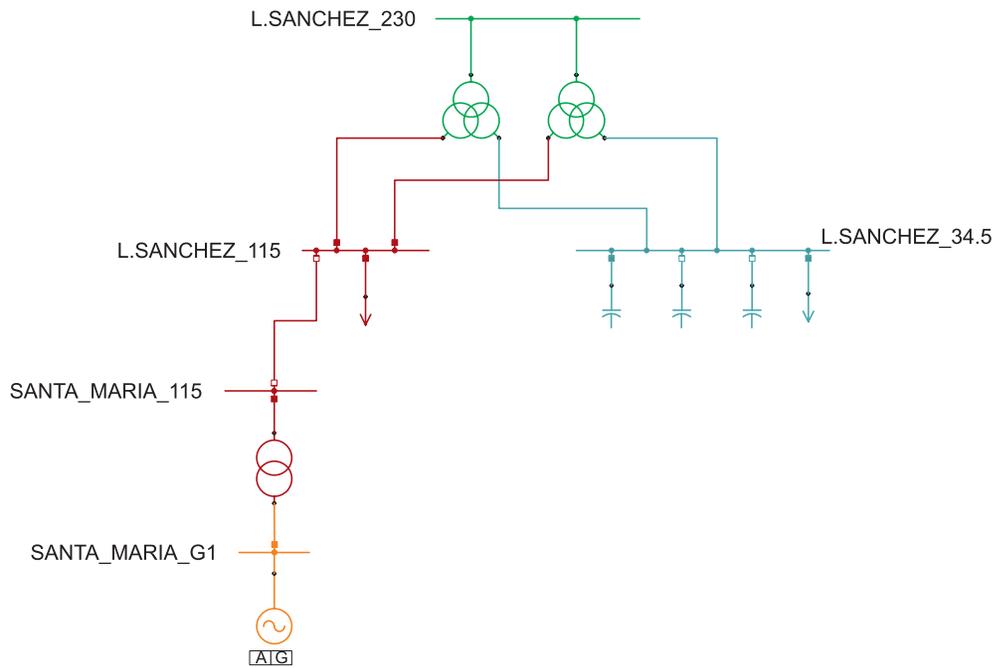
ÁREA PROGRESO

■ 220 kV ■ 115 kV ■ 13.8 kV



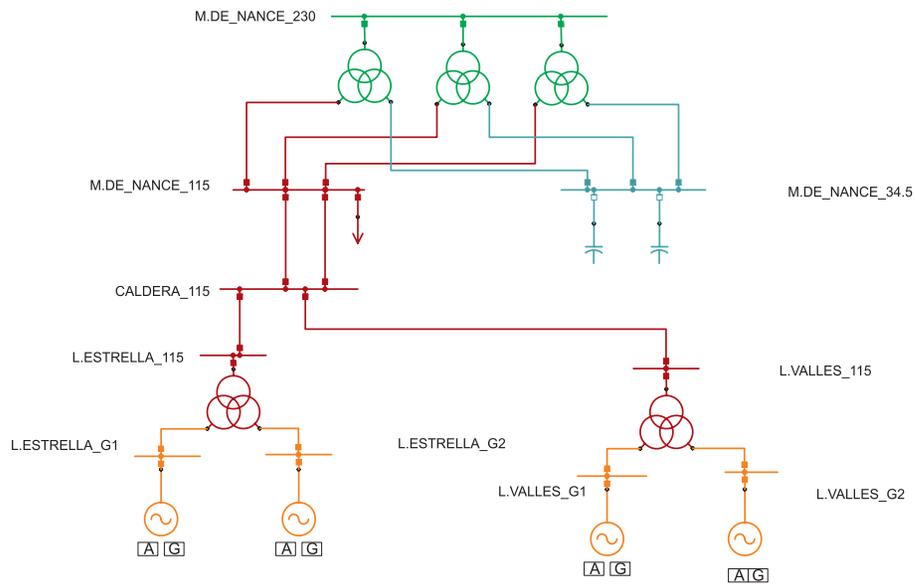
ÁREA PANAMÁ

■ 220 kV ■ 115 kV ■ 13.8 kV



ÁREA LLANO SANCHEZ

■ 220 kV ■ 115 kV ■ 13.8 kV



ÁREA MATA DE NANCE

■ 220 kV ■ 115 kV ■ 13.8 kV

Anexo H. Descripción de Eventos y Disponibilidad de Subsistemas Eléctricos del STN Periodo Diciembre 2003 – Diciembre 2004

NOMBRESUBSISTEMA	LONGITUD	N° TOTAL DE		N° DE EVENTOS POR CAUSA			EVENTOS > 10 MIN		EVENTOS < 10 MIN	
		EVENTOS	Desc Forzada	Terceros	Otra	DURACIÓN	NUM	DURACIÓN	NUM	
LINEAS DE 500 kV										
CERROMATOSO - SAN CARLOS 1 500 kV	209.6	4	4	0	0	2,759.0	1	7.0	3	
CERROMATOSO - SAN CARLOS 2 500 kV	229	1	1	0	0	0.0	0	7.0	1	
CHINU ISA - CERROMATOSO 2 500 kV	132	17	17	0	0	0.0	0	6.0	17	
SABANALARGA - CHINU 2 500 kV	185	9	9	0	0	0.0	0	6.6	9	
SABANALARGA - CHINU ISA 1 500 kV	183	4	4	0	0	0.0	0	6.7	4	
SAN CARLOS - VIRGINIA 1 500 kV	211.5	3	3	0	0	0.0	0	7.3	3	
SAN MARCOS - VIRGINIA 1 500 kV	165.6	1	1	0	0	10.0	1	0.0	0	
LINEAS DE 230 kV										
ALTO ANCHICAYA - YUMBO 1 230 kV	54.2	1	1	0	0	321.0	1	0.0	0	
ANCON SUR - ANCON SUR ISA 1 220 kV	0.38	2	2	0	0	0.0	0	4.5	2	
ANCON SUR - ANCON SUR ISA 2 220 kV	0.38	1	1	0	0	0.0	0	6.0	1	
ANCON SUR ISA - ESMERALDA 1 230 kV	130	4	4	0	0	606.0	1	6.3	3	
ANCON SUR ISA - ESMERALDA 2 230 kV	130	2	2	0	0	0.0	0	5.5	2	
ANCON SUR ISA - SAN CARLOS 1 230 kV	107	2	2	0	0	0.0	0	6.5	2	
ANCON SUR ISA - SAN CARLOS 2 230 kV	107.2	3	3	0	0	0.0	0	5.0	3	
BALSILLAS - LA MESA 1 230 kV	26.8	2	2	0	0	0.0	0	3.5	2	
BALSILLAS - NOROESTE 1 230 kV	14	1	1	0	0	0.0	0	6.0	1	
BANADIA - CANO LIMON 1 230 kV	86.4	7	7	0	0	353.0	2	6.0	5	
BANADIA - SAMORE 1 230 kV	50	6	6	0	0	0.0	0	3.3	6	
BARBOSA - PORCE II 230 kV	52	3	3	0	0	0.0	0	2.7	3	
BARBOSA - EL SALTO EPM 220 kV	44.3	9	9	0	0	457.5	2	3.9	7	
BARBOSA - GUADALUPE IV 1 220 kV	51.4	4	4	0	0	0.0	0	3.0	4	
BARBOSA - GUATAPE 1 220 kV	35.5	1	1	0	0	0.0	0	5.0	1	
BARBOSA - LA TASAJERA 1 220 kV	14.6	7	7	0	0	116.2	4	1.7	3	
BARBOSA - MIRAFLORES 1 220 kV	54	3	2	0	1	459.0	1	2.5	2	
BARRANCA - BUCARAMANGA 1 230 kV	99.4	6	6	0	0	0.0	0	3.7	6	
BELLO - EL SALTO EPM 220 kV	71.7	2	2	0	0	0.0	0	2.0	2	
BETANIA - IBAGUE (MIROLINDO) 1 230 kV	206	3	3	0	0	920.0	1	5.0	2	
BETANIA - SAN BERNARDINO 1 230 kV	144	2	2	0	0	0.0	0	8.5	2	
BETANIA - SAN BERNARDINO 2 230 kV	144	7	7	0	0	184.5	2	6.8	5	
CARTAGENA - SABANALARGA 1 220 kV	82	1	0	0	1	6,002.0	1	0.0	0	
CERROMATOSO - URRÁ 1 230 kV	84.5	1	1	0	0	0.0	0	6.0	1	
CERROMATOSO - URRÁ 2 230 kV	84.6	1	1	0	0	0.0	0	4.0	1	
CIRCO - GUAUVIO 1 230 kV	109.5	11	11	0	0	0.0	0	4.1	11	
CIRCO - GUAUVIO 2 230 kV	109.8	3	3	0	0	0.0	0	7.0	3	
CIRCO - PARAISO 1 230 kV	50.1	5	5	0	0	10.5	2	6.3	3	
CIRCO - TUNAL 1 230 kV	29.8	2	2	0	0	11.0	1	4.0	1	
COMUNEROS - GUATIGUARA 1 230 kV	76.1	3	3	0	0	0.0	0	7.7	3	
CUCUTA (BELEN) - SAN MATEO CENS 1 230 kV	8.5	3	1	1	1	241.3	3	0.0	0	
CUESTECITAS - CUATRICENTENARIO 1 230 kV	128	1	1	0	0	0.0	0	4.0	1	
EL COPEY - VALLEDUPAR 1 220 kV	80	10	9	0	1	0.0	0	5.2	10	
ENVIGADO - GUATAPE 1 220 kV	63.2	4	4	0	0	13.0	1	5.0	3	
ENVIGADO - ORIENTE 1 220 kV	26.7	1	1	0	0	0.0	0	6.0	1	
ESMERALDA - YUMBO 2 230 kV	188.1	2	2	0	0	10.0	1	8.0	1	
FUNDACION - EL COPEY 1 220 kV	60	3	2	0	1	0.0	0	5.7	3	
FUNDACION - SANTA MARTA 1 220 kV	86	6	6	0	0	0.0	0	3.0	6	
FUNDACION - SANTA MARTA 2 220 kV	86	7	7	0	0	0.0	0	5.0	7	
GUADALUPE IV - EL SALTO EPM 220 kV	8.8	3	3	0	0	0.0	0	2.7	3	
GUADALUPE IV - OCCIDENTE 1 220 kV	81.3	3	2	0	1	0.0	0	3.0	4	
GUADALUPE IV - PORCE II 1 220 kV	2.04	3	3	0	0	856.0	2	6.0	1	
GUAJIRA - SANTA MARTA 1 220 kV	92	2	2	0	0	0.0	0	7.0	2	
GUAJIRA - SANTA MARTA 2 220 kV	92	2	2	0	0	0.0	0	7.0	2	
GUATAPE - JAGUAS 1 230 kV	18.8	4	4	0	0	3,641.0	1	3.0	3	
GUATAPE - JAGUAS 2 230 kV	14.5	1	1	0	0	0.0	0	4.0	1	
GUATAPE - LA SIERRA 1 220 kV	67	2	2	0	0	0.0	0	2.0	2	
GUATAPE - MIRAFLORES 1 220 kV	51.3	2	1	0	1	459.0	1	7.0	1	
GUATAPE - ORIENTE 1 220 kV	37.4	2	2	0	0	0.0	0	4.5	2	
GUATAPE - PLAYAS 1 220 kV	21.2	5	5	0	0	16.0	2	4.7	3	
GUATAPE - SAN CARLOS 1 220 kV	37	3	3	0	0	897.0	1	3.0	2	
GUATIGUARA - BUCARAMANGA 1 230 kV	37.5	1	1	0	0	65.0	1	0.0	0	
GUATIGUARA - PRIMAVERA 1 230 kV	161.7	1	1	0	0	0.0	0	9.0	1	
GUAUVIO - CHIVOR 1 230 kV	22	6	6	0	0	10.0	1	6.6	5	
GUAUVIO - CHIVOR 2 230 kV	22	6	6	0	0	10.0	1	5.0	5	
GUAUVIO - LA REFORMA 1 230 kV	80.7	11	11	0	0	0.0	0	4.2	11	
GUAUVIO - TORCA 2 230 kV	84	6	6	0	0	0.0	0	3.5	6	
GUAUVIO - TUNAL 1 230 kV	155.1	8	8	0	0	0.0	0	4.9	8	
IBAGUE (MIROLINDO) - LA MESA 2 230 kV	86.4	1	1	0	0	0.0	0	8.0	1	

NOMBRESUBSISTEMA	LONGITUD	N° TOTAL DE				EVENTOS > 10 MIN		EVENTOS < 10 MIN	
		EVENTOS	Desc Forzada	Terceros	Otra	DURACIÓN	NUM	DURACIÓN	NUM
LINEAS DE 230 kV									
JAGUAS - MALENA 1 230 kV	70.1	4	4	0	0	0.0	0	5.8	4
JAMONDINO - SAN BERNARDINO 1 230 kV	193	4	4	0	0	167.0	1	5.7	3
JAMONDINO - SAN BERNARDINO 2 230 kV	193	1	1	0	0	0.0	0	8.0	1
JUANCHITO - PAEZ 1 230 kV	29	2	2	0	0	0.0	0	4.5	2
JUANCHITO - SALVAJINA 1 230 kV	63.1	4	4	0	0	32.0	2	4.0	2
JUANCHITO - SAN MARCOS 1 230 kV	27	1	1	0	0	24.0	1	0.0	0
LA ENEA - ESMERALDA 1 230 kV	25	1	1	0	0	0.0	0	6.0	1
LA GUACA - LA MESA 1 230 kV	5	3	3	0	0	131.0	1	3.0	2
LA GUACA - PARAISO 1 230 kV	7.5	1	1	0	0	10.0	1	0.0	0
LA GUACA - PARAISO 2 230 kV	7.5	2	2	0	0	10.0	1	10.0	1
LA MIEL - PURNIO 1 230 kV	25.75	1	1	0	0	10.0	1	0.0	0
LA SIERRA - PRIMAVERA 1 230 kV	49.3	2	2	0	0	0.0	0	5.5	2
LA SIERRA - PURNIO 1 230 kV	102	1	1	0	0	10.0	1	0.0	0
LA TASAJERA - BELLO 1 220 kV	15.8	6	6	0	0	115.5	2	1.5	4
LA VIRGINIA - CARTAGO 1 230 kV	18.4	1	1	0	0	0.0	0	1.0	1
LOS PALOS - GUATIGUARA 1 230 kV	14	2	2	0	0	0.0	0	6.5	2
LOS PALOS - TOLEDO 1 230 kV	77	2	2	0	0	474.5	2	0.0	0
MALENA - PRIMAVERA 1 230 kV	7	2	2	0	0	0.0	0	6.0	2
MIEL - SAN FELIPE 2 220 kV	56.7	4	4	0	0	0.0	0	5.7	4
NOROESTE - LA MESA 1 230 kV	39.7	1	1	0	0	56.0	1	0.0	0
NOROESTE - TORCA 1 230 kV	19.6	2	2	0	0	0.0	0	8.0	2
NOROESTE - TORCA 2 230 kV	19.8	1	1	0	0	0.0	0	7.0	1
NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 1 220 kV	46	4	4	0	0	10.0	1	2.7	3
NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 2 220 kV	46	5	4	0	1	0.0	0	2.8	5
NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 3 220 kV	46	2	2	0	0	0.0	0	1.5	2
NUEVA BARRANQUILLA - TEBSA 1 220 kV	23.5	1	1	0	0	0.0	0	7.0	1
OCANA - LOS PALOS 1 230 kV	160.7	4	4	0	0	0.0	0	5.8	4
OCCIDENTE - LA TASAJERA 1 220 kV	23	6	6	0	0	119.5	4	1.5	2
ORIENTE - PLAYAS 1 220 kV	54.8	4	4	0	0	35.0	1	6.0	3
PANCE - SALVAJINA 1 230 kV	49.2	3	3	0	0	32.0	2	7.0	1
PANCE - YUMBO 1 230 kV	26.7	5	5	0	0	114.7	3	4.0	2
PARAISO - SAN MATEO EEB 1 230 kV	33.9	3	3	0	0	10.0	1	8.5	2
PLAYAS - PRIMAVERA 1 230 kV	104	6	6	0	0	31.0	2	2.5	4
PURNIO - NOROESTE 1 230 kV	101.9	1	1	0	0	89.0	1	0.0	0
SABANALARGA - TERNERA 2 220 kV	80	2	1	0	1	0.0	0	4.5	2
SABANALARGA - FUNDACION 1 220 kV	92.6	3	1	0	2	280.0	1	2.0	2
SABANALARGA - FUNDACION 2 220 kV	92.6	2	2	0	0	0.0	0	5.0	2
SAN BERNARDINO - PAEZ 1 230 kV	121	1	1	0	0	0.0	0	6.0	1
SAN CARLOS - PURNIO 1 230 kV	91.3	1	1	0	0	10.0	1	0.0	0
SAN CARLOS - PURNIO 2 220 kV	91.3	1	1	0	0	0.0	0	2.0	1
SAN MATEO CENS - OCANA 1 230 kV	120.3	1	0	0	1	10.0	1	0.0	0
SAN MATEO CENS - TASAJERO 1 230 kV	18.8	1	0	0	1	10.0	1	0.0	0
SOCHAGOTA - GUATIGUARA 1 230 kV	160	3	3	0	0	470.7	3	0.0	0
SOCHAGOTA - PAIPA 1 230 kV	15	2	2	0	0	761.0	2	0.0	0
SOCHAGOTA - PAIPA 2 230 kV	15	2	2	0	0	41.0	2	0.0	0
TASAJERO - LOS PALOS 1 230 kV	108	2	2	0	0	0.0	0	3.5	2
TEBSA - SABANALARGA 1 220 kV	38.2	3	2	0	1	1,238.0	2	2.0	1
TERMOCANDELARIA - CARTAGENA 1 220 kV	3.2	1	1	0	0	0.0	0	2.0	1
TERMOCANDELARIA - CARTAGENA 2 220 kV	3.2	1	0	0	1	0.0	0	7.0	1
TERMOCANDELARIA - TERNERA 1 220 kV	3.2	1	1	0	0	0.0	0	1.0	1
TERMOCANDELARIA - TERNERA 2 220 kV	3.2	1	1	0	0	106.0	1	0.0	0
TUNAL - LA REFORMA 1 230 kV	75	13	12	0	1	25.3	3	4.8	10
URABA - URRÁ 1 230 kV	51	2	2	0	0	957.0	1	8.0	1
VALLEDUPAR - CUESTECITAS 1 220 kV	110	5	5	0	0	0.0	0	2.2	5
YUMBO - SAN BERNARDINO 1 230 kV	123	1	1	0	0	0.0	0	5.0	1

ELEMENTO	N° TOTAL DE EVENTOS	N° EVENTOS POR CAUSA			EVENTOS > 10 MIN		EVENTOS < 10 MIN	
		Desc Forzada	Terceros	Otra	NUM	DURACION (H)	NUM	DURACION (H)
TRAFOS DE 500 kV								
CHINU ISA 1 150 MVA 500/110/34.5 KV	1	1	0	0	1	17.17	0	0.00
CHINU ISA 2 150 MVA 500/110/34.5 KV	6	6	0	0	0	0.00	6	0.07
CERROMATOSO 2 150 MVA 500/110/34.5 KV	4	4	0	0	1	0.30	3	0.10
SABANALARGA 1 450 MVA 500/220/34.5 KV	1	0	0	1	1	11.28	0	0.00
SABANALARGA 2 450 MVA 500/220/34.5 KV	1	1	0	0	1	0.35	0	0.00
SABANALARGA 3 450 MVA 500/220/34.5 KV	1	1	0	0	0	0.00	1	0.02
SAN CARLOS 2 450 MVA 500/230/34.5 KV	1	1	0	0	1	43.08	0	0.00
TRAFOS DE 230 kV								
BALSILLAS 40 MVA 230/34.5 KV	2	2	0	0	1	0.80	1	0.07
BANADIA 1 50 MVA 230/115/34.5 KV	5	0	5	0	0	0.00	5	0.06
BETANIA 1 150 MVA 230/115/13.8 KV	2	2	0	0	2	26.67	0	0.00
CARTAGO 5 168 MVA 230/115/13.2 KV	2	2	0	0	0	0.00	2	0.02
CIRCO 1 168 MVA 230/115/13.2 KV	1	1	0	0	1	0.88	0	0.00
CIRCO 2 168 MVA 230/115/13.2 KV	1	1	0	0	1	0.88	0	0.00
CIRCO 3 168 MVA 230/115/13.2 KV	1	1	0	0	1	0.88	0	0.00
CANO LIMON 1 50 MVA 230/34.5/13.8 KV	2	2	0	0	1	0.17	1	0.15
EL COPEY 1 41 MVA 220/110/34.5 KV	4	3	0	1	0	0.00	4	0.07
CARTAGENA 4 100 MVA 220/66 KV	1	1	0	0	0	0.00	1	0.12
ENVIGADO AUTF1 180 MVA 220/110/44 KV	4	4	0	0	2	2.15	2	0.12
ENVIGADO AUTF2 180 MVA 220/110/44 KV	1	1	0	0	1	0.28	0	0.00
ESMERALDA 1 90 MVA 230/115/13.8 kV	3	2	1	0	1	0.17	2	0.13
ESMERALDA 2 90 MVA 230/115/13.8 kV	3	2	1	0	1	0.17	2	0.12
FUNDACION 1 55 MVA 220/110/13.8 KV	1	1	0	0	0	0.00	1	0.08
GUAVIO 6 40 MVA 230/115 KV	2	2	0	0	0	0.00	2	0.11
LA HERMOSA 1 150 MVA 230/115/13.2 KV	3	3	0	0	3	14.95	0	0.00
JAMONDINO 1 150 MVA 230/115/13.8 KV	2	1	0	1	0	0.00	2	0.14
JUANCHITO 1 90 MVA 230/115/13.2 KV	3	3	0	0	0	0.00	3	0.02
JUANCHITO 2 90 MVA 230/115/13.2 KV	3	3	0	0	2	2.08	1	0.03
JUANCHITO 3 90 MVA 230/115/13.2 KV	1	1	0	0	0	0.00	1	0.03
LA TASAJERA G1 104.5 MVA 220/13.2 KV	1	1	0	0	1	3.10	0	0.00
LA TASAJERA G2 104.5 MVA 220/13.2 KV	1	1	0	0	1	2.95	0	0.00
LA TASAJERA G3 104.5 MVA 220/13.2 KV	1	1	0	0	1	3.15	0	0.00
SAN MATEO (N.SANT) 1 150 MVA 230/115/13.8 KV	2	1	1	0	1	0.02	1	0.15
PAIPA 1 90 MVA 230/115/13.8 kV	6	6	0	0	2	0.68	4	0.05
PAIPA 2 90 MVA 230/115/13.8 kV	2	2	0	0	2	0.68	0	0.00
PANCE 2 90 MVA 230/115/13.2 KV	1	1	0	0	1	0.35	0	0.00
PLAYAS 4 90 MVA 220/110/44 KV	3	3	0	0	2	0.30	1	0.15
SABANALARGA 2 60 MVA 220/34.5 KV	1	0	0	1	0	0.00	1	0.13
SABANALARGA 1 90 MVA 220/110/13.8 KV	2	2	0	0	1	1.73	1	0.12
SAN BERNARDINO 1 150 MVA 230/115/13.8 KV	2	2	0	0	2	4.88	0	0.00
SALTO IV AUTF1 180 MVA 220/110/44 KV	1	1	0	0	1	0.48	0	0.00
SALTO IV AUTF2 180 MVA 220/110/44 KV	1	1	0	0	1	0.43	0	0.00
SANTA MARTA 1 100 MVA 220/110/34.5 KV	1	1	0	0	0	0.00	1	0.08
SALVAJINA 1 10MVA 230/34.5/13.8 KV	1	1	0	0	0	0.00	1	0.12
TEBSA 2 100 MVA 220/110 (Respaldo)	1	1	0	0	1	66.40	0	0.00
TEBSA 3 180 MVA 220/110/46 KV	1	0	1	0	1	2.10	0	0.00
TERNERA 1 60 MVA 220/110/6.3 KV	3	2	0	1	0	0.00	3	0.03
GUAJIRA G2 200 MVA 220/13.8 KV	1	1	0	0	1	3.60	0	0.00
GUAJIRA 3 40 MVA 220/34.5/6.9 KV	1	0	0	1	1	0.48	0	0.00
GUAJIRA 4 40 MVA 220/34.5/6.9 KV	3	3	0	0	1	17.20	2	0.06
URABA 1 150 MVA 220/110/44 KV	4	4	0	0	2	0.36	2	0.13
VALLEDUPAR 3 60 MVA 220/34.5/13.8 KV	1	0	0	1	0	0.00	1	0.13
YUMBO 4 90 MVA 230/115/13.8 kV	4	3	0	1	3	4.68	1	0.10
YUMBO 1 90 MVA 230/115/13.2 KV	3	1	2	0	0	0.00	3	0.10
YUMBO 2 90 MVA 230/115/13.2 KV	4	4	0	0	2	4.90	2	0.02
YUMBO 3 90 MVA 230/115/13.2 KV	2	2	0	0	0	0.00	2	0.05

SIGLAS

ACPM	Aceite Combustible Para Motor	ESSA	Electrificadora de Santander S.A.
ANDI	Asociación Nacional de Industriales	FAER	Fondo de Apoyo Financiero a la Electrificación Rural
AOM	Administración Operación y Mantenimiento	FAZNI	Fondo de Apoyo a Zonas No Interconectadas
CAN	Comunidad Andina de Naciones	FNCE	Fuentes No Convencionales de Energía
CAPT	Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión	FOB	Free On Board (libre a bordo)
CEDELCA	Centrales Eléctricas del Cauca	GLP	Gas Licuado de Petróleo
CEDENAR	Centrales Eléctricas de Nariño	GNC	Gas Natural Comprimido
CENS	Centrales Eléctricas de Norte de Santander	ICONTEC	Instituto Colombiano de Normas Técnicas
CERE	Costo Equivalente Real en Energía	IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
CHEC	Central Hidroeléctrica de Caldas	IGAC	Instituto Geográfico Agustín Codazzi
CND	Centro Nacional de Despacho	IPC	Índice de Precios al Consumidor
CPPGN	Comisión de Precios de Petróleo y Gas Natural	ISA	Interconexión Eléctrica S.A.
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas	MMA	Ministerio de Medio Ambiente
DAA	Diagnóstico Ambiental de Alternativas	MME	Ministerio de Minas y Energía
DNP	Departamento Nacional de Planeación	OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
EADE	Empresa Antioqueña de Energía	OR	Operador de Red
EBSA	Empresa de Energía de Boyacá S.A.	OXY	Occidental de Colombia
ECOPETROL	Empresa Colombiana de Petróleos	PEN	Plan Energético Nacional
EDQ	Empresa de Energía del Quindío	PIB	Producto Interno Bruto
EEB	Empresa de Energía de Bogotá	SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central
EEC	Empresa de Energía de Cundinamarca	SIN	Sistema Interconectado Nacional
EEP	Empresa de Energía de Pereira	STN	Sistema Interconectado Nacional
EEPPM	Empresas Públicas de Medellín	SUI	Sistema Único de Información
ELECTRICARIBE	Electrificadora del Caribe	TIE	Transacción Internacional de Electricidad
ELECTROCOSTA	Electrificadora de la Costa Atlántica	TRM	Tasa Representativa del Mercado
EMCALI	Empresas Municipales de Cali	UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
EMSA	Electrificadora del Meta S.A.	WTI	West Texas Intermediate
ENELAR	Empresa de Energía del Arauca		
ENERTOLIMA	Electrificadora del Tolima		
EPSA	Empresa de Energía del Pacífico S.A.		

UNIDADES DE MEDIDA

PC	Pie Cúbico
MPC	Millones de Pies Cúbicos
MPCD	Millones de Pies Cúbicos Día
GPC	Giga Pies Cúbicos
km	Kilómetros
kB	Miles de Barriles
kBEP	Miles de Barriles Equivalentes de Petróleo
kg	Kilogramos
kV	Kilovoltios
kW	Kilovatios
MW	Megawatios
GWh	Gigawatios hora
kWh	Kilovatios hora
TWh	Terawatios hora
MVA	Megavoltiamperios
MVAr	Megavoltiamperios reactivos
MBTU	Millones de BTU
B/d	Barriles por día
B/a	Barriles por año
US\$	Dólares de Estados Unidos
\$/kWh	Pesos por Kilowatio hora
MUS\$	Millones de dólares de Estados Unidos

MÚLTIPLOS Y SUBMÚLTIPLOS

Prefijo	Símbolo	Factor
mili	m	0,001
centi	c	0,01
deci	d	0,1
kilo	k	1.000
mega	M	1.000.000
Giga	G	1.000.000.000
Tera	T	1.000.000.000.000



Libertad y Orden

REPÚBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

UPME

Carrera 50 No. 26 - 00
PBX: (57) 1 222 0601 • Fax: 221 9537
Correo electrónico: info@upme.gov.co
www.upme.gov.co • Bogotá, D.C. - Colombia.