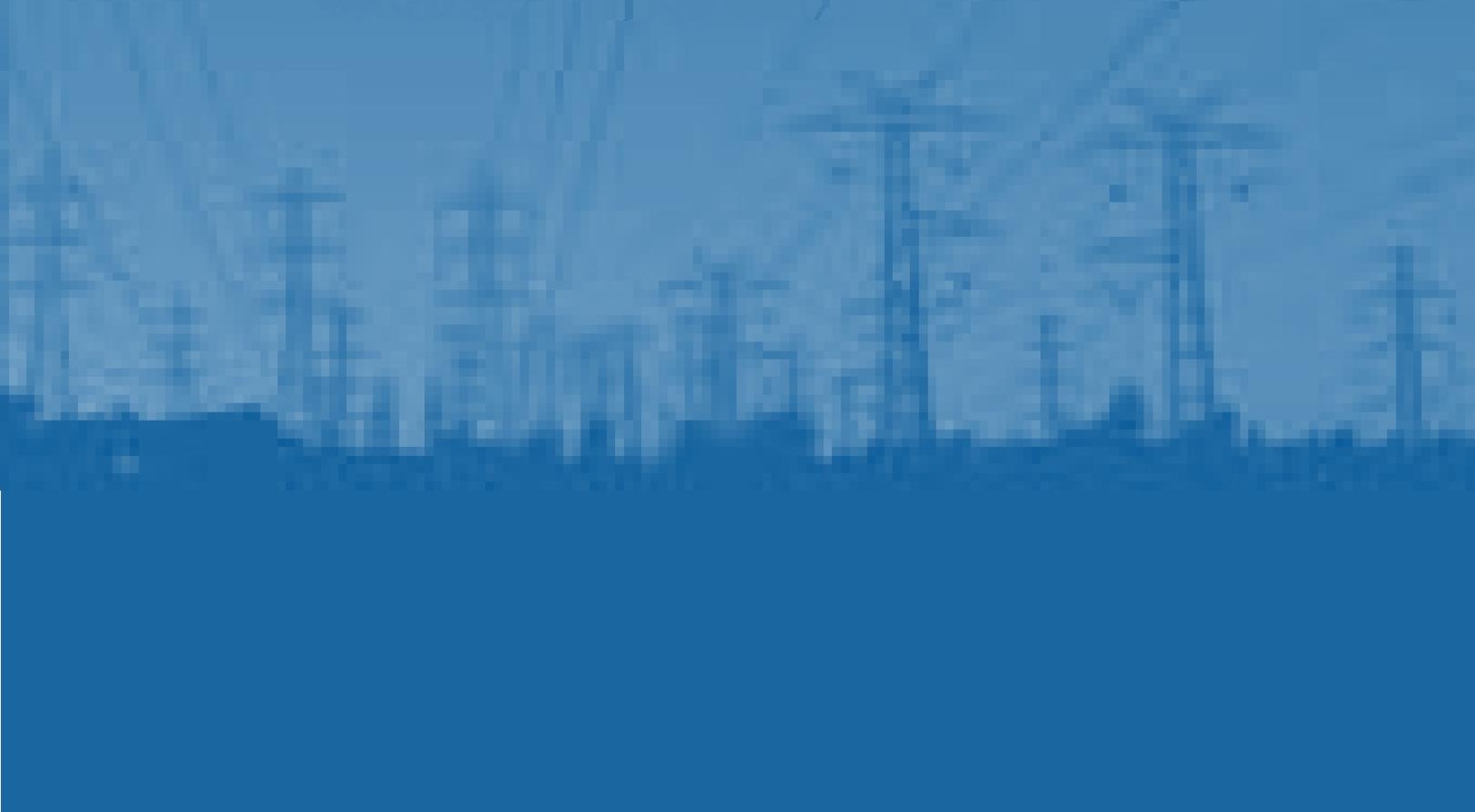
A photograph of several waterfalls cascading down a rocky ledge, set against a dark background. The water is white and frothy as it falls.

Plan de Expansión de Referencia

Generación-Transmisión 2009-2023

A photograph of several high-voltage power transmission towers and lines stretching across a landscape, set against a blue sky. The towers are silhouetted against the sky.



Libertad y Orden

Ministerio de Minas y Energía

**Unidad de Planeación Minero Energética -
UPME**

Hernán Martínez Torres
Ministro de Minas y Energía

Alirio Delmar Fonseca Mejía
Director General UPME

Jairo Pedraza Castañeda
Subdirector de Planeación Energética (E)

Elaboró

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

Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
Codensa S.A. E.S.P.
Empresas Municipales de Cali S.A. E.S.P.
Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P.
Cerro Matoso S.A.
Diacó S.A.
Empresa de Energía de Boyacá 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.
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.
Ministerio de Minas y Energía
XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

ISBN:978-958-8363-06-6

Equipo de trabajo UPME

Jairo Ovidio Pedraza Castañeda
Javier Andrés Martínez Gil
Marco Antonio Caro Camargo
Raul Gil Naranjo
Carmen Andrea Rojas Castellanos
José Vicente Dulce Cabrera
Dora Liliam Castaño Ramírez
Jaime Fernando Andrade Mahecha
Beatriz Herrera Jaime
Juan Felipe Cárdenas
Sandra Johana Leyva Rolón
Verónica Ortiz Cerón
Luz Ángela Enríquez López

Fotografías:

www.flickr.com, www.sxc.hu

Diseño y Diagramación

Héctor Suárez Castro

Impresión y Acabados

Formas e Impresos S.A

UPME

Carrera 50 No 26-20
www.upme.gov.co
Tel. (571) 2220601- Fax (571) 2219537
Bogotá, Colombia
Abril de 2009

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	7
1 SITUACIÓN ECONÓMICA	9
1.1 CRECIMIENTO DE LA ECONOMÍA	11
1.2 PRECIOS	13
1.3 TASA DE CAMBIO	14
1.4 EMPLEO	14
1.5 SECTOR EXTERNO	15
2 SITUACIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD	17
2.1 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	19
2.1.1 Evolución histórica de la demanda de electricidad	19
2.1.2 Interconexiones internacionales	21
2.1.2.1 Colombia – Ecuador	21
2.1.2.2 Colombia – Venezuela	22
2.2 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN	22
3 PROYECCIONES NACIONALES	25
3.1 METODOLOGÍA	27
3.2 SUPUESTOS DE LA PRESENTE REVISIÓN	28
3.2.1 PIB	28
3.2.2 Pérdidas de energía eléctrica del STN	29
3.2.3 Pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución	29
3.2.4 Cargas especiales	29
3.3 ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	30
3.4 ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE POTENCIA	32
4 PLAN DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN	33
4.1 RECURSOS ENERGÉTICOS	36
Carbón mineral	36
Gas natural	38
4.2 CARGO POR CONFIABILIDAD	42
4.3 PROYECTOS DE GENERACIÓN EN COLOMBIA	43
Registro de Proyectos de Generación	43
Proyectos de Generación en desarrollo	44

4.4	DEMANDA Y OFERTA DE ENERGÍA EN CENTRO AMÉRICA Y ECUADOR	45
	Demanda de energía en Centro América	46
	Demanda de energía en Ecuador	46
	Ofertas y proyectos de generación en Ecuador	47
	Proyectos de generación en Centro América y Perú	48
4.5	COMPORTAMIENTO DE LA GENERACIÓN EN COLOMBIA CONSIDERANDO SOLO PROYECTOS DEL CARGO POR CONFIABILIDAD	51
4.6	VISIÓN DE MEDIANO Y LARGO PLAZO EN LA EXPANSIÓN EN GENERACIÓN COLOMBIA	53
	Supuestos principales	55
	Alternativa y estrategia 1	55
	Alternativa y estrategia 2	60
	Alternativa y estrategia 3	62
	Alternativa y estrategia 4	64
4.7	CONSUMO DE GAS NATURAL	65
4.8	CONSUMO DE CARBÓN MINERAL	66
4.9	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	68
5	PLAN DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN	69
5.1	ELABORACIÓN	72
5.2	EXPANSIÓN DEFINIDA	73
5.3	DIAGNÓSTICO STN Y STR	74
5.4	VISIÓN DE LARGO PLAZO – REQUERIMIENTOS AÑO 2023	77
5.5	ANÁLISIS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO	80
5.5.1	Análisis área Antioquia – Chocó	80
5.5.2	Análisis área Atlántico	84
5.5.3	Análisis área Bogotá	86
5.5.4	Análisis área Bolívar	89
5.5.5	Análisis área Cauca – Nariño	90
5.5.6	Análisis área Córdoba – Sucre	92
5.5.7	Análisis STR Cerromatoso	92
5.5.7.1	Conexión central térmica Gecelca 3	93
5.5.8	Análisis área Caldas – Risaralda – Quindío	93
5.5.9	Análisis área Guajira – Cesar – Magdalena	97
5.5.9.1	Análisis conexión central Termocol	98
5.5.10	Área Nordeste	100
5.5.11	Análisis área Tolima – Huila – Caquetá	103
5.5.11.1	Conexión central Amoyá	103
5.5.11.2	Conexión central Cucuana	104
5.5.12	Análisis área Valle del Cauca	105

5.6	ANÁLISIS DEL STN	108
5.6.1	Área sur. Demanda mínima	108
5.6.2	Conexión central de generación Miel II	112
5.6.3	Conexión central de generación El Quimbo	116
5.6.4	Conexión central de generación Sogamoso	130
5.6.5	Conexión central de generación Porce IV	142
5.6.6	Conexión central de generación Pescadero Ituango	143
5.7	INTERCONEXIONES INTERNACIONALES	144
5.7.1	Conexión con Panamá	144
5.7.2	Nuevo enlace con Ecuador	145
5.7.3	Factibilidad de interconexión con países de la región	145
5.8	NIVEL DE CORTOCIRCUITO EN LAS SUBESTACIONES DEL STN	145
5.9	ANÁLISIS DE ESTABILIDAD	147
5.9.1	Estabilidad de voltaje	147
5.9.2	Estabilidad transitoria	149
5.9.3	Estabilidad de pequeña señal	155
5.10	RECOMENDACIONES	156
5.11	CRONOGRAMA DE PROYECTOS	157
5.12	INVERSIONES EN TRANSMISIÓN	160
6	ANEXOS	161
6.1	PROYECCIÓN DESAGREGADA MENSUAL DE ENERGÍA Y POTENCIA	163
6.2	DISTRIBUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTORES	169
6.3	EXPANSIÓN REPORTADA POR LOS OPERADORES DE RED	173
6.4	DIAGRAMAS UNIFILARES	178
6.5	NIVEL DE CORTO CIRCUITO EN EL STN	194
6.6	DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL	197
6.7	DIAGRAMA AUNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL EXPANSIÓN DEFINIDA Y EXPANSIÓN PROPUESTA	198

La presente versión del Plan de Expansión reviste especial importancia ya que en el transcurso del 2008 se desarrollaron las subastas asociadas al mecanismo del Cargo por Confiabilidad. De esta manera, se determinaron los proyectos que cubrirán la energía firme del país, también se establecieron proyectos que, estando fuera del periodo de planeamiento de la subasta, entrarán a cubrir parte de los requerimientos de Energía Firme. Así pues, se definió la expansión en generación que entrará a operar en el corto plazo y parte de la requerida en el mediano plazo.

El documento contiene una revisión de las diferentes variables económicas, tales como el crecimiento de la economía, el Índice de Precios al Consumidor – IPC y una revisión al sector externo, entre otros. Adicionalmente se incluye una revisión a la evolución tanto de la demanda como de los intercambios internacionales y a la capacidad instalada en el País.

Es de considerar que esta versión del Plan de Expansión fue desarrollada en el transcurso del 2008 (posterior a las subastas) y parte del 2009, y que para la planeación de la generación y la transmisión se utilizó el escenario alto de las proyecciones de demanda – revisión a julio de 2008. Dicha proyección experimentó una reducción respecto a las anteriores, lo cual responde a las condiciones económicas de ese momento.

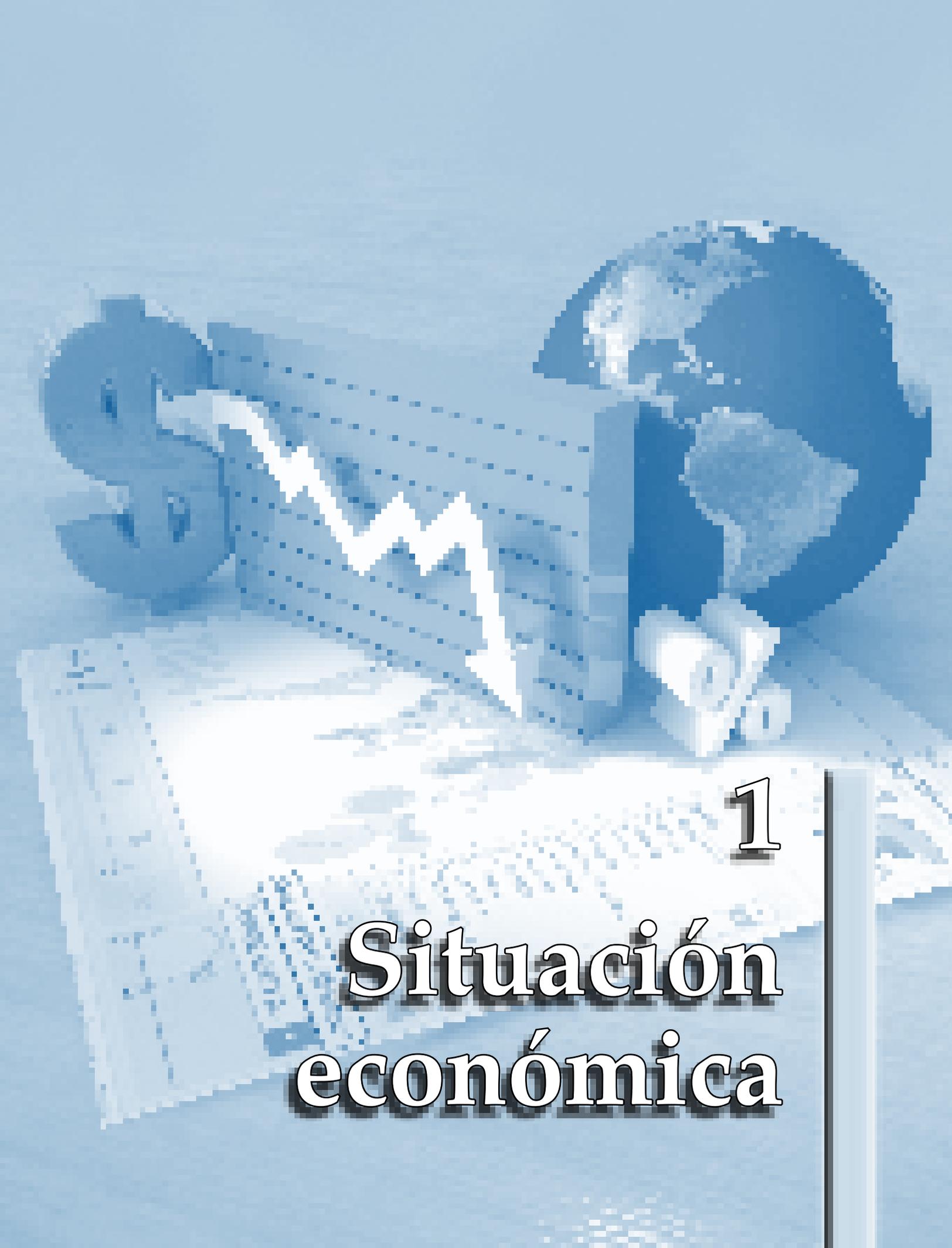
En cuanto a la generación se hizo un análisis de los recursos energéticos, carbón mineral y gas natural, señalando los proyectos asociados al mecanismo del Cargo por Confiabilidad. En el documento, se presenta el registro de proyectos de generación y se hace una descripción del avance de aquellos que se encuentran en construcción. Igualmente se incluye información de demanda y expansión en Centro América, Ecuador y Perú.

Los resultados del plan de generación indican que, para atender la demanda de Colombia, solo hasta el 2017 se requeriría expansión adicional y que al considerar exportaciones se requieren cerca de 3,800 MW adicionales a la expansión ya definida, a lo largo del horizonte de planeamiento. Sin embargo, se llama la atención sobre la necesidad de buscar coherencia entre los criterios establecidos en el Código de Planeamiento y los aplicados en el mecanismo del Cargo por Confiabilidad.

El ejercicio de planeamiento de la expansión en transmisión presentó un especial reto por la gran cantidad de proyectos de generación a incorporar al Sistema Interconectado Nacional – SIN, a lo que se sumó la necesidad de determinar soluciones para reducir restricciones y mejorar la confiabilidad de la red, al igual que las señales de expansión para los Sistemas de Transmisión Regionales – STR.

Como resultado del plan de transmisión se recomienda la ejecución de seis (6) proyectos en el STN: instalación de compensación reactiva inductiva en el Sur del País; cambio de configuración de la subestación Santa Marta; nueva subestación Armenia; conexión de Miel II, conexión de Sogamoso y conexión de El Quimbo. Se trata de una inversión cercana a los 94 millones de dólares, la cual se deberá ejecutar en los próximos 5 años. De los seis (6) proyectos, cinco (5) se materializarán a través de procesos de convocatoria.

De esta manera la UPME hace entrega del Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2008 – 2023, el cual fue elaborado con la asesoría del CAPT, la participación de diferentes agentes y el apoyo de XM. A todos ellos nuestros agradecimientos.



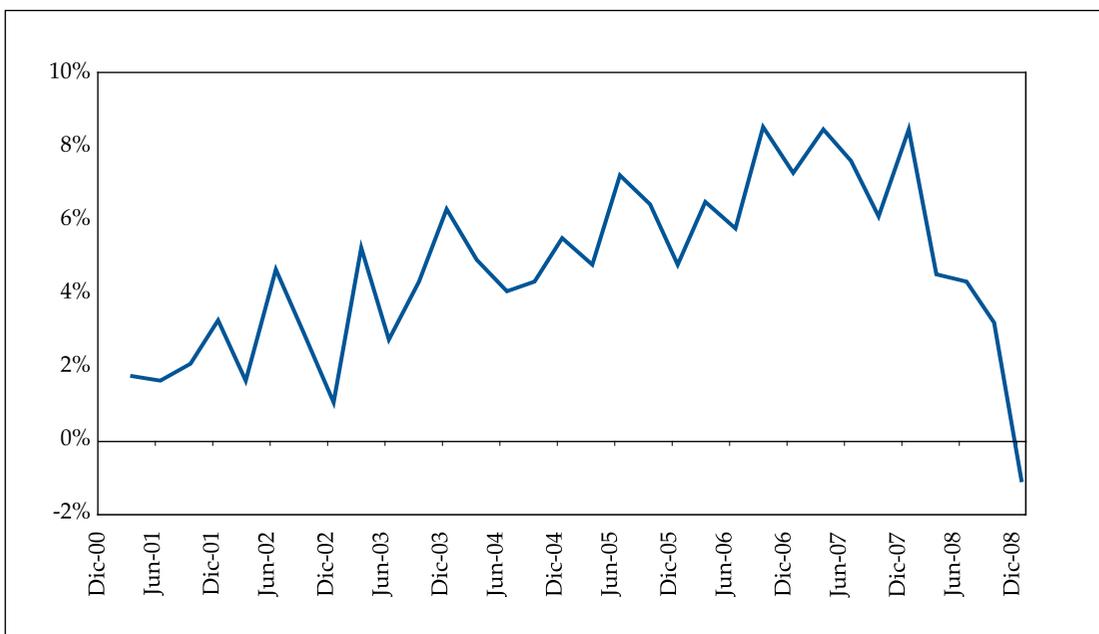
1

Situación económica

1. SITUACIÓN ECONÓMICA

1.1 CRECIMIENTO DE LA ECONOMÍA

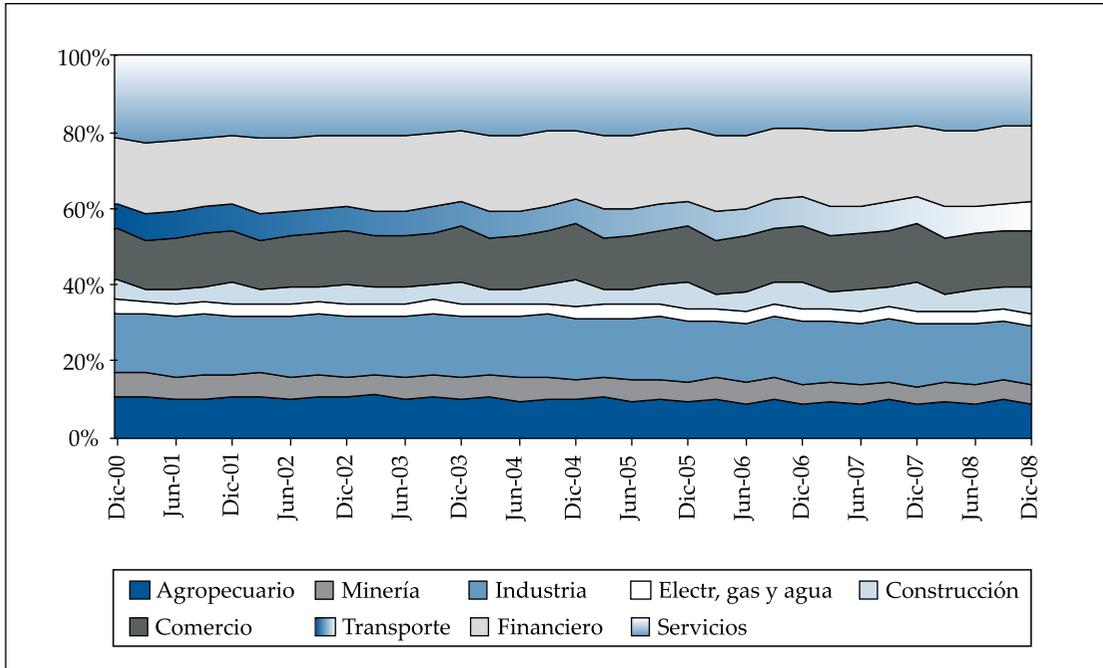
El producto interno bruto –PIB– de la economía nacional alcanzó en el año 2008 un valor de Col\$ 478.6 billones a precios corrientes. En términos reales, el incremento del PIB fue de 2.6%, alterándose significativamente la senda de crecimiento sostenida que se había observado durante esta década. Ver Gráfica 1-1.



Gráfica 1-1 Crecimiento del PIB trimestral

Fuente: DANE

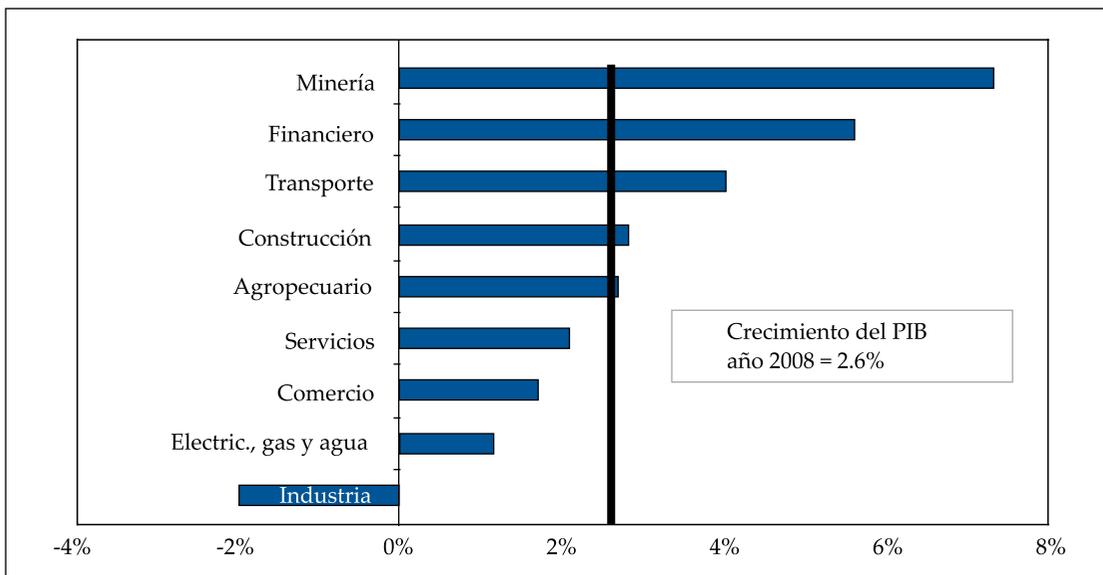
Durante los últimos años, la participación de los diferentes sectores en el PIB se ha mantenido casi constante. El sector de servicios, compuesto por actividades como los servicios personales, financieros y comercio, ha aportado aproximadamente 53.6% de la riqueza producida en el país durante este periodo. La industria manufacturera ha dado cuenta del 15.5% y sectores primarios como el agropecuario y minero contribuyen respectivamente con 9.3% y 5.2%. Los demás sectores: transporte, construcción y el rubro de electricidad, gas y agua, han participado respectivamente con cerca del 7.6%, 5.7% y 3.0%. Ver Gráfica 1-2.



Gráfica 1-2. Participación de los diferentes sectores económicos en el PIB

Fuente: DANE

En la economía colombiana, los sectores más dinámicos durante el año 2008 fueron el minero y el financiero, que lograron crecimientos de 7.3% y 5.6%, respectivamente, los cuales fueron superiores al promedio de la economía en 2.6%. Es particularmente significativo el crecimiento de -2.0% que alcanzó el sector industrial colombiano durante el año 2008. Ver Gráfica 1-3.

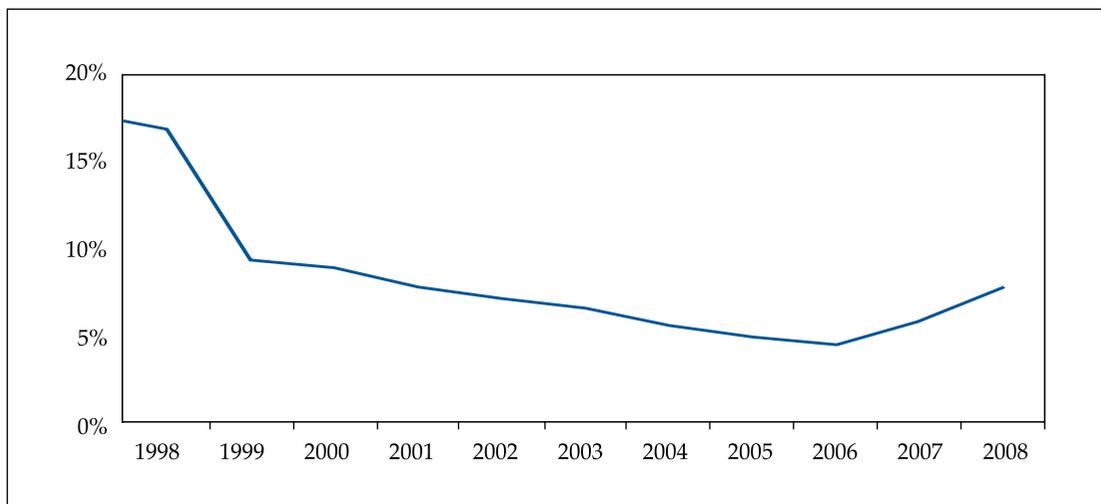


Gráfica 1-3. Crecimiento de los diferentes sectores económicos durante el año 2007

Fuente: DANE

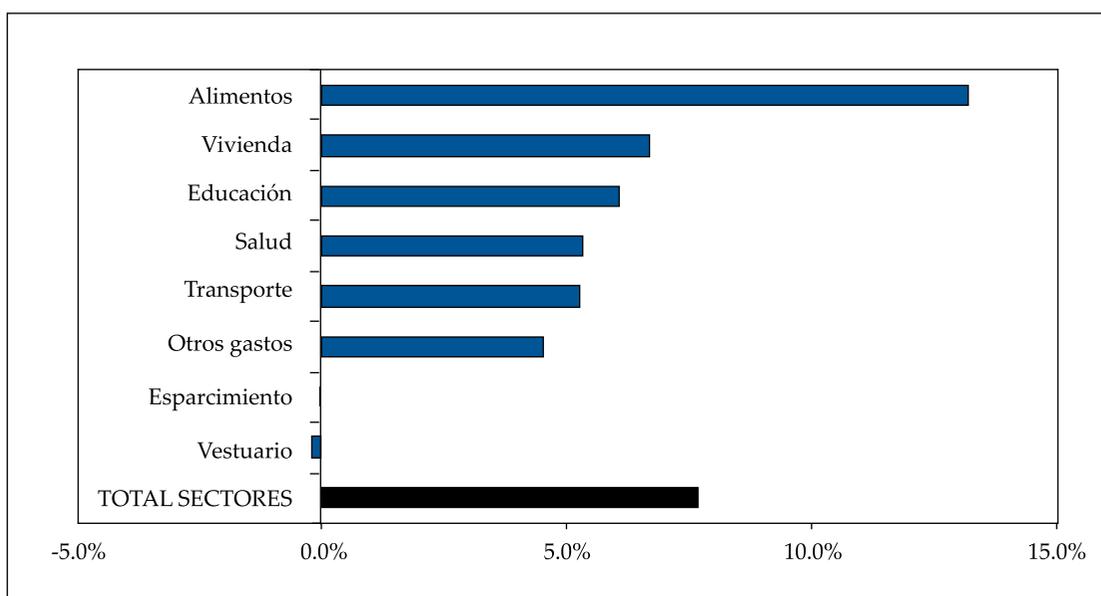
1.2 PRECIOS

Durante el año 2008, el índice de precios al consumidor –IPC- aumentó 7.7% respecto al año anterior, revirtiéndose la tendencia decreciente que se observó desde los años 90 hasta el 2006. (Ver Gráfica 1-4). El crecimiento del IPC está principalmente marcado por rubros básicos como alimentos, salud y educación, mientras otros rubros como el vestuario y el esparcimiento mantuvieron precios más estables durante el año anterior. Ver Gráfica 1-5.



Gráfica 1-4 Crecimiento del IPC durante los últimos años

Fuente: DANE

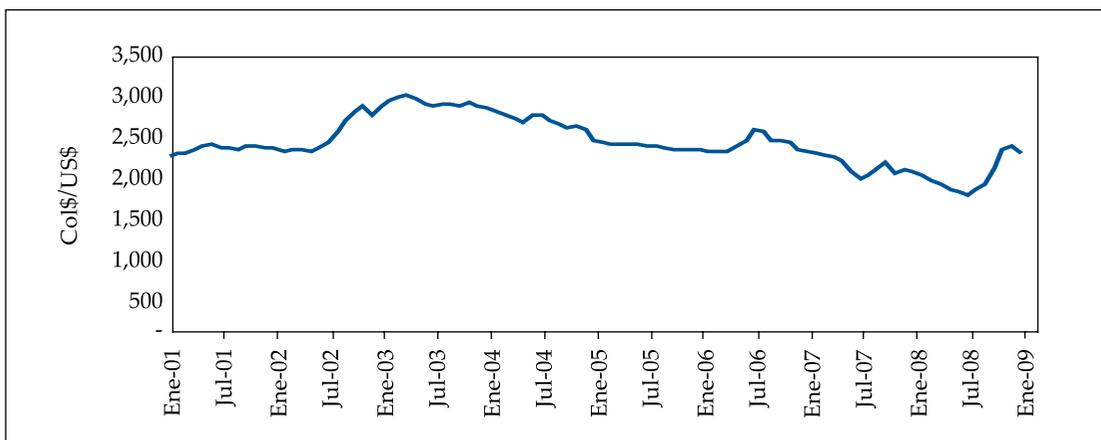


Gráfica 1-5 Crecimiento de los precios en diferentes rubros, año 2007

Fuente: DANE

1.3 TASA DE CAMBIO

Al finalizar diciembre de 2007, la tasa de cambio alcanzó un valor de Col\$ 2,014 por dólar de los Estados Unidos, valor cercano aunque menor al que tenía al comienzo de enero, el cual era de Col\$ 2,237. Durante el año 2007 y lo corrido del 2008 se confirmó la tendencia a la reevaluación observada desde inicios del año 2003. Ver Gráfica 1-6.

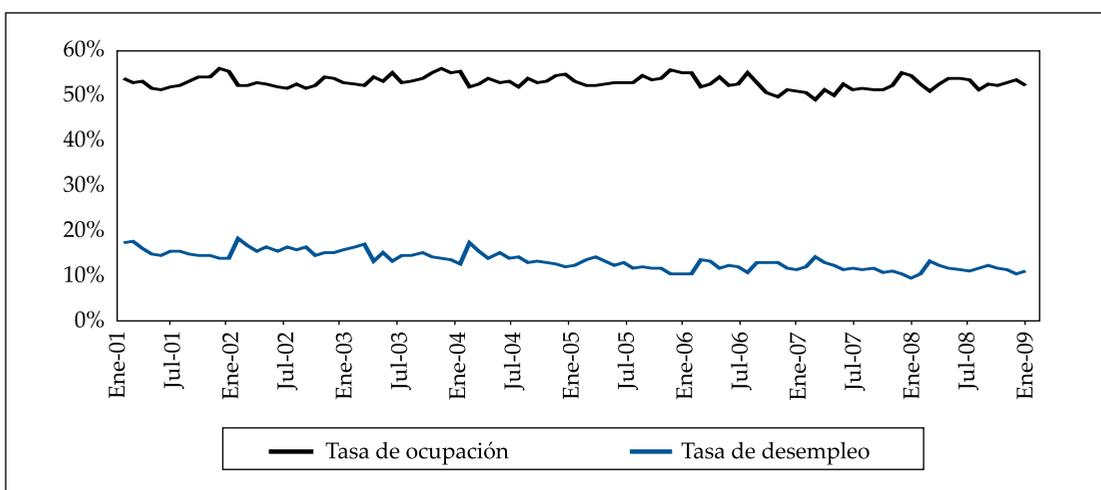


Gráfica 1-6. Tasa de cambio en Colombia. Fuente: Banco de la República

Fuente: DANE

1.4 EMPLEO

Después de la crisis económica de finales de los años 90, la tasa de desempleo disminuyó progresivamente, logrando un valor inferior al 10% a finales del año 2007; a pesar del buen desempeño económico del país, el desempleo mantuvo cierta inercia. De otra parte, la tasa de ocupación se ha mantenido en un nivel apenas superior al 50% desde el año 2006. Los anteriores indicadores muestran la lenta recuperación de la actividad laboral colombiana que contrasta con la sostenida recuperación de la economía. Ver Gráfica 1-7.

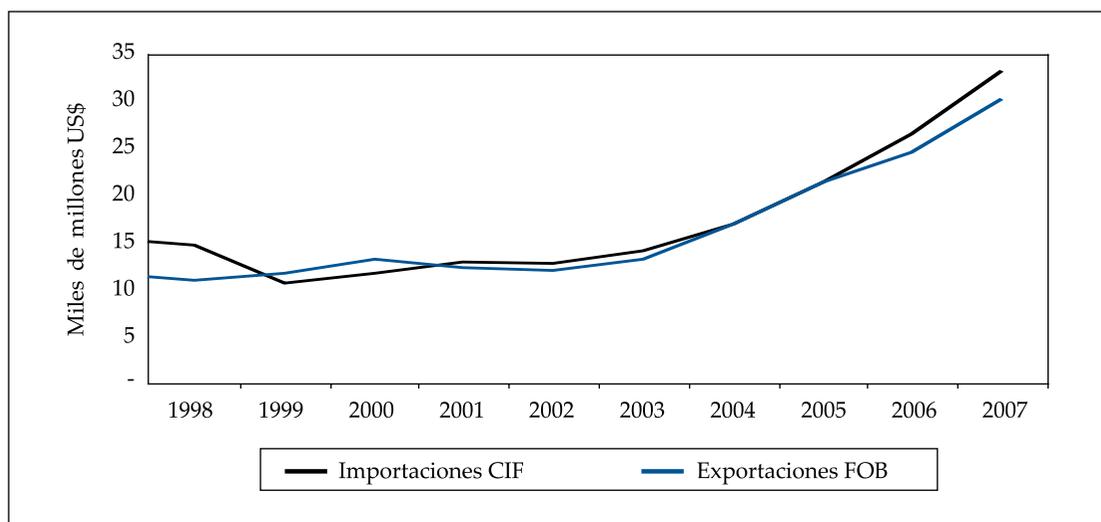


Gráfica 1-7. Indicadores de empleo durante los últimos años

Fuente: DANE

1.5 SECTOR EXTERNO

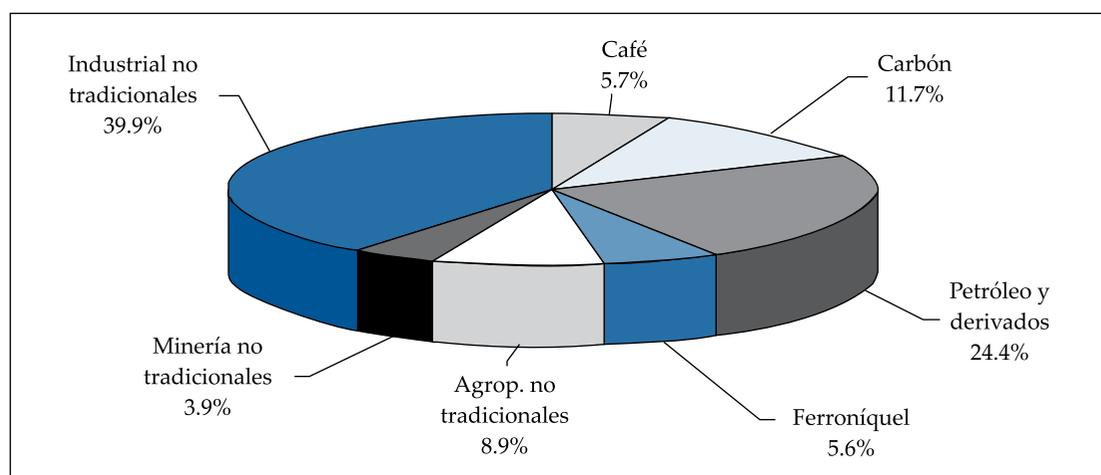
Durante lo corrido del siglo, el país ha experimentado un incremento progresivo del comercio exterior, tal como lo evidencia la Gráfica 1-8. En el año 2007, las exportaciones colombianas alcanzaron un valor de 29,991 millones de Dólares FOB, mientras las importaciones lograron un valor de 32,897 millones de Dólares CIF, lo cual establece un déficit en la balanza comercial de 2,906 millones de Dólares.



Gráfica 1-8 Balanza comercial colombiana

Fuente: DANE

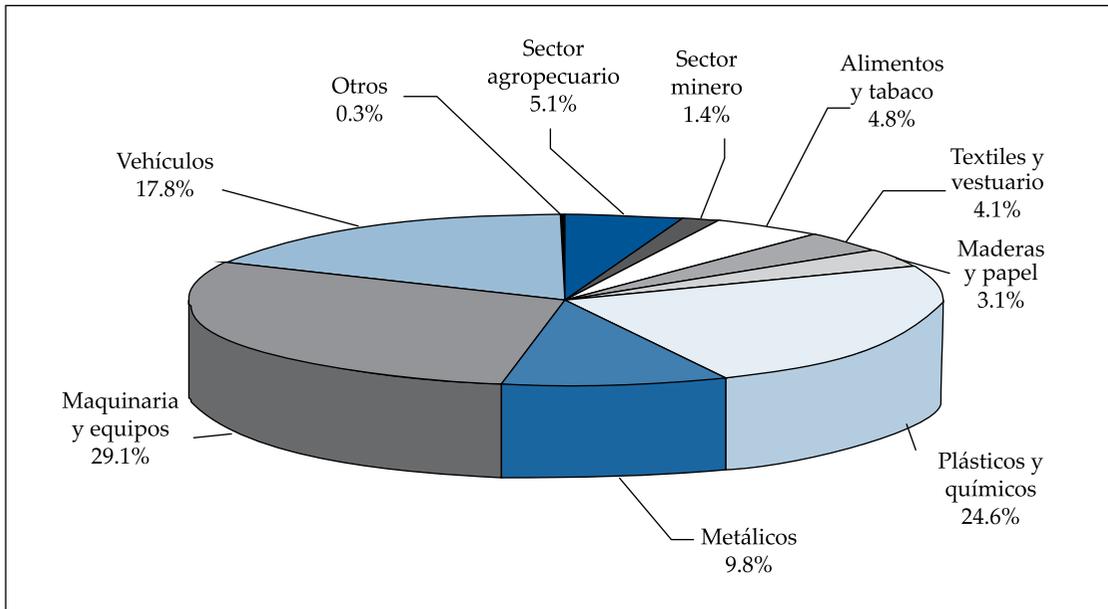
En las exportaciones colombianas, se destacan rubros tradicionales como el petróleo y sus derivados que constituyen el 24.4% de las exportaciones y rubros no tradicionales como los bienes industriales que constituyen casi un 40%. La Gráfica 1-9 presenta los principales bienes de exportación nacional durante el año 2007.



Gráfica 1-9 Productos de exportación colombianos, año 2007

Fuente: DANE

Las importaciones colombianas siguen basándose en productos industriales como químicos, telecomunicaciones, maquinaria, metalúrgicos, etc., seguidos de los bienes de consumo como alimentos y bebidas y de otros bienes como los insumos agropecuarios, cauchos y plásticos, etc. La Gráfica 1-10 presenta los principales productos de importación colombianos durante el año 2007.



Gráfica 1-10 Productos de importación colombianos, año 2007

Fuente: DANE



2

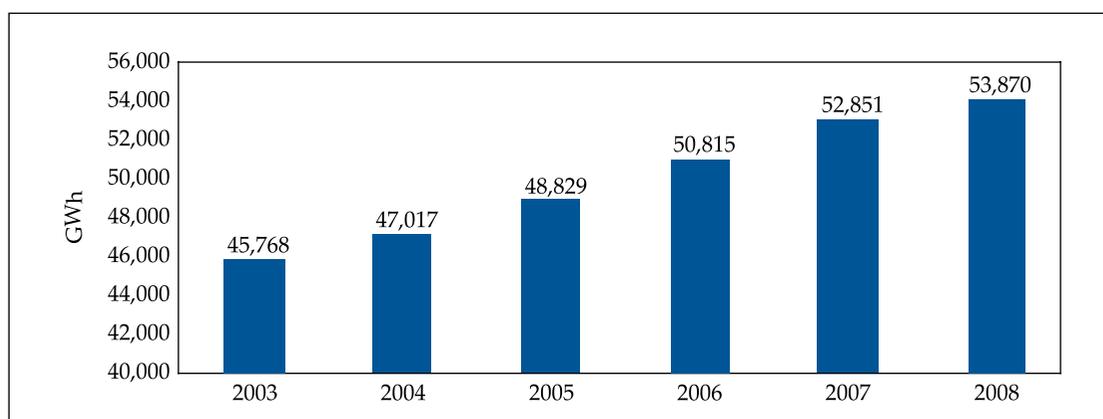
Situación del mercado de electricidad

2. SITUACIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD

2.1 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2.1.1 Evolución histórica de la demanda de electricidad

En el periodo 2003 – 2008 la demanda de energía creció al 3.31% promedio anual. El acumulado anual de la demanda de energía eléctrica en el año 2008 fue de 53,870 GWh-año (Gráfica 2-1), incrementándose un 1.93% con respecto al año anterior.



Gráfica 2-1 Demanda nacional de energía (GWh-año)¹

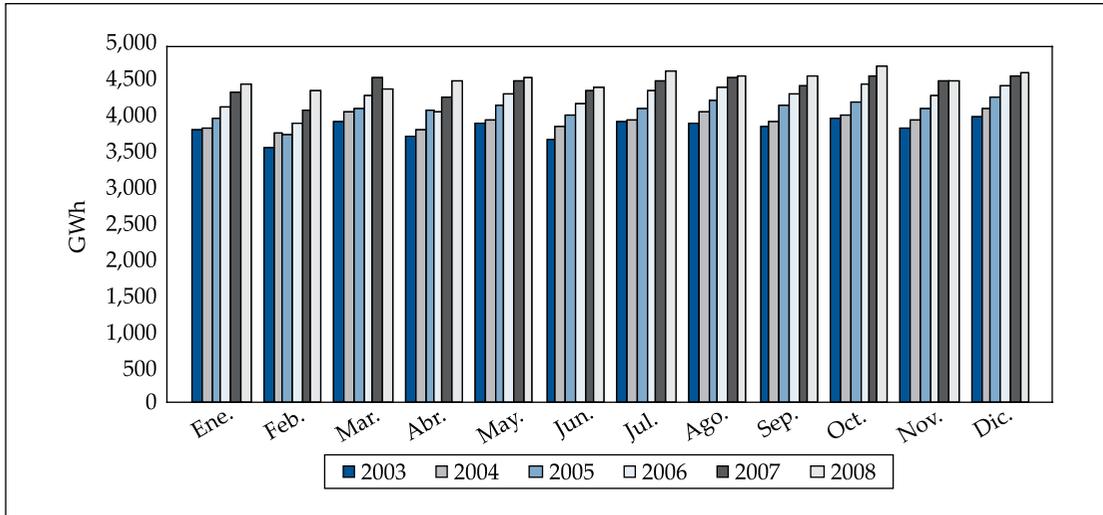
La evolución de la demanda de energía por mes desde el año 2003 al 2008 se aprecia en la Tabla 2-1 y Gráfica 2-2.

Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Enero	3,774.3	3,810.4	3,946.8	4,096.6	4,309.5	4,418.5
Febrero	3,539.0	3,743.7	3,708.7	3,880.9	4,067.0	4,314.8
Marzo	3,891.0	4,027.5	4,089.0	4,268.5	4,511.3	4,363.5
Abril	3,693.8	3,790.6	4,056.0	4,039.6	4,242.7	4,470.3
Mayo	3,887.2	3,931.1	4,110.8	4,287.5	4,474.8	4,513.1
Junio	3,642.1	3,835.6	4,003.6	4,152.4	4,314.8	4,377.9
Julio	3,902.6	3,937.5	4,090.5	4,324.5	4,468.6	4,595.4
Agosto	3,886.8	4,027.2	4,195.7	4,369.1	4,507.8	4,546.6
Septiembre	3,836.0	3,903.6	4,136.0	4,281.9	4,414.7	4,544.0
Octubre	3,941.7	4,000.4	4,167.1	4,428.2	4,541.9	4,682.5
Noviembre	3,809.5	3,921.7	4,083.9	4,272.2	4,453.6	4,459.5
Diciembre	3,964.0	4,088.1	4,240.8	4,413.2	4,544.9	4,583.5
Total	45,767.9	47,017.3	48,828.9	50,814.6	52,851.3	53,869.6

Tabla 2-1 Evolución mensual de la demanda nacional de energía en GWh

Fuente: XM

¹ Generación+ importaciones+ demanda no atendida-exportaciones.



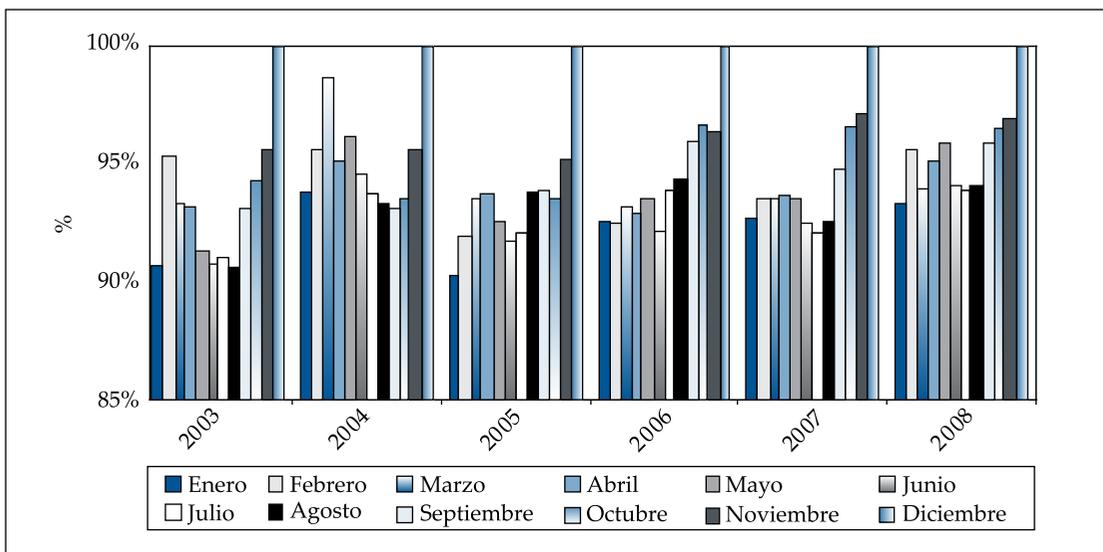
Gráfica 2-2 Demanda nacional de energía (GWh - mes) 2003 - 2008

Fuente: XM

En el 2008, el mes con mayor demanda de energía fue octubre en el que se presentó un consumo de 4,682 GWh, seguido del mes de julio con 4,595 GWh. V.

Potencia

En el 2008 la potencia máxima del Sistema Interconectado Nacional fue de 9,079 MW (Gráfica 2-4), registrada en el mes de diciembre, periodo en el cual en los últimos años se ha alcanzado la potencia pico anual. Este valor equivale a una disminución de la potencia pico de 0.15% con respecto al pico de potencia del 2007. Ver Gráfica 2-3 y Tabla 2-2 en donde se presenta el comportamiento de la potencia de manera mensual desde el año 2003 al 2008.



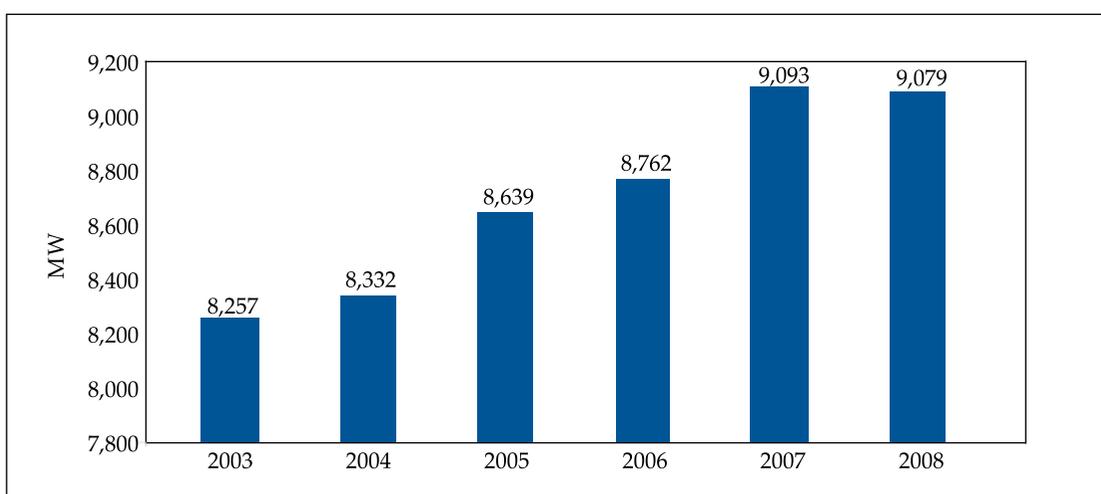
Gráfica 2-3 Evolución mensual de la potencia máxima mensual del SIN (%)

Fuente: XM

Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Enero	7,484	7,817	7,797	8,113	8,429	8,474
Febrero	7,872	7,970	7,943	8,104	8,509	8,678
Marzo	7,704	8,221	8,085	8,165	8,503	8,529
Abril	7,696	7,925	8,103	8,140	8,515	8,638
Mayo	7,535	8,010	7,999	8,196	8,505	8,707
Junio	7,494	7,883	7,928	8,074	8,411	8,541
Julio	7,516	7,813	7,951	8,225	8,373	8,524
Agosto	7,483	7,773	8,107	8,266	8,419	8,540
Septiembre	7,691	7,761	8,109	8,413	8,614	8,709
Octubre	7,786	7,797	8,078	8,470	8,784	8,763
Noviembre	7,899	7,969	8,228	8,447	8,833	8,800
Diciembre	8,257	8,332	8,639	8,762	9,093	9,079
Maxima	8,257	8,332	8,639	8,762	9,093	9,079

Tabla 2-2 Potencia máxima mensual del SIN (MW)

Fuente: XM



Gráfica 2-4 Potencia máxima anual del SIN (MW)

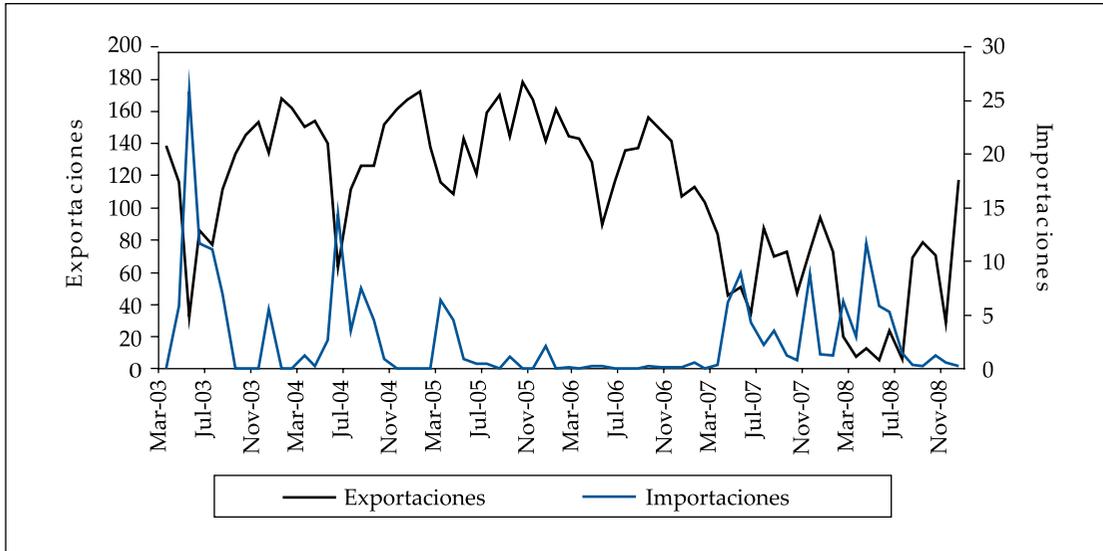
Fuente: XM

2.1.2 Interconexiones internacionales

2.1.2.1 Colombia – Ecuador

En el 2008 los intercambios de energía eléctrica con la República de Ecuador, sufrieron una disminución tanto en las exportaciones como en las importaciones, esta disminución se ha presentado por varias razones entre las cuales se tiene la política de los costos de combustibles de este país, así como la entrada de nuevos proyectos de generación hidroeléctrica en Ecuador.

La Gráfica 2-5 presenta el comportamiento histórico de los intercambios de energía con Ecuador en GWh-mes desde el 2003-2008. En el 2008 el total de energía exportada a Ecuador fue de 509.78 GWh, presentando un decrecimiento del 42% con relación al 2007, durante este periodo las importaciones llegaron a 37.53 GWh.



Gráfica 2-5 Exportaciones de energía en GWh de Colombia a Ecuador e importaciones de energía en GWh de Colombia proveniente de Ecuador

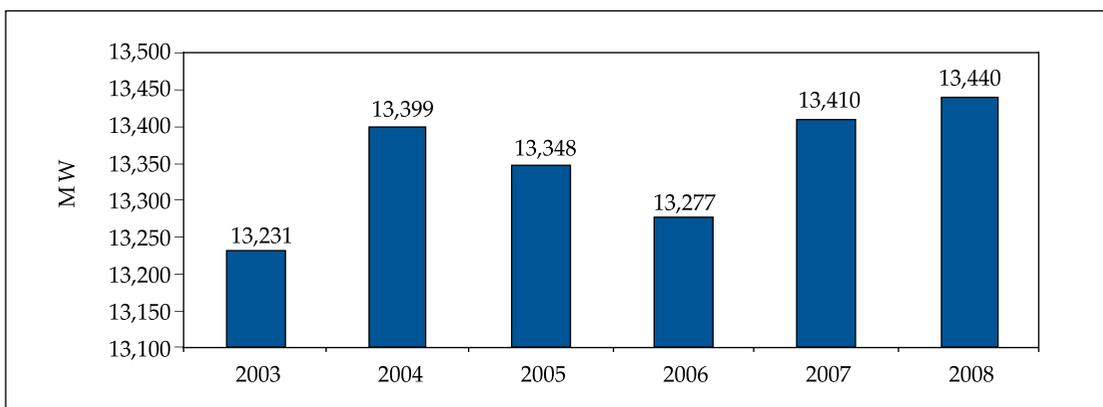
Fuente: XM

2.1.2.2 Colombia – Venezuela

En el 2008 los intercambios de energía eléctrica con Venezuela, sufrieron un aumento en las exportaciones que totalizaron los 102,180 GWh y las importaciones que totalizaron los 47,830 GWh.

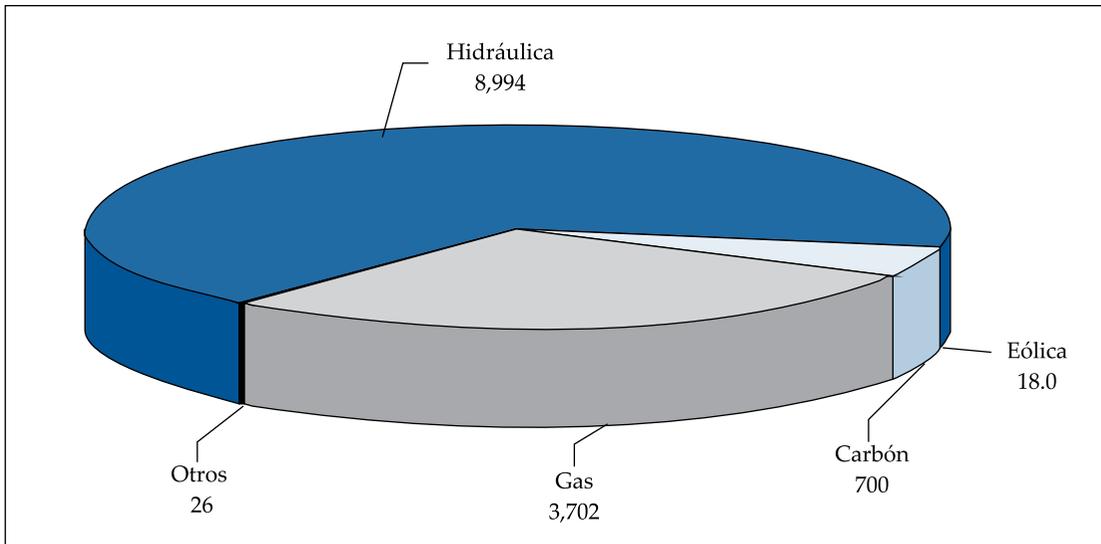
2.2 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN

La capacidad efectiva neta instalada a 31 de diciembre de 2008 fue de 13,440 MW con un aumento neto de 30MW con respecto al final del año 2007, en particular por unos pequeños aumentos en algunas plantas . En la Gráfica 2-6 se presenta el comportamiento desde el año 2003 al 2008 y en la Gráfica 2-7, se presenta la participación por tecnología en MW.



Gráfica 2-6 Capacidad efectiva neta a final de año (MW)

Fuente: XM

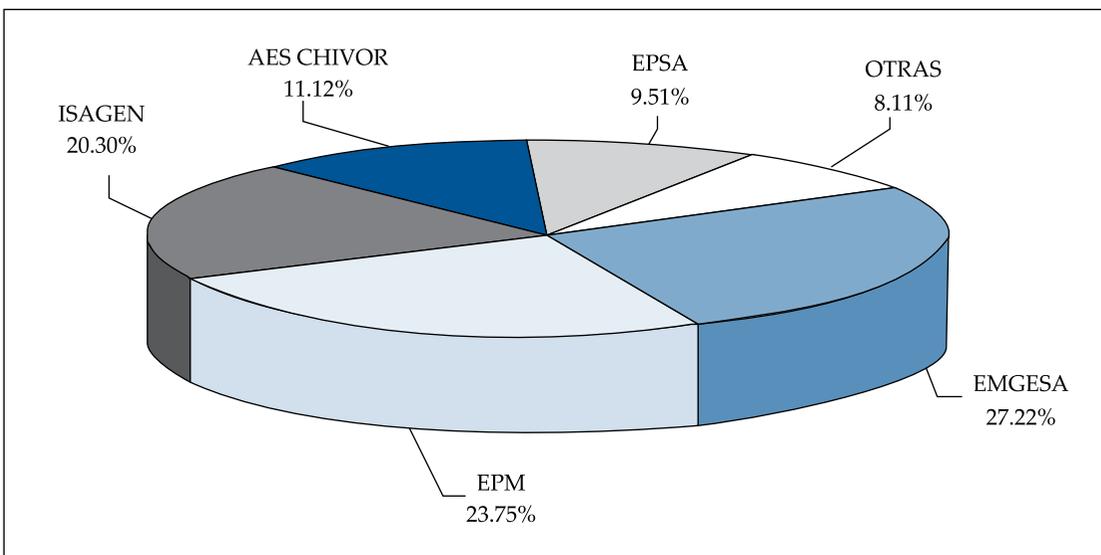


Gráfica 2-7 Capacidad efectiva por tecnología en MW

Fuente: XM

Del total de capacidad efectiva, las plantas hidráulicas constituyen el 66.92% incluidas las menores hidráulicas; las térmicas a gas el 27.54% y a carbón el 5.21% y las demás tecnologías (cogeneración y eólica) el 0.33%. Ver Gráfica 2-7.

La capacidad efectiva hidráulica (incluidas plantas menores²), a 31 de diciembre de 2008, alcanzó los 8,994 MW, de los cuales el 82.39% está concentrado en cuatro empresas generadoras. Ver Gráfica 2-8.

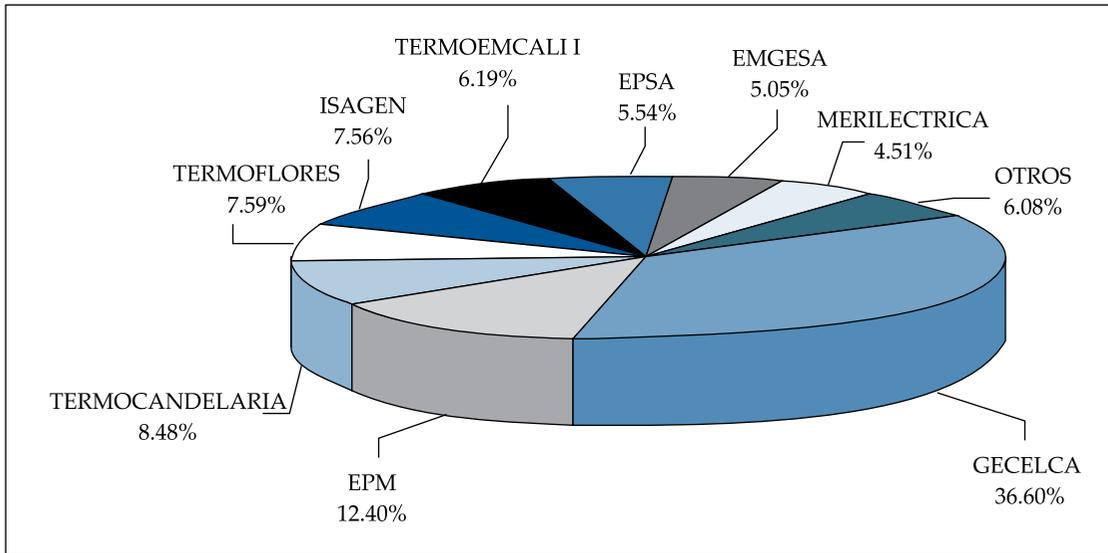


Gráfica 2-8 Participación en la generación hidráulica en MW

Fuente: XM

² Plantas menores: son aquellas plantas con una capacidad menor a 20 MW.

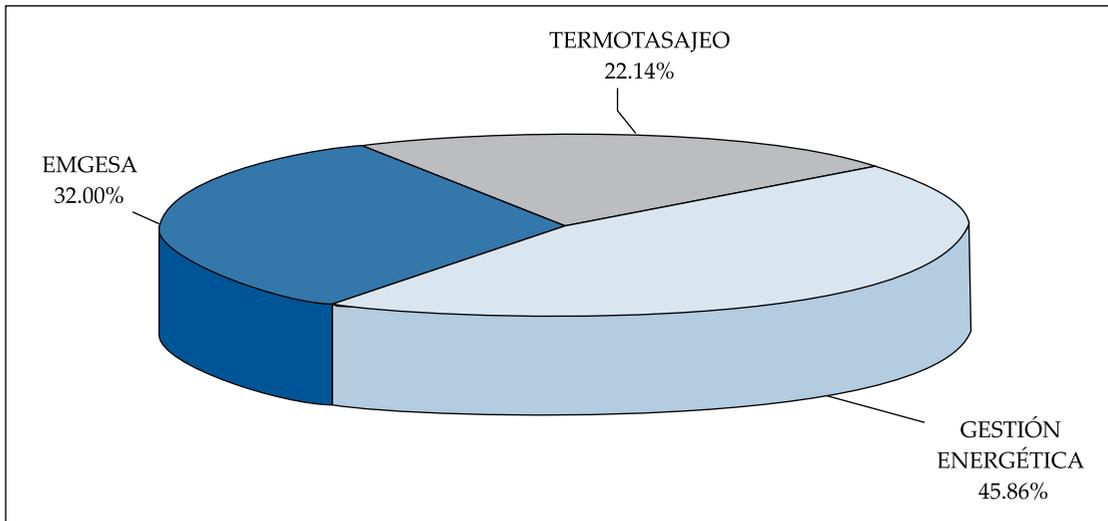
La capacidad efectiva térmica a gas (incluidas menores) a 31 de diciembre de 2008, fue de 3,702 MW, de los cuales el 57.48% está concentrado en tres empresas generadoras. Ver Gráfica 2-9.



Gráfica 2-9 Participación en la generación a gas (MW)

Fuente: XM

El total de capacidad efectiva instalada a carbón se concentra también en tres empresas generadoras. Ver Gráfica 2-10.



Gráfica 2-10 Participación en la generación a carbón (MW)

Fuente: XM



3

Proyecciones nacionales

3. PROYECCIONES NACIONALES

El presente Plan se elaboró con las proyecciones de demanda de julio de 2008.

3.1 METODOLOGÍA

Para la obtención de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia se emplea una combinación de diferentes modelos a fin de lograr la mejor aproximación a través del horizonte de pronóstico. La demanda de energía nacional (sin considerar transacciones internacionales) está constituida por la suma de las ventas de energía reportadas por las empresas distribuidoras, la demanda de las cargas industriales especiales y las pérdidas de transmisión y distribución.

$$\text{Demanda} = \text{Ventas (distribuidoras)} + \text{Cargas Especiales} + \text{Pérdidas}$$

Utilizando modelos econométricos se analiza el comportamiento anual de las series de ventas totales de energía³, ventas sectoriales y demanda de energía con relación a diferentes variables como Producto Interno Bruto –PIB, valores agregados sectoriales nacionales, valor agregado total de la economía, consumo final de la economía, índices de precios, población, etc.

Con los modelos econométricos se proyectan magnitudes de ventas de energía a escala anual. A estos es necesario agregar posteriormente las pérdidas de energía a nivel de distribución, subtransmisión y transmisión. Además, se adicionan las demandas de energía de cargas industriales (especiales por su tamaño) como son Occidental de Colombia – OXY, Cerrejón y Cerromatoso, obteniéndose así el total de demanda nacional anual.

De otra parte, utilizando datos mensuales de demanda de energía eléctrica nacional se realiza un análisis mediante series de tiempo. Éste, considerando efectos calendario, permite la obtención de una proyección mensual de la demanda de electricidad, la cual se agrega para llevarla a escala anual.

Las proyecciones anuales de demanda de energía para todo el horizonte de pronóstico se obtienen aplicando, de manera complementaria, ambas metodologías descritas anteriormente.

Posteriormente, se procede a realizar la desagregación a escala mensual de cada año de proyección. Para esto en el corto plazo⁴ se emplea 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, aplicando la distribución mensual descrita por el comportamiento de la serie de demanda de los años 1999-2006. Finalmente, a este pronóstico mensualizado se adicionan elementos exógenos como efectos calendario particulares causados por años

³ Las series de ventas, PIB y otras se actualizaron a junio de 2007.

⁴ Para efectos de proyección se considera corto plazo hasta diciembre del 2008.

bisiestos, días festivos, etc., obteniéndose la proyección de demanda de energía eléctrica en el horizonte definido.

Para la obtención de la potencia, y dada la dificultad de proyectar un evento que se presenta durante una hora al mes, se parte de la demanda de energía eléctrica mensualizada a la que se aplica el factor de carga mensual, el cual se obtiene a partir de la información de los últimos dos años⁵. Igualmente se introduce una sensibilidad en variación sobre este factor para lo cual se considera que puede cambiar tanto hacia abajo como hacia arriba. Este aspecto, junto con los escenarios de demanda de energía, permiten completar la definición de los escenarios alto, medio y bajo de potencia. Además, en esta revisión se recurre a análisis de series de tiempo para complementar las proyecciones.

Una vez obtenidas las proyecciones de potencia mensual, para cada año, se selecciona el valor máximo que será el valor de potencia máxima anual nacional.

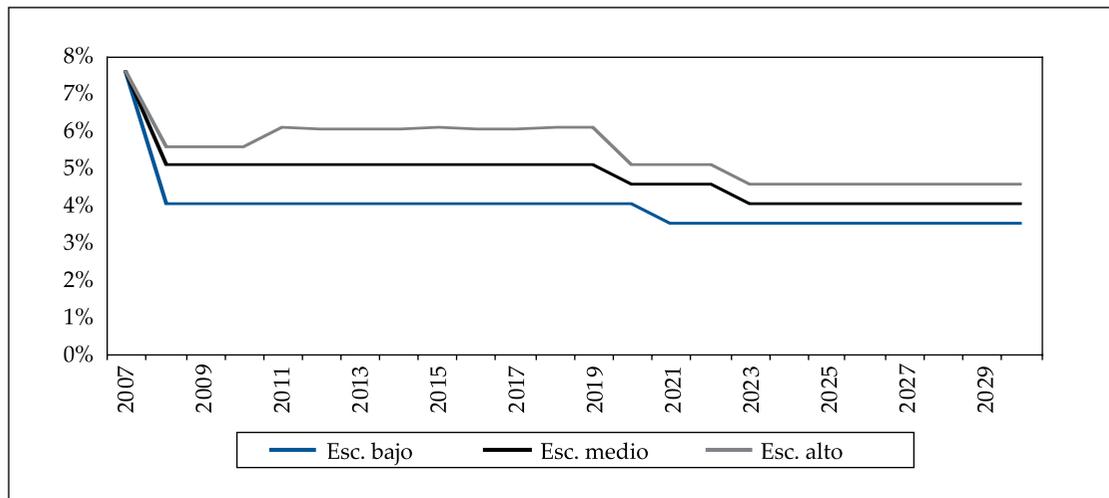
Es importante anotar que se considera la perspectiva del operador del sistema. Para esto se cuenta con la valiosa colaboración del Grupo de Demanda de la empresa XM Compañía de Expertos en Mercados S.A.

3.2 SUPUESTOS DE LA PRESENTE REVISIÓN

Para esta revisión se mantienen los supuestos básicos de la revisión pasada, como se muestra a continuación:

3.2.1 PIB

Los escenarios empleados para las variables macroeconómicas fueron suministrados mediante comunicación directa del Departamento Nacional de Planeación -DNP, específicamente de la Dirección de Estudios Económicos. Ver Gráfica 3-1 Escenarios de crecimiento del PIB.



Gráfica 3-1 Escenarios de crecimiento del PIB

Fuente: DNP - DEE

⁵ Se emplean datos de los años 2005 y 2006 por asegurar una mejor calidad de los datos.

3.2.2 Pérdidas de energía eléctrica del STN

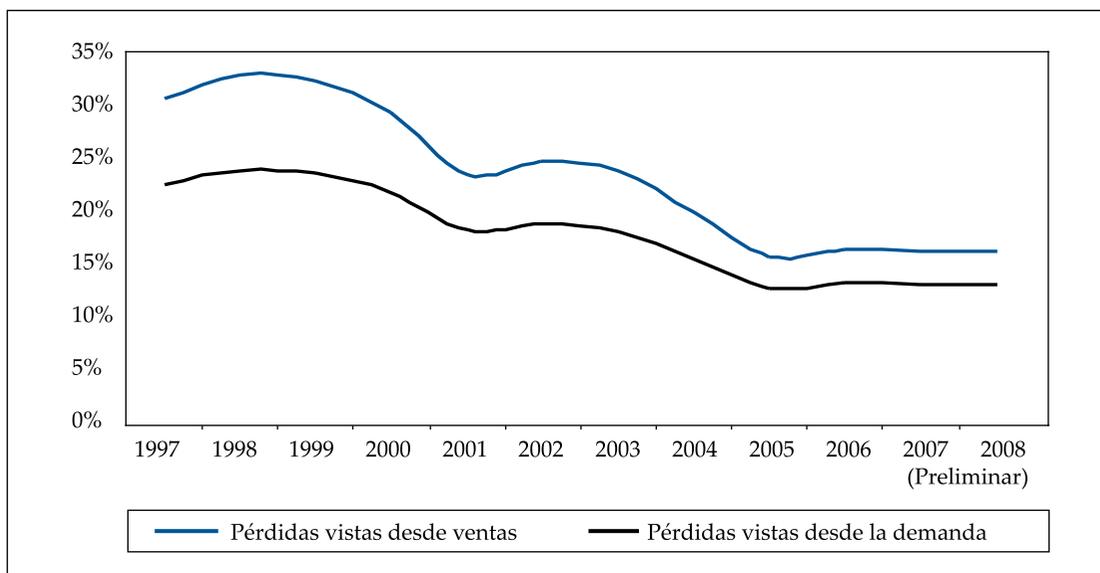
Las pérdidas de energía eléctrica asociadas al Sistema de Transmisión Nacional (vistas desde el lado de baja tensión o de las ventas) mantienen su comportamiento histórico, por lo que se disminuyen para los escenarios medio y bajo a 2.4% y para el alto al 2.5% del total de las ventas de energía eléctrica. Estos valores se mantienen constantes a lo largo del horizonte de proyección.

3.2.3 Pérdidas de energía eléctrica en el sistema de 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, que se mantiene de la revisión anterior, se obtiene a partir de la actualización de las series históricas de ventas. En la Gráfica 3-2 se puede apreciar el comportamiento de las pérdidas vistas desde las ventas y desde la demanda. De esta revisión se aprecia que las pérdidas se estiman preliminarmente en el 2007 en 13.0% vista desde la demanda, y en 16.5% vistas desde las ventas.

Se asumió que estos valores se mantienen constantes para todo el horizonte de pronóstico de esta revisión. Los porcentajes de pérdidas en los sistemas de distribución son aplicados sobre los valores de ventas que arrojan los modelos.



Gráfica 3-2 Comportamiento histórico de las pérdidas de energía eléctrica

Fuente: SUI

3.2.4 Cargas Especiales

En esta revisión se mantienen las demandas por cargas especiales de acuerdo con la perspectiva de los agentes y la posibilidad de satisfacer la demanda con la infraestructura disponible. Es así como en la tabla se muestra la demanda para el horizonte de pronóstico. Ver Tabla 3-1.

GWh	Alto	Medio	Bajo
2008	2,470	2,398	2,154
2009	2,516	2,404	2,164
2010	2,523	2,443	2,168
2011	2,533	2,449	2,170
2012	2,463	2,446	2,177
2013	2,398	2,382	2,205
2014	2,322	2,303	2,205
2015	2,241	2,210	2,152
2016	2,135	2,107	2,046
2017	2,025	1,936	1,932
2018	1,853	1,812	1,764
2019	1,812	1,733	1,644
2020	1,815	1,736	1,647

2025	1,811	1,732	1,643

2030	1,811	1,732	1,643

Tabla 3-1 Escenarios de Demanda por cargas especiales

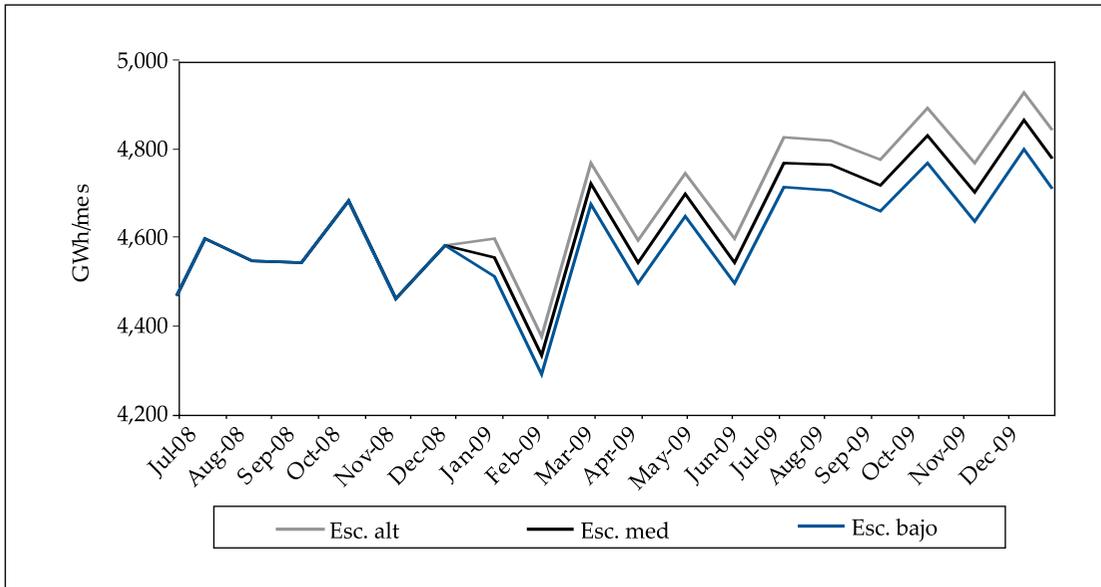
3.3 ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

A continuación se presentan las proyecciones de demanda de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional SIN para el horizonte de pronóstico. Estas corresponden a la revisión realizada en julio de 2008. Ver Tabla 3-2

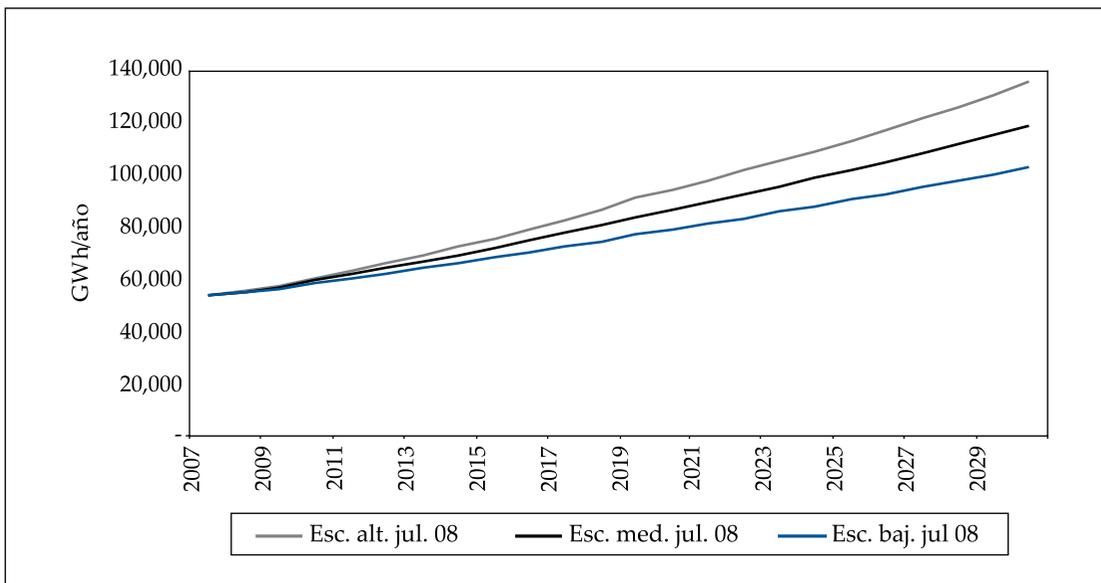
	Demanda en GWh/año			Crecimiento de la demanda %		
	Esc. bajo	Esc. medio	Esc. alto	Esc. bajo	Esc. medio	Esc. alto
2008	53,870	53,870	53,870			
2009	55,398	56,060	56,608	2.8%	4.1%	5.1%
2010	57,435	58,567	59,247	3.7%	4.5%	4.7%
2011	59,392	60,907	62,100	3.4%	4.0%	4.8%
2012	61,261	63,313	65,027	3.1%	3.9%	4.7%
2013	63,221	65,754	68,013	3.2%	3.9%	4.6%
2014	65,274	68,279	71,142	3.2%	3.8%	4.6%
2015	67,318	70,897	74,466	3.1%	3.8%	4.7%
2016	69,338	73,611	77,953	3.0%	3.8%	4.7%
2017	71,415	76,372	81,594	3.0%	3.8%	4.7%
2018	73,498	79,297	85,358	2.9%	3.8%	4.6%
2019	75,693	82,386	89,471	3.0%	3.9%	4.8%
2020	78,067	85,218	92,821	3.1%	3.4%	3.7%
2021	80,066	88,136	96,279	2.6%	3.4%	3.7%
2022	82,109	91,377	100,355	2.6%	3.7%	4.2%
2023	84,393	94,203	104,020	2.8%	3.1%	3.7%
2024	86,727	97,006	107,588	2.8%	3.0%	3.4%
2025	89,016	100,128	111,556	2.6%	3.2%	3.7%
2026	91,354	103,401	115,783	2.6%	3.3%	3.8%
2027	93,788	106,659	120,044	2.7%	3.2%	3.7%
2028	96,277	109,992	124,414	2.7%	3.1%	3.6%
2029	98,798	113,482	129,012	2.6%	3.2%	3.7%
2030	101,374	117,093	133,812	2.6%	3.2%	3.7%

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

En la Gráfica 3-3 y se presenta la banda de proyección de la demanda mensual nacional de energía eléctrica para el año 2008. La Gráfica 3-4 muestra la banda de proyección anual de demanda para los años 2009-2030.



Gráfica 3-3 Banda de proyección de demanda nacional de energía eléctrica 2008



Gráfica 3-4 Banda de proyección de demanda nacional de energía eléctrica 2008-2030

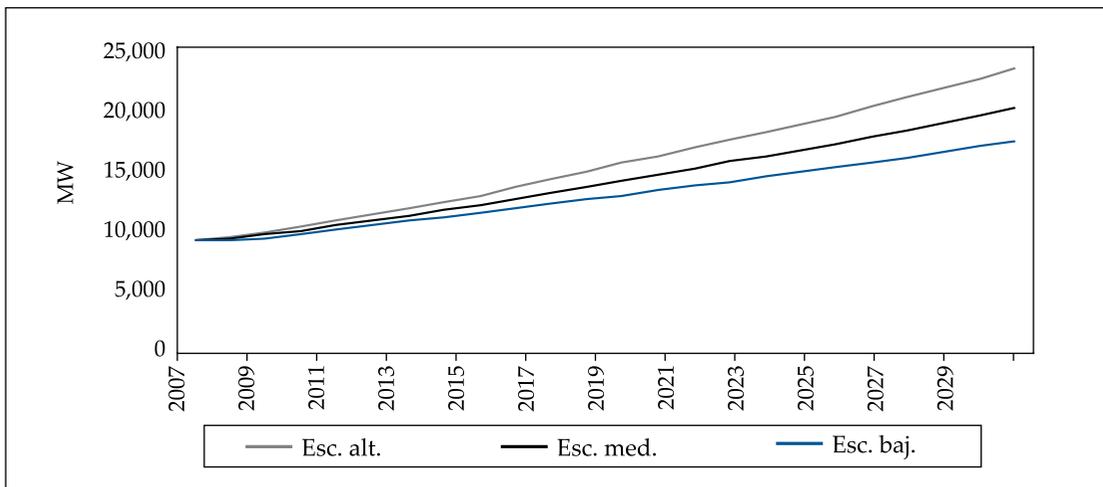
3.4 ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE POTENCIA

En la Tabla 3-3 se presenta la demanda de potencia máxima anual para el horizonte de proyección.

	Demanda en MW			Crecimiento de la demanda %		
	Esc. bajo	Esc. medio	Esc. alto	Esc. bajo	Esc. medio	Esc. alto
2008	9,079	9,079	9,079			
2009	9,299	9,536	9,773	2.4%	5.0%	7.6%
2010	9,715	9,932	10,201	4.5%	4.1%	4.4%
2011	10,047	10,329	10,693	3.4%	4.0%	4.8%
2012	10,363	10,737	11,197	3.1%	3.9%	4.7%
2013	10,694	11,151	11,711	3.2%	3.9%	4.6%
2014	11,042	11,579	12,250	3.2%	3.8%	4.6%
2015	11,387	12,023	12,822	3.1%	3.8%	4.7%
2016	11,729	12,483	13,422	3.0%	3.8%	4.7%
2017	12,080	12,951	14,049	3.0%	3.8%	4.7%
2018	12,433	13,447	14,697	2.9%	3.8%	4.6%
2019	12,804	13,971	15,406	3.0%	3.9%	4.8%
2020	13,206	14,451	15,982	3.1%	3.4%	3.7%
2021	13,544	14,946	16,578	2.6%	3.4%	3.7%
2022	13,889	15,496	17,280	2.6%	3.7%	4.2%
2023	14,276	15,975	17,911	2.8%	3.1%	3.7%
2024	14,670	16,450	18,525	2.8%	3.0%	3.4%
2025	15,058	16,980	19,208	2.6%	3.2%	3.7%
2026	15,453	17,535	19,936	2.6%	3.3%	3.8%
2027	15,865	18,087	20,670	2.7%	3.2%	3.7%
2028	16,286	18,653	21,422	2.7%	3.1%	3.6%
2029	16,712	19,245	22,214	2.6%	3.2%	3.7%
2030	17,148	19,857	23,040	2.6%	3.2%	3.7%

Tabla 3-3 Escenarios de proyección de potencia de la demanda nacional en MW

En la Gráfica 3-5 se observa la banda de proyección de potencia para la demanda total nacional en el horizonte de proyección.



Gráfica 3-5 Banda de proyección de demanda nacional de potencia eléctrica 2008 - 2030

4

Plan de expansión en generación

4. PLAN DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN

El sector eléctrico colombiano propició un importante cambio en la actividad de generación, en donde se dio el proceso de consolidación a la expansión futura del sistema a través de la aplicación del cargo por confiabilidad, con el cual se garantiza parte de la atención de la demanda de energía del país en el corto, mediano y largo plazo.

En lo que ha Colombia se refiere, el cargo ha implicado repensar y mejorar aspectos del planeamiento y operación, así como dar un mayor impulso al desarrollo del mercado, propiciar cambios en los mecanismos regulatorios e incorporar en su desarrollo, aspectos financieros.

Si bien el país con la entrada en vigencia de la ley 143 de 1994 impulsó gran cantidad de proyectos hasta finales de los noventa, la recesión económica producida en dichos años, entre otras, condujo a un estancamiento para el desarrollo e instalación de nuevos proyectos de gran capacidad. Indudablemente, la recuperación del crecimiento económico del país presentado a mediados de ésta década, así como la apertura e integraciones energéticas, han conllevado a que el sistema demande mayor cantidad de energía eléctrica y por ende éste se vea en la necesidad de incorporar capacidad adicional a la actualmente disponible.

Por otra parte, tanto las señales de mercado como el desarrollo de mecanismos como el cargo por confiabilidad, han conducido a que en el proceso de planeamiento se lleve a cabo la renovación y evaluación de la disponibilidad de recursos energéticos. El resultado del cargo por confiabilidad, mostró que en el mediano y largo plazo el sector eléctrico se desarrollará en aquellos recursos de los cuales dispone mayormente el país, como los hídricos y carbón mineral, a pesar de la pequeña participación en la asignación de energía firme de éste último recurso. No obstante, a pesar de que Colombia puede atender la demanda en el corto y mediano plazo con dichos recursos, quedan algunas reflexiones sobre la participación de otros recursos en la matriz energética luego de haber incorporado en la pasada década un plan de masificación de gas. Su actual situación implica importantes esfuerzos en aspectos regulatorios, mejor calidad de la información disponible, mayor capacidad del sistema de transporte, así como las señales adecuadas para que se realicen las inversiones necesarias con el fin de continuar a futuro, conservando y aumentando su actual participación en la generación de energía eléctrica.

Vale la pena resaltar, que aunque el cargo por confiabilidad tuvo éxito, quedan una serie de inquietudes que implicarán desarrollos y mejoras del mismo, con el fin de facilitar a futuro la entrada de nuevos proyectos de generación. Algunos aspectos a reconsiderar y evaluar son los relacionados con el medio ambiente ya que muchos de los proyectos presentados

a pesar de tener estudios de factibilidad, carecían al menos del diagnóstico ambiental de alternativas, lo cual indudablemente implica riesgos para el sistema como para los inversionistas, a pesar de contar tanto con garantías de contratos como financieras para el suministro de energía. Así mismo, implica para el Estado mejorar su disponibilidad de información y evitar las asimetrías que se presenten en ésta.

Frente al proceso de planeamiento, uno de los cambios sustanciales que se ha gestado se refiere a que el desarrollo de la expansión se realiza mediante esquemas de subastas, adicionalmente se plantean importantes retos en los supuestos como en los modelos que actualmente son usados en el planeamiento al igual que en la normatividad vigente donde se busca la atención de la demanda bajo el criterio de mínimo costo.

Este plan de expansión en generación tiene como objetivo evaluar los requerimientos que demanda el sistema a nivel de generación, plantear algunos resultados que se derivan de las actuales políticas implementadas y comportamientos de los mercados eléctricos que se presentan en Ecuador y Centro América y que indudablemente tienen incidencia sobre el mercado eléctrico colombiano. Así mismo, sugiere algunas alternativas que están orientadas al logro del comportamiento de la expansión futura de acuerdo a los resultados del proceso de subasta como de sobre cerrado del cargo por confiabilidad, de igual manera ampliación de las capacidades de interconexión internacionales, así como la implementación de alternativas con recursos renovables.

4.1 RECURSOS ENERGÉTICOS

Carbón Mineral

Colombia posee 7,063.58 millones de toneladas de carbón mineral distribuidas en recursos y reservas medidas. Dichas reservas principalmente se hallan ubicadas en la parte norte del país, en la región central y en menor proporción en la región occidental.

De las reservas ubicadas en la parte norte de Colombia, los principales recursos se ubican en los departamentos de la Guajira y del Cesar. Estos carbones de alto poder calorífico, bajo nivel de azufre y de precios, son exportados a Norte América, Centro América y Europa, entre otras cosas por su excelente calidad y facilidad de transporte.

Las reservas ubicadas en el interior del país se concentran en los departamentos de Antioquia, Boyacá, Córdoba, Cundinamarca, Norte de Santander y Santander. Por otra parte, las encontradas en la región occidental se localizan en la parte sur del departamento del Valle, así como en el Cauca. Este tipo de carbón ha sido el de mayor uso en la generación térmica así como en la industria.

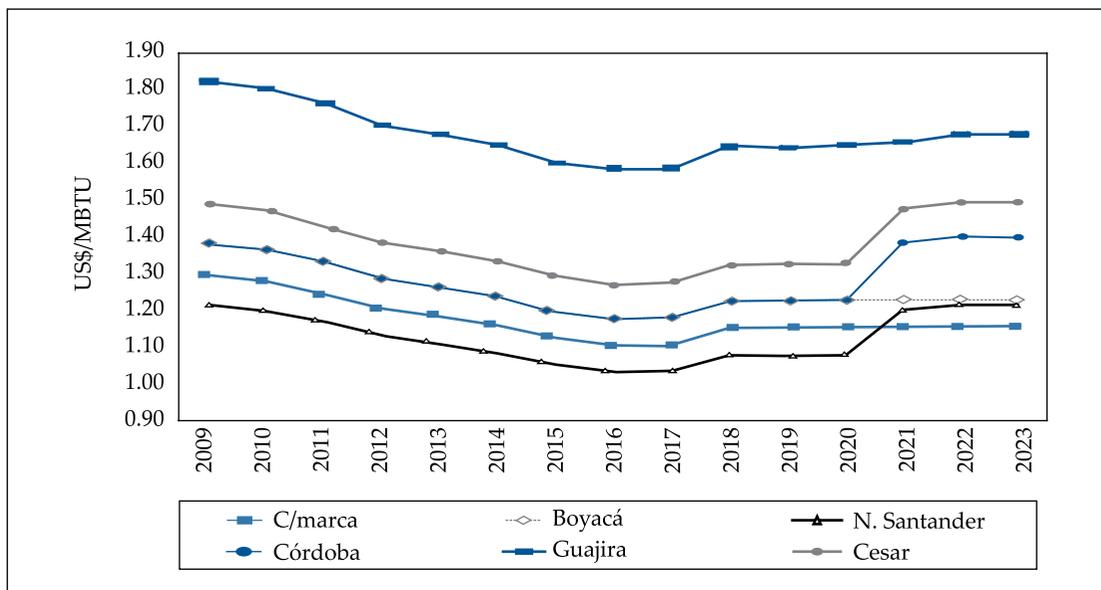
En la Tabla 4-1, se indican algunas de las calidades de los carbones por área y zona ubicadas en el país.

Zona	Área	Humedad %	Cz %	MV %	CF %	St %	PC BTU/lb
Guajira	Cerrejón	11.94	6.94	35.92	45.2	0.43	11,586
Cesar	La Loma	11.39	10.32	33.37	66.63	0.72	10,867
Córdoba - Norte de Antioquia	Alto San Jorge	14.49	9.24	37.55	38.73	1.31	9,280
Antioquia - Antiguio Caldas	Venecia - Bolombolo	8.49	7.9	37.77	45.91	1.09	11,113
	Titiribí	7.25	7.92	37.99	46.84	0.72	11,767
	Amagá - Angelopolis	13.16	11.96	36.69	38.18	0.55	9,682
Cauca	Mosquera - El Hoyo	8.11	16.3	35.18	40.42	1.42	10,058
Cundinamarca	Caparrapí	4.12	5.61	22.43	67.83	0.59	12,829
	Checua - Lenguazaque	4.67	10.62	33.85	50.86	1.06	12,718
	Zipacquirá - Neusa	1.04	14.42	24.33	60.21	1.38	12,993
Boyacá	Tunja - Paipa - Duitama	9.48	11.4	38.03	41.09	1.53	11,268
Norte de Santander	Tasajero	2.84	10.17	34.82	52.18	0.85	13,326
	San Cayetano	2.02	12.12	26.66	59.2	1.43	13,324
Santander	San Luis	1.18	18.72	30.48	49.62	2.01	12,284

Cz: Cenizas Mv: Materia Volátil Cf: Carbono Fijo St: Azufre Pc: Poder Calorífico

Tabla 4-1 Características físico – químicas del carbón mineral por zona carbonífera⁶

En lo que respecta a los precios del carbón mineral, en la Gráfica 4-1 se presenta la proyección de precios de este recurso para plantas térmicas en los departamentos de Boyacá, Cundinamarca, Córdoba (San Jorge), Guajira y Norte de Santander. Para las proyecciones se empleó como referencia el costo de éste energético en las plantas térmicas, así como algunas proyecciones que hacen referencia al comportamiento del precio de éste mineral a futuro como el Energy Outlook y Fondo Monetario Internacional.

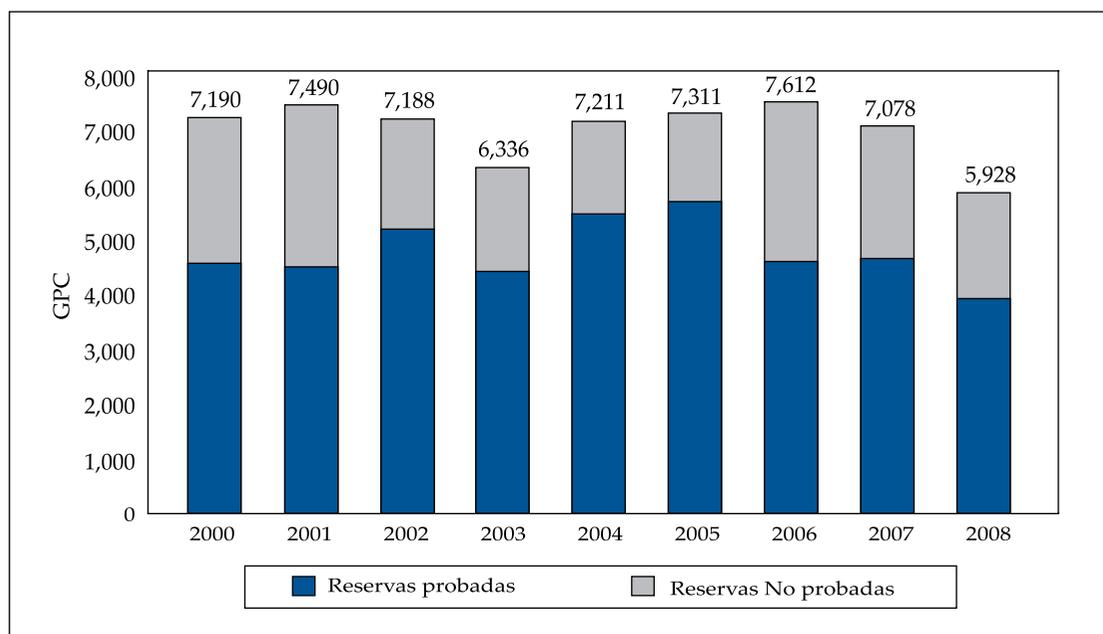


Gráfica 4-1 Proyección de precios de carbón mineral en US\$/MBTU de octubre de 2008

⁶ Minercol 2003.

Gas natural

Según el informe de reservas de ECOPETROL, a diciembre 31 de 2007, el país contaba con unas reservas de gas natural de 7,078 GPC, las cuales incluyen reservas probadas, no probadas y gas para consumo propio en la operación. Del total de reservas de gas natural, 3,740 GPC corresponden a reservas probadas, en donde 2,056 GPC son reservas probadas desarrolladas o comercializadas, 1,683 GPC reservas probadas no desarrolladas o no comercializadas y 2,437 GPC son reservas no probadas. Ver Gráfica 4-2⁷

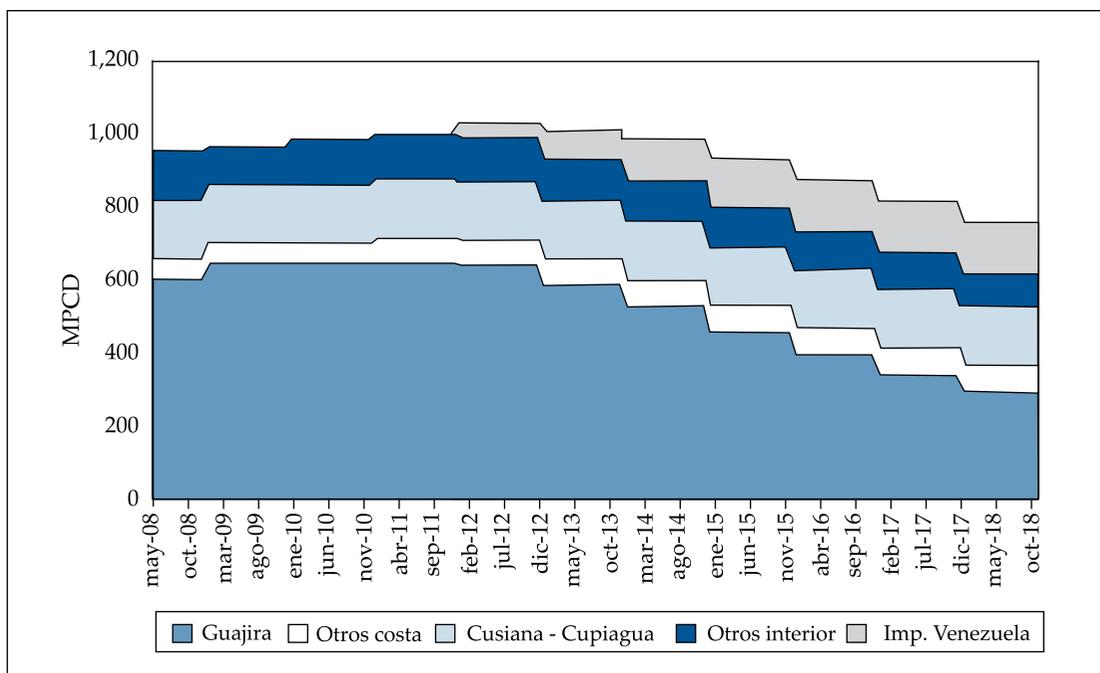


Gráfica 4-2 Evolución de las reservas de gas natural

Colombia cuenta con dos principales campos productores: Chuchupa en la Guajira y Cusiana en los Llanos Orientales, los cuales soportan esencialmente la demanda de gas del país; existen otros campos productores de gas los cuales aportan los requerimientos de centros menores de consumo, como son los Santanderes, Huila y Tolima.

El pronóstico de producción de gas natural a largo plazo, muestra un crecimiento hasta el año 2011, momento a partir del cual como consecuencia de la declinación natural de los yacimientos, se inicia una disminución de la producción de los campos productores. Ver Gráfica 4-3.

⁷ ECOPETROL S.A. Informe 2008. ANH, Indicadores de Gestión y Estadísticas de la Industria, 2007.



Gráfica 4-3 Pronóstico de producción de gas

Pese a que el sector de gas natural ha tenido importantes avances en los temas de desarrollo de infraestructura y cobertura del servicio, en el mediano plazo, este desarrollo podría no ser suficiente para atender la creciente demanda de este energético.⁸

La confiabilidad del sistema de transporte de gas, está asociada a la probabilidad de fallas del sistema, bien sea por daños en alguno de sus componentes o por limitaciones en la capacidad de transporte para atender incrementos en la demanda de gas, propiciando desabastecimientos totales o parciales.

Para mantener la participación del gas natural en la matriz energética del país ante el escenario de abastecimiento planteado y la no incorporación de nuevas reservas, se hace necesario tomar medidas tendientes a que la oferta de los productores y transportadores responda adecuadamente a la progresiva demanda de gas natural.

Una de las medidas desde la oferta, corresponde a la importación de gas de Venezuela en el marco del Acuerdo Comercial firmado entre ECOPETROL y PDVSA Gas. De acuerdo con los compromisos de este acuerdo, durante el periodo 2012-2027 se importarán las siguientes cantidades de gas natural. Ver Tabla 4-2.⁹

Año	2012	2013	2014	2015	2016 -2027
Cantidad - MPCD	39	85	127	144	150

Tabla 4-2 Importaciones de gas de Venezuela

⁸ ECOPETROL S.A.

⁹ Presentación ECOPETROL – NATURGAS 2008.

En cuanto a la seguridad de suministro de gas natural, se estima que el problema de abastecimiento de este energético en Colombia está concentrado en el mediano y corto plazo. Se considera que de faltar el gas natural sería el destinado a la generación eléctrica. Esto es producto de tener una gran variabilidad y comportamiento impredecible de manera anual y estacional, ya que el volumen requerido está asociado a la situación de la generación hidroeléctrica.

En tal sentido, debe tenerse en cuenta que existen tecnologías alternas que podrían proporcionar seguridad en el abastecimiento de gas natural, desde el punto de vista de suministro y transporte. Estas tecnologías entre otras son: plantas de regasificación de gas natural licuado (GNL), buques regasificadores y utilización de plantas “peak shaving”.

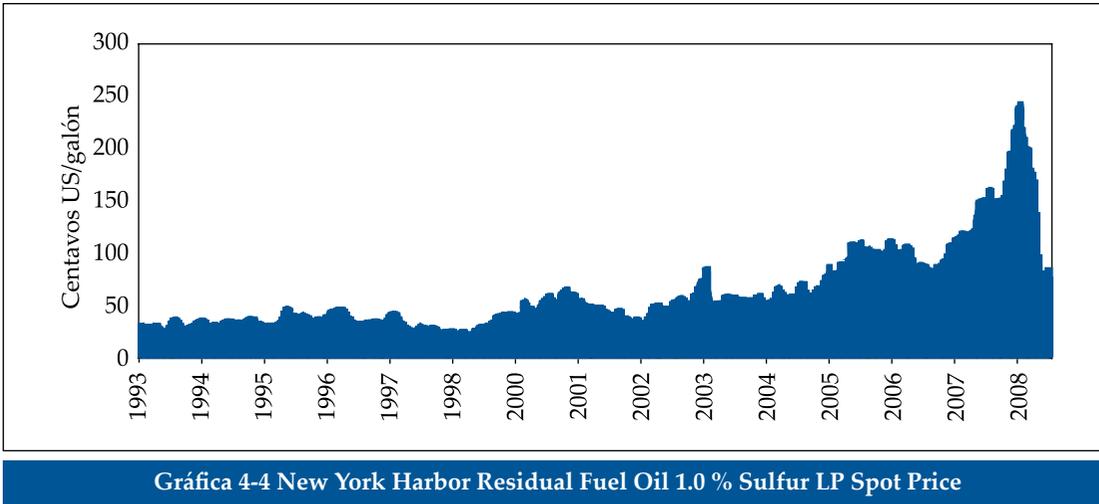
La tecnología de gas natural licuado que brinda la posibilidad de proveerse de gas desde lugares remotos, requiere de la instalación de plantas de regasificación en la Costa y teniendo en cuenta los tiempos necesarios para su operación y los costos de capital, la instalación de terminales de GNL “on shore” puede no ser la solución más eficiente para Colombia. Aunque una tecnología similar y tal vez más factible son los barcos regasificadores.

La utilización de plantas “peak shaving”, las cuales son usadas para el abastecimiento de gas durante períodos de demanda máxima, se ubican cerca a los centros de consumo y generalmente lejanas de las zonas de producción de gas, estas plantas respaldan el sistema durante períodos de demanda máxima reduciendo la necesidad de disponer de capacidad de transporte.

Las anteriores tecnologías aunque pueden llegar a ser factibles en Colombia, pueden tardar en desarrollarse, ya que desde los estudios iniciales hasta la puesta en marcha de una planta de regasificación, se requieren al menos 5 años, lo que no solucionaría un problema de abastecimiento de gas natural a mediano plazo, por lo que se hace urgente fortalecer la búsqueda de nuevas reservas.

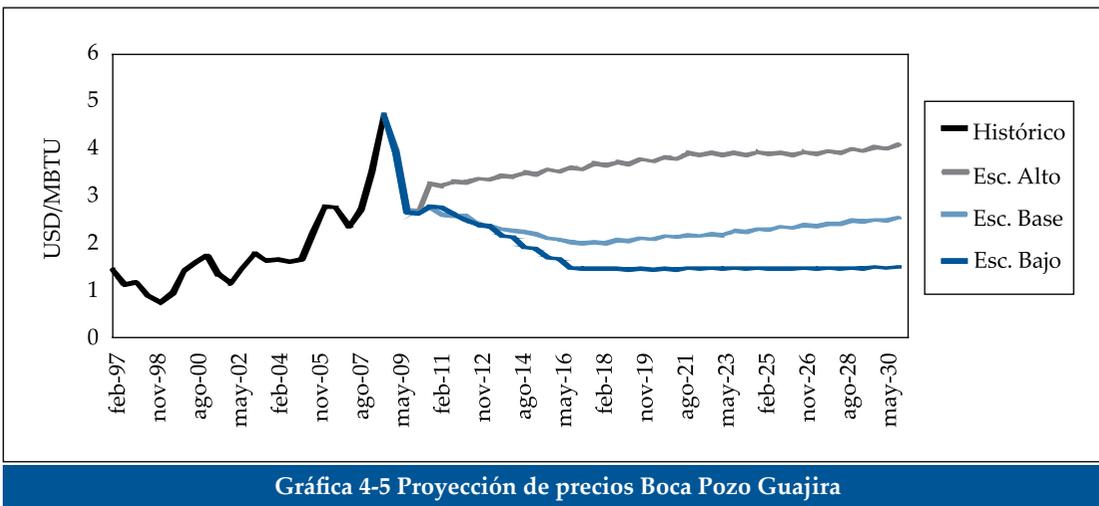
Por otra parte, la dinámica de los precios del petróleo durante el 2008, la recesión económica de los países industrializados, y la desaceleración de las economías emergentes, afectó la creciente demanda de crudo disminuyendo por primera vez en 25 años los requerimientos de petróleo. Así mismo, el componente especulativo y la inestabilidad de las divisas, particularmente de los Estados Unidos; incidieron en buena parte sobre los precios del energético y sus derivados.

La elevación de los precios del petróleo condujo al incremento del precio New York Harbor Residual Fuel Oil 1.0 % Sulfur LP Spot Price, (ver Gráfica 4-4) referente considerado para el cálculo del índice de variación de precios de gas natural colombiano. El incremento medio de 60% para los precios, periodo 2007 – 2008, responde a señales de inseguridad con respecto al abastecimiento, favorecido, entre otras razones, por el incremento en la demanda de los combustibles.



En concordancia con la Resolución CREG 119 de 2005, mediante la cual se establece la metodología para el cálculo de precios para el Gas Natural producido en los campos Guajira y Opón, se determinó el pronóstico de precios para las principales fuentes de suministro de Gas Natural para el sector termoeléctrico.¹⁰

La estimación considera los escenarios proyección de precios del petróleo de la EIA. De acuerdo con estos pronósticos, el precio del petróleo en los escenarios medio y bajo presenta una tendencia descendente en términos constantes, como consecuencia de la disminución de la demanda causada por la coyuntura económica mundial; no obstante, se considera que la oferta de la OPEP se ajustará a los requerimientos de demanda, frenando así la caída en el precio del petróleo. El aumento de precios a partir del año 2015, se genera tras el incremento de demanda motivado por el fortalecimiento de la economía mundial. Ver Gráfica 4-5.¹¹



¹⁰ Fuente: EIA DOE.

¹¹ UPME.

A través del Decreto 2687 de 2008, modificado parcialmente por el Decreto 4670 de 2008, el Gobierno Nacional estableció los instrumentos necesarios para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural. En cumplimiento de lo establecido en el artículo 12 del Decreto, la UPME elaborará un plan de abastecimiento para el suministro y transporte de gas natural a 10 años, con el fin de orientar las decisiones de los agentes y del estado para asegurar la satisfacción de la demanda nacional.

4.2 CARGO POR CONFIABILIDAD

Con el fin de garantizar la disponibilidad de recursos para abastecer la demanda de energía en condiciones de escasez, se introdujo uno de los objetivos del cargo por confiabilidad, que bajo el nuevo esquema, significó asegurar la expansión del sistema en cuanto a generación.

Según el diseño del cargo, se realizó la primera subasta de energía, en la cual se asignaron a través de obligaciones de energía firme -OEF- 3,008.88 GWh para el periodo 2012 – 2013, estas obligaciones fueron asignadas a las siguientes plantas. Ver la Tabla 4-3.¹²

Proyecto	Recurso	Capacidad MW	OEF GWh - año
Gecelca 3	Carbón	150	1,116.90
Termocol	Fuel oil	201.6	1,677.71
Amoya	Hidro	78	214.27
Total		429.6	3,008.88

Tabla 4-3 Obligaciones de Energía Firme en la primera subasta de energía del Cargo por Confiabilidad

Para plantas con un período de construcción mayor a cuatro años y que podrían entrar entre el 2014 y el 2018, se implementó el mecanismo GPPS, generación con periodo de planeación superior. La asignación de la obligación de energía firme, OEF, para las plantas GPPS se realizó para un periodo de 20 años a partir del año en que fue asignada la primera OEF del respectivo proyecto. Bajo este esquema hasta el 2018 entrarán las siguientes plantas. Ver Tabla 4-4.¹³

Proyecto	Recurso	Capacidad MW	Obligación de energía firme GWh-año				
			2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019
Cucuaña	Hidro	60	49	50	50	50	50
Miel II	Hidro	135.2	183	184	184	184	184
El Quimbo	Hidro	396	400	850	1,350	1,650	1,650
Sogamoso	Hidro	800	400	800	1,550	2,300	2,350
Porce IV	Hidro	400	--	321	641	962	962
Pescadero	Hidro	1,200	--	--	--	--	1,085
Total		2,991.20	1,032	2,205	3,775	5,146	6,281

Tabla 4-4 Obligaciones de Energía Firme a través del proceso de sobre cerrado del Cargo por Confiabilidad

¹² Datos tomados de XM Los Expertos en Mercados.

¹³ *Ibidem.*

4.3 PROYECTOS DE GENERACIÓN EN COLOMBIA

Registro de Proyectos de Generación

En la actualidad el registro de proyectos de generación tiene una capacidad inscrita de 13,545.8 MW de los cuales 7,685.5 MW corresponden a proyectos hidráulicos con capacidad mayor o igual a 20 MW, 2,884.6 a proyectos de carbón mineral, 2,520.5 MW a proyectos de gas natural, 305 MW a proyectos de fuel oil, 70.4 MW a proyectos hidráulicos con capacidad menor a 20 MW, 44.9 MW a proyectos de cogeneración y 20 MW a proyectos eólicos.

Con respecto a los proyectos registrados anteriormente, se presentaron dos situaciones: la inscripción por primera vez de proyectos a fuel oil, al igual que un aumento en el registro de proyectos a carbón mineral. En la Tabla 4-5 se presentan los proyectos que se encuentran registrados de acuerdo a la tecnología, localización y promotor del proyecto.

Proyecto	Capacidad (MW)	Tecnología	Localización (municipio y departamento)		Posible fecha de entrada	Promotor	Fase
Térmico a Gas Natural. Capacidad registrada: 2,520.5 MW							
Termocandelaria	586	Ciclo Combinado	Cartagena	Bolívar	nov-12	Termocandelaria S.C.A.	2
Termocol	210	Gas	Santa Marta	Magdalena	dic-12	Grupo Políobras S.A.	2
Merilectrica CC	103	Ciclo Combinado	Barrancabermeja	Santander	nov-09	Merilectrica E.S.P.	2
TermoFlores IV	160	Ciclo Combinado	Barranquilla	Atlántico	nov-09	Termoflores S.A. E.S.P.	2
GT 23	100	Ciclo Abierto	Barranquilla	Atlántico	2012	Termobarranquilla S.A. E.S.P.	2
Termoandina 1	98.5	Ciclo Abierto	San Pedro	Sucre	2012	Proeléctrica	2
Repotenciación Unidad Cimarrón	38	Ciclo Abierto	Yopal	Casanare	2009	Generadora Cimarrón S.A.	2
CC - Endesa 1	400	Ciclo Abierto	Tauramena	Casanare	2012	Emgesa S.A. E.S.P.	1
			Manauare	Guajira			
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.	2
Termo Yarigüies	225	Ciclo Combinado	Barrancabermeja	Santander	Sin confirmar	Isagen S.A. E.S.P.	3
Térmico a Carbón. Capacidad registrada: 2,884.6 MW							
Termocauca	100	Lecho Fluidizado	Santander de Quilichao	Cauca	Sin confirmar	Termocauca E.S.P.	2
Termobijao	460	Pulverizado	Puerto Libertador	Córdoba	2012	Merilectrica E.S.P.	2
Gecelca 2	150	Ciclo Abierto	Dibulla	Guajira	2012	Gecelca	2
Gecelca 3	150	Ciclo Abierto	Puerto Libertador	Córdoba	dic-12	Gecelca	2
Gecelca 4	100	Ciclo Abierto	Dibulla	Guajira	2012	Gecelca	3
Gecelca 7	100	Ciclo Abierto	Puerto Libertador	Córdoba	2012	Gecelca	4
Termo San Fernando	165	Ciclo Abierto	Amagá	Antioquia	2012	Cía. de Generación del Cauca S.A. E.S.P.	2
Tasajero II	155	Convencional	San Cayetano	N. Santander	2012	Termotasajero S.A. E.S.P.	2
Termocaribe 1	350	Pulverizado	Galapa	Atlántico	2012	Zona Franca B/quilla	2
Termozipa 6	154.6	Convencional	Tocancipá	Cundinamarca	2012	Emgesa S.A. E.S.P.	2
Termosuamox	300	Convencional	Belencito	Boyacá	2012	Acerías Paz del Río	2
Sinifaná 1	175	Convencional	Venecia	Antioquia	2012	Carboeléctrica de Sinifaná S.A. E.S.P.	2
Sinifaná 2	175	Convencional	Venecia	Antioquia	2013	Carboeléctrica de Sinifaná S.A. E.S.P.	2

Tabla 4-5 Proyectos inscritos en el Registro de Proyectos de Generación

Proyecto	Capacidad (MW)	Tecnología	Localización (municipio y departamento)		Posible fecha de entrada	Promotor	Fase
Termocaribe 2	350	Pulverizado	Galapa	Atlántico	2015	Zona Franca B/quilla	2
Térmico a Fuel Oil. Capacidad registrada: 305 MW							
Gecelca 14	10	Ciclo Abierto	Dibulla	Guajira	2012	Gecelca	2
Gecelca 15	50	Ciclo Abierto	Soledad	Atlántico	2012	Gecelca	2
Gecelca 13	10	Ciclo Abierto	Dibulla	Guajira	2012	Gecelca	2
Termodial 1	25	Convencional	--	Atlántico	2010	José Alejandro Alzate	2
Termocol	210	Ciclo Abierto	Santa Marta	Magdalena	2008	Grupo Poliobras S.A.	2
Hidroeléctrica (Mayores a 20 MW). Capacidad registrada: 7,685.5 MW							
Porce III	660	Francis	Anoría Amalfi	Antioquia	sep-10	EPM	3
Amoyá	78	Peltón	Chaparral	Tolima	abr-11	Isagen S.A. E.S.P.	2
Miel II	150	--	Samaná	Caldas	2011	Gestión Energética S.A. E.S.P.	2
Cucuaña	48	--	Roncesvalles	Tolima	jul-11	Epsa S.A. E.S.P.	2
Sogamoso	800	Francis	Betulia - Girón	Santander	jul-13	Isagen S.A. E.S.P.	2
El Quimbo	400	Francis	Gigante, Garzón	Huila	jul-13	Emgesa S.A. E.S.P.	2
Porce IV	400	Francis	Anorí, Amalfi	Antioquia	jun-15	EPM	2
Andaquí	687	Francis	Santa Rosa	Putumayo	2016	Isagen S.A. E.S.P.	2
Pescadero - Ituango	2,400	Francis	Ituango	Antioquia	2017	Hidroeléctrica Pescadero Ituango S.A.	2
Chapasía	800	Peltón	Miraflores, Páez	Boyacá	Sin confirmar	Emgesa S.A. E.S.P.	1
Espíritu Santo	700	--	--	Antioquia	dic-18	HMV Ingenieros LTDA	1
Bugalagrande	40.5	Peltón	Tuluá	Valle	Sin confirmar	Epsa S.A. E.S.P.	2
Cañaveral	68	Peltón	Aguadas - Sonson	Caldas - Antioquia	Sin confirmar	Isagen S.A. E.S.P.	2
Encimadas	94	Peltón	Aguadas - Sonson	Caldas - Antioquia	Sin confirmar	Isagen S.A. E.S.P.	2
El Doce	360	Kaplan	Tarazá y Valdivia	Antioquia	dic-22	HMV Ingenieros LTDA	1
Hidroeléctricas (Menores a 20 MW). Capacidad registrada: 85.3 MW							
Amaimé	19.9	Francis	Palmira, Cerrito	Valle	dic-09	Epsa S.A. E.S.P.	2
Coello 1,2,3	3.7	Kaplan	Chicoral	Tolima	2009	Energética	2
Caruquia	9.5	Francis	Santa Rosa de Osos	Antioquia	dic-09	HMV Ingenieros LTDA	2
Guanaquitas	9.5	Francis	Gómez Plata	Antioquia	jul-10	Guanaquitas S.A. E.S.P.	2
Trasvase Guarinó	--	--	Victoria	Caldas	jun-10	Isagen S.A. E.S.P.	2
Barroso	19.9	Peltón	Salgar	Antioquia	dic-10	HMV Ingenieros LTDA	1
Trasvase Manso	--	--	Samaná	Caldas	ene-11	Isagen S.A. E.S.P.	2
PCH de Neusa	2.9	--	Cogua, Tausa	Cundinamarca	Sin confirmar	Ingameg	1
El Popal	19.9	Francis	Cocorná	Antioquia	ene-13	HMV Ingenieros LTDA	1
Eólico. Capacidad registrada: 20 MW							
Jouktai	20	Turbina eólica	Uribí	Guajira	Sin confirmar	WAYUU S.A.	1
Cogeneración. Capacidad registrada: 44.9 MW							
Cogeneración IPSA	19.9	Turbina Vapor	El Cerrito	Valle del Cauca	abr-09	Ingenio Providencia S.A	3

Tabla 4-5 Proyectos inscritos en el Registro de Proyectos de Generación. Continuación

Proyectos de generación en desarrollo

En la Tabla 4-6, se pueden observar los proyectos contemplados en los diferentes análisis del plan, los cuales han comenzado su proceso de construcción. Algunos de los proyectos que fueron asignados en las obligaciones de energía firme poseen una capacidad superior y fecha de entrada diferente. Sin embargo, algunas de esas características fueron reportadas posteriormente a los procesos de asignación de energía firme por parte de los promotores de los proyectos.

Proyecto	Tipo	Número de unidades	Capacidad (MW)		Fecha de operación comercial
			A instalar	Por unidad	
Ipsa	Cogen	1	19.9	--	abr-09
Mayagüez	Cogen	1	19	--	ago-09
Caruquia	Hidro	1	9.9	9.9	dic-09
Guanaquitas	Hidro	1	9.9	9.9	jul-10
Tras. Guarinó	Hidro	--	--	--	jun-10
Amaime	Hidro	2	19.9	--	dic-10
Flores iv	Gas vapor	1	160	160	dic-10
Porce III	Hidro	4	660	165	oct-10
				165	ene-11
				165	abr-11
				165	jun-11
Tras. Manso	Hidro	--	--	--	ene-11
El manso	Hidro	1	27	27	ene-11
Amoyá	Hidro	2	78	39	abr-11
Miel II	Hidro	2	135.2	67.6	nov-11
Cucuana	Hidro	2	60	30	dic-11
Gecelca 3	Termico	1	150	150	dic-12
Termocol	Térmico	1	210	210	dic-12
El quimbo	Hidro	2	420	210	jul-13
				210	sep-13
Sogamoso	Hidro	3	800	266.7	nov-13
				266.7	nov-13
				266.7	nov-13
Porce IV	Hidro	2	400	200	feb-15
				200	may-15
Pescadero	Hidro	4	1,200	300	mar-17
				300	jun-17
				300	sep-17
				300	dic-17
Total MW				4,378.80	

Cogen: cogeneración tras: trasvase

Tabla 4-6 Proyectos en Colombia a ser considerados en el Plan de Expansión

4.4 DEMANDA Y OFERTA DE ENERGÍA EN CENTRO AMÉRICA Y ECUADOR

Al igual que en Colombia, los países que conforman la región latina de América han presentado importantes aumentos en la demanda de energía fruto de sus crecimientos económicos en los comienzos de ésta década. Su principal fuente de generación son los recursos hídricos seguidos por los recursos térmicos derivados del petróleo y con una buena participación en fuentes renovables especialmente de tipo eólico y geotérmico. Por este motivo y por su disponibilidad de recursos energéticos, se considera a nivel mundial como una de las regiones con mayor participación en la generación actual y futura a partir de energías renovables.

Sin duda, uno de los factores que conlleva al uso intensivo de recursos renovables es mitigar las emisiones originadas por la generación térmica.

A continuación se presenta la demanda de energía empleada en las simulaciones energéticas de éste plan.

Demanda de Energía en Centro América

Como se observa en la Tabla 4-7, con excepción de México, en su orden los principales consumidores futuros de energía eléctrica en centro América son: Costa Rica, Guatemala, Honduras, Panamá, El Salvador, y Nicaragua.

Año	Panamá GWh	Costa Rica GWh	Nicaragua GWh	Honduras GWh	El Salvador GWh	Guatemala GWh
2008	6,773	9,568	3,223	7,029	5,601	7,732
2009	7,323	10,049	3,372	7,455	5,842	8,147
2010	7,944	10,562	3,525	7,967	6,093	8,574
2011	8,410	11,090	3,681	8,492	6,355	9,011
2012	8,896	11,643	3,845	9,018	6,628	9,460
2013	9,383	12,226	4,019	9,586	6,914	9,922
2014	9,872	12,842	4,203	10,177	7,211	10,395
2015	10,368	13,492	4,399	10,792	7,521	10,882
2016	10,895	14,184	4,599	11,428	7,844	11,381
2017	11,449	14,918	4,813	12,081	8,181	11,895
2018	12,031	15,692	5,043	12,807	8,533	12,422
2019	12,641	16,509	5,278	13,608	8,901	12,963
2020	13,278	17,374	5,529	14,443	9,283	13,520
2021	13,931	18,288	5,791	15,311	9,682	14,076
2022	14,606	19,254	6,062	16,150	10,098	14,632

Tabla 4-7 Demanda de energía empleada en países de Centro América en el Plan de Expansión de Colombia

Demanda de energía en Ecuador¹⁴

La demanda de energía eléctrica en el Ecuador ha mostrado niveles crecientes desde el año 1999. Sin embargo, a partir del año 2002, estos incrementos alcanzaron en promedio un 6% aproximadamente. En el año 2007 el Ecuador presentó un consumo de energía de 14,665.86 GWh superior en un 4.95% que el ocurrido en el año 2006, siendo sus principales centros de consumo Guayaquil y Quito. En cuanto a potencia, el sistema ecuatoriano alcanzó el año anterior una demanda máxima de 2,706. 3 MW, un 2.45% superior a la presentada en el año 2006.

Para los análisis planteados en éste plan de expansión se consideró la demanda media de energía para Ecuador. Ver Tabla 4-8.

¹⁴ Datos tomados de la Corporación CENACE – Centro Nacional de Control de Energía. Informe anual 2007

Año	GWh
2008	16,486
2009	17,348
2010	18,228
2011	19,132
2012	20,064
2013	21,026
2014	22,020
2015	23,047
2016	24,108
2017	25,201
2018	26,335
2019	27,520
2020	28,758

Tabla 4-8 Demanda de energía empleada en Ecuador en el Plan de Expansión de Colombia

Ofertas y proyectos de generación en Ecuador

En cuanto a potencia instalada, el Ecuador ha aumentado en aproximadamente un 15% su capacidad instalada desde el año 1999, esto sin contar los 400 MW que posee por interconexiones internacionales. A junio de 2007 su capacidad instalada nominal era de 3,863 MW¹⁵ sin incluir las interconexiones. De ésta capacidad el 52% corresponde a plantas hidráulicas y los restantes 48% a capacidad térmica.

A la par de los recientes cambios logrados a nivel institucional, el gobierno del Ecuador está promoviendo el desarrollo de nuevos proyectos hidráulicos de gran y mediana escala, así como algunos proyectos de energía renovable, los cuales buscan como política reducir al máximo el consumo de electricidad térmica producida a base de combustibles fósiles, los cuales son subsidiados¹⁶. Entre otras, estas son algunas de las razones para el impulso y desarrollo de nuevos proyectos como: Sopladora de 312 MW, Coca Codo Sinclair de 1,500 MW, Toachí – Pilatón de 228 MW y Jubones de 380 MW aproximadamente. Sin embargo, en el caso base de éste plan no se contempló la inclusión de los dos últimos proyectos.

En el plan de expansión de referencia de generación 2008-2022 de la UPME, se había considerado para los diferentes análisis una expansión en Ecuador de 506.5 MW, no obstante, a lo largo del año anterior como en lo corrido de 2009 se han logrado avances en algunos de estos proyectos, razón por la cual se han incorporado en estos análisis.

A continuación, en la Tabla 4-9 se presentan los proyectos empleados en los análisis de interconexión con el sistema ecuatoriano.

¹⁵ CONELEC. Plan Maestro de Electrificación 2007 – 2016. Diciembre de 2007.

¹⁶ Apartes tomados del CONELEC, Plan maestro de electrificación del Ecuador 2007-2016.

Proyecto	Tipo	Capacidad (MW)	Fecha de operación comercial
Mazar	Hidro	186	mar-09
Ocaña	Hidro	26	ene-09
El topo	Hidro	22	ene-09
EDC	Térmico	234	ene-10
Pilalo 3	Hidro	9.3	ene-10
Baba	Hidro	42	abr-10
Sigchos	Hidro	18	ene-10
Sopladora	Hidro	312	ene-11
EDC	Térmico	88	mar-11
Arenillas	Térmico	150	ene-17
Total MW		1,087.3	

Tabla 4-9 Proyectos en Ecuador a ser considerados en el Plan de Expansión

Proyectos de generación en Centro América y Perú

Con el fin de tener una visión acerca de los desarrollos de proyectos a futuro que tendrán los países de Centro América, así como el Perú, se describe a continuación una breve visión de los principales desarrollos que se tienen a nivel de generación.

- México^{17 18}

Con el fin de atender la demanda futura de energía y potencia en el periodo 2007 – 2017, México ha previsto que su demanda se satisface con 26,488 MW, de los cuales 3,316 MW serán hidráulicos, 14,766 MW serán térmicos. Con recursos eólicos y de geotermia se construirán 749 MW, entre generación distribuida y proyectos de repotenciación se desarrollarán 885 MW y los restantes 6,772 MW aún no han definido su tecnología. Así mismo, de la capacidad total prevista en proyectos en construcción o licitación se tienen 5,498 MW.

- Guatemala^{19 20 21}

Para asegurar el suministro de energía eléctrica hasta el año 2022, Guatemala considera necesario instalar 2,705 MW bajo un escenario medio de demanda. La oferta firme asociada a esta capacidad se estima en 2,000 MW que sumado a la oferta actual totaliza aproximadamente 3,600 MW, para atender una demanda mayor a los 3,100 MW.

El promedio de la capacidad adicional a instalar anualmente hasta el año 2022 para un escenario medio de crecimiento es aproximadamente de 190 MW, siendo necesario que en los primeros cinco años del plan se instalen aproximadamente 1,500 MW.

¹⁷ <http://www.cfe.gob.mx/es/>

¹⁸ Comisión Federal de Electricidad, Programa de obras e inversiones del sector eléctrico 2008 – 2017.

¹⁹ <http://www.cnee.gob.gt/>

²⁰ <http://www.amm.org.gt/>

²¹ <http://www.mem.gob.gt/Portal/Intro.htm>

En el año 2008, se realizarán los estudios de prefactibilidad de 11 centrales hidroeléctricas, con la finalidad de seleccionar los mejores y gestionar para éstos, las cooperaciones internacionales que permitan la realización de estudios de factibilidad. La capacidad instalable alcanza la cifra de 1,174 MW y una producción anual media de 8,821 GWh.

Los proyectos hidroeléctricos considerados a estudiar son: El Arco, San Juan, La Tinta, El Sisimite, Pompeya, Tzucancá, El Guayabo, Concuá, San José, Siquichúm y El Naranjo.

En cuanto a recursos geotérmicos Guatemala prevé desarrollar 5 MW. En la actualidad tienen una potencia instalada de 24 MW. Así mismo, se exploran otras áreas con el fin de lograr incorporar una mayor capacidad a su sistema de generación.

- Nicaragua^{22 23}

Existe gran interés del gobierno de Nicaragua en aumentar su capacidad para la generación de energía así como cambiar la matriz de generación. El Plan del Ministerio propone la adición de 966 MW desde el año 2008 hasta el año 2014, de los cuales 374 MW son térmicos, 246 MW geotérmicos, 306 MW hidroeléctricos y 40 MW eólicos.

El potencial factible que se tiene estudiado en Nicaragua respecto a hidroeléctricas es de 1,760 MW, dentro de los cuales se encuentran identificados proyectos como Tumarín de 450 MW, Larreynaga de 15 MW, Copalar de 281 MW, Piedra Fina de 102 MW, entre otros.

En recursos eólicos los sitios potenciales están en Zonas Rivas 140 MW, Hato Grande, el Crucero, Isla de Ometepe, áreas que podrían instalar 20 MW cada una, de igual manera, se contempla Amayo de 40 MW.

Por otra parte en recursos geotérmicos el gobierno de Nicaragua ha otorgado hasta la fecha dos concesiones de explotación y dos concesiones de exploración para el desarrollo de éste tipo de energías. En la actualidad, de las licencias otorgadas por explotación, uno de los proyectos a desarrollar es San Jacinto Tizate, el que se considera deberá estar operando a más tardar el primer trimestre del 2010. De las concesiones dadas para exploración en geotérmica se han dado dos: una El Hoyo - Monte Galán y otra Managua - Chiltepe.

- El Salvador²⁴

El Salvador al igual que otros países en Centro América tiene proyectado en el corto plazo lograr atender la demanda de energía con algunos recursos térmicos y repotenciación de algunas unidades hidráulicas, ya en el largo plazo plantea la construcción de proyectos hidroeléctricos como El Cimarrón con 261 MW, y El Chaparral con 66 MW, así mismo tiene planteado desarrollar nuevos proyectos de generación a partir de geotermia.

²² <http://www.ine.gob.ni/>

²³ <http://www.mem.gob.ni/index.php?s=1>

²⁴ <http://www.enee.hn/generacion.htm>

- Honduras²⁵

Honduras ha promovido la participación privada para la incorporación de proyectos de generación de energía eléctrica. Para atender la demanda de energía futura del país se contempla una expansión de 2,893 MW hasta el 2022, de los cuales 841 MW corresponden a proyectos hidroeléctricos, en plantas a carbón 1,150 MW, diesel 818 MW y 80 MW de energía eólica.

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras -ENEE- busca la promoción y desarrollo de proyectos, principalmente hídricos, eólicos y geotérmicos como proveniente de biomasa.

En lo referente a energía proveniente de recursos hídricos, se trabaja en el desarrollo de los estudios de los proyectos Mixcure, Derivación del Río Tamalito, El Tablón, Los Llanitos y Guajarambala.

En desarrollo de proyectos de energía geotérmica, Honduras desarrolla convenios con organismos internacionales con el fin de ampliar y profundizar un mayor conocimiento en este tipo de recursos.

- Costa Rica²⁶

En el plan de expansión de generación de Costa Rica, se presentan unas medidas de corto, mediano y largo plazo, las de corto plazo están encaminadas a cumplir un plan de contingencia en donde se plantea la instalación de plantas térmicas, las cuales comprenden la instalación de aproximadamente 550 MW, mientras que para el mediano y largo plazo, las acciones van encaminadas al desarrollo de fuentes renovables. Dentro del desarrollo del plan se propone acometer proyectos hidroeléctricos tales como Reventazón de 400 MW, Diquís de 622 MW, Pacuare de 158 MW y Savegre 200 MW y otros proyectos que provenirán de recursos eólicos. Para la concreción de los proyectos en el largo plazo se necesitan desarrollar programas de estudio, preparación y financiamiento.

- Panamá^{27 28}

Se mantienen como candidatos los tres proyectos de Changuinola 75 con capacidad de 223 MW previsto entrar en operación en el 2010, Changuinola 140 de 132 MW y Changuinola 220 de 126 MW los cuales son los más viables²⁹. Se cuenta además con un "Análisis de la Viabilidad Económica del Proyecto Changuinola I" efectuado por Synex Ingenieros de Chile.

Los proyectos Gualaca, Paso Ancho y Bajo de Mina, tienen contratos de suministro de energía y potencia con la Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S.A., deben

²⁵ <http://www.enee.hn/generacion.htm>

²⁶ ICE. Plan de Expansión de la generación eléctrica 2008-2021

²⁷ <http://www.etesa.com.pa/>

²⁸ <http://www.cnd.com.pa/>

²⁹ Estudio de Reevaluación del Potencial Hidroeléctrico de la cuenca de los ríos Teribe y Changuinola. SWECO (Suecia) – CAI (Panamá), y el estudio de Suministro Futuro de Electricidad de SNC-Lavalin.

entrar en operación comercial en el cuarto trimestre de 2009. Por su parte el proyecto Los Algarrobos de 10 MW será desarrollado por Unión Fenosa como autogeneración para entrar en operación comercial en el año 2009. El proyecto Bonyic de 30 MW está programado para entrar en operación comercial a finales del año 2010.

Se contempla en el Plan de Expansión del Sistema de Generación las Hidroeléctricas Baitún, Burica, El Alto, y otras, donde ETESA tiene los estudios correspondientes y/o información pertinente.

- Perú³⁰

El Plan de Expansión de la Generación del SEIN para el Escenario de Crecimiento de la demanda medio, considera un incremento de capacidad instalada a 3,163 MW, para el año 2015 de los cuales 2,010 MW corresponden a térmicos que emplearan gas natural de Camisea y 1,153 MW a hidroeléctricas.

A continuación en la Tabla 4-10, se muestra un resumen de la capacidad de los proyectos que se consideraron en la simulación para cada uno de los diferentes países del área de Centro América.

Recurso	Panamá	Costa Rica	Nicaragua	Honduras	El Salvador	Guatemala
Hidro	578.55	321.3	308	210.8	102	80
Térmico	34.15	706	200	700	204	1,435

Tabla 4-10 Capacidad en MW en Centro América a ser considerados en el Plan de Expansión

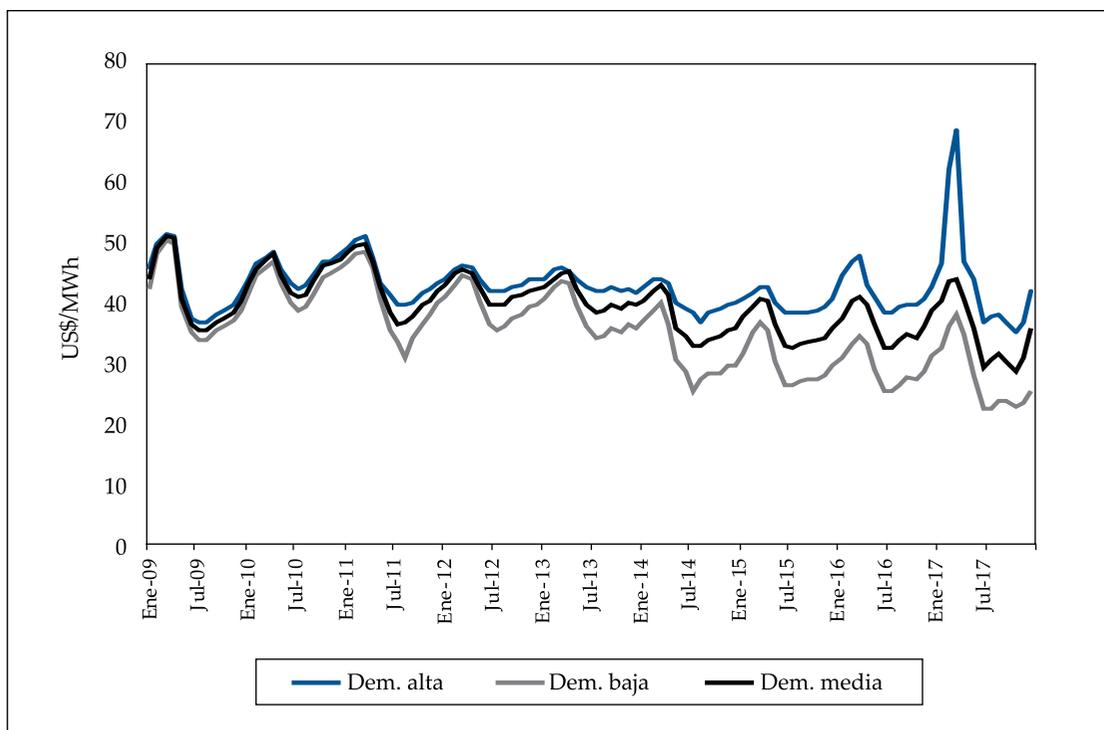
4.5 COMPORTAMIENTO DE LA GENERACIÓN EN COLOMBIA CONSIDERANDO SOLO PROYECTOS DEL CARGO POR CONFIABILIDAD

Antes de analizar la expansión necesaria en el sistema colombiano se presenta a continuación el comportamiento de éste sin tener una expansión adicional a la prevista, de acuerdo a la asignación de obligación de energía firme del cargo por confiabilidad. Este análisis se presenta considerando los diferentes, escenarios de demanda de energía tanto alto, como medio, y bajo sin tener en cuenta interconexiones eléctricas existentes o futuras. El periodo de simulación corresponde a 2009 – 2017.

Los resultados obtenidos y mostrados a continuación del modelo MPODE (Modelo de Programación Dinámica Dual Estocástica) corresponden al costo marginal promedio del sistema colombiano e incluye los costos de CERE, FAZNI, Ley 99 y AGC. Ver Gráfica 4-6, e índices de confiabilidad³¹ mostrados en la Tabla 4-11.

³⁰ <http://www.etsa.com.pa/>

³¹ CREG Resolución 025 de 1995. Límite de confiabilidad de energía: Es el máximo nivel aceptable de riesgo en el suministro de la demanda de energía. Este nivel de riesgo se mide con el índice valor esperado de racionamiento de energía (VERE), expresado en términos de porcentajes de la demanda mensual de energía y tiene un valor del 1.5%. Adicionalmente, se tiene el índice valor esperado de racionamiento de energía condicionado (VEREC), correspondiente al valor esperado de racionamiento en los casos en que se presenta, cuyo valor límite es el 3% de la demanda de energía y el número de casos con racionamiento, cuyo límite es 5 casos.

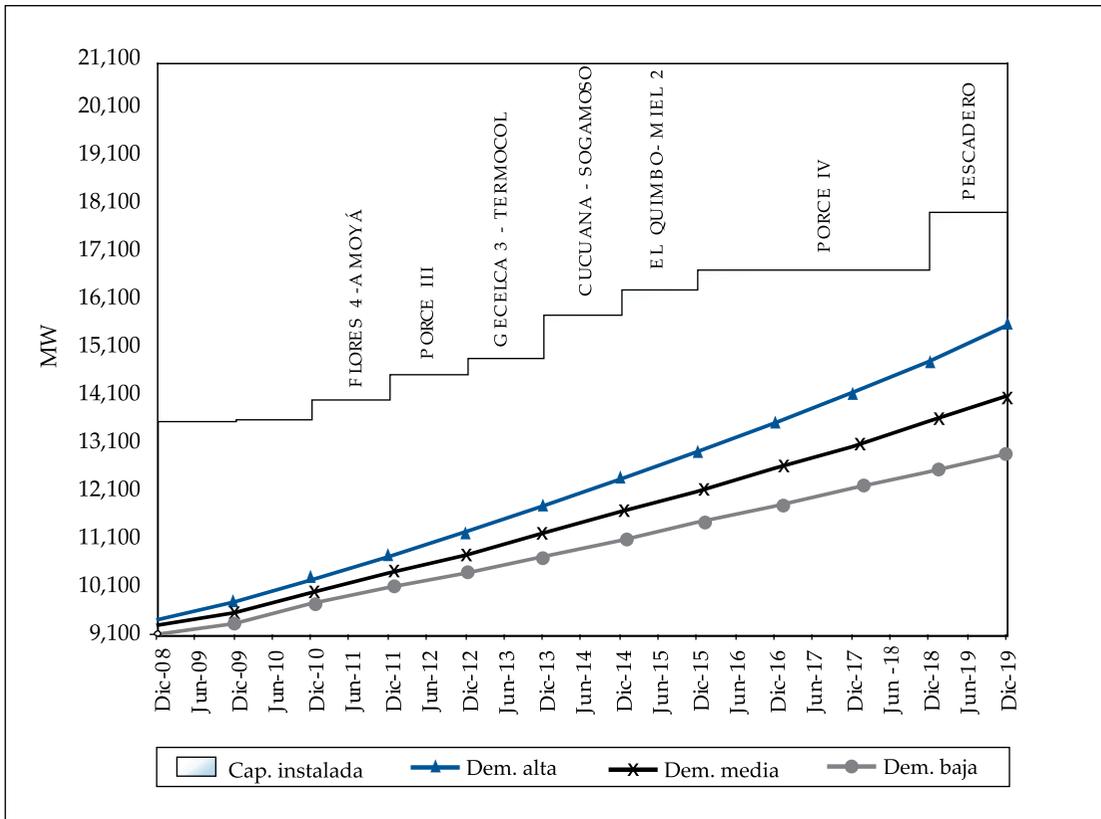


Gráfica 4-6 Costo marginal del sistema colombiano sin considerar expansión diferente a los proyectos en construcción y los de Cargo por Confiabilidad, US\$/MWh dólares de oct/08

Mes/Año	No. casos	Verec	Vere
01/2016	1	2.17%	0.02%
02/2017	2	2.10%	0.04%
03/2017	2	0.57%	0.01%
05/2017	2	0.46%	0.01%
12/2017	1	4.87%	0.03%

Tabla 4-11 Comportamiento de los límites de confiabilidad con los proyectos asignados en la Obligación de Energía Firme

Por otra parte, en la Gráfica 4-7 se presenta la evolución de la capacidad instalada y futura contra la demanda de potencia para los escenarios alto, medio y bajo. En la capacidad instalada se considera la capacidad efectiva de las plantas existentes como las que entrarían bajo la asignación de energía firme, de acuerdo con la fecha en que se hace obligatorio el cumplimiento de la asignación.



Gráfica 4-7 Comportamiento de la capacidad instalada vs la demanda de potencia considerando como fechas de entrada las reportadas por el Cargo por Confiabilidad

En la gráfica anterior se aprecia que entre el periodo 2016 y 2017, el nivel de reserva del sistema se ve disminuido ante la ocurrencia de cualquiera de los escenarios de demanda de potencia. No obstante, dependiendo del comportamiento de la demanda de energía, es posible que para dichos años se requiera realizar otras obligaciones de energía en firme que además de incrementar la confiabilidad de energía, permitirán aumentar el nivel de reserva del sistema en lo referente a potencia. Aunque al respecto, la regulación vigente para el sistema colombiano ha enviado señales en cuanto a que los requerimientos de confiabilidad del sistema son principalmente más en energía que en potencia.

4.6 VISION DE MEDIANO Y LARGO PLAZO EN LA EXPANSIÓN EN GENERACIÓN COLOMBIA

Adicional a la incorporación de los proyectos que se instalarán en el sistema, derivados de sus desarrollos antes del cargo por confiabilidad así como los decididos a través de la asignación de energía firme, se hizo necesario para garantizar la atención de la demanda de energía del sistema dentro de los límites de confiabilidad establecidos, la incorporación de capacidad adicional, en el largo plazo (2018-2023).

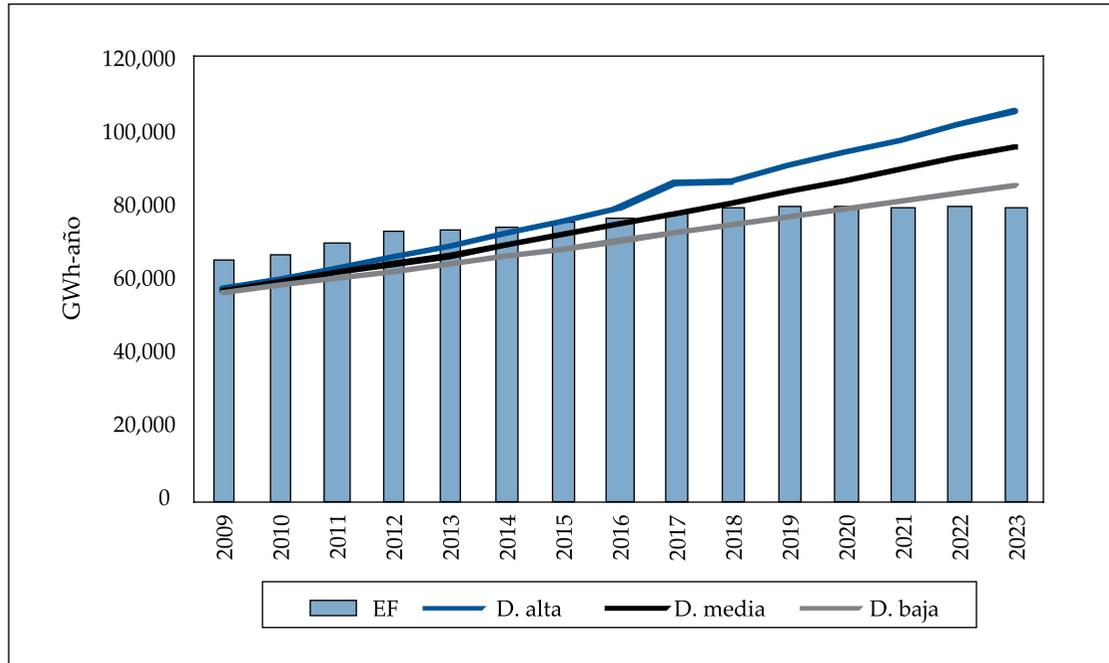
A pesar de que las necesidades de expansión en generación del sistema están prácticamente definidas por la asignación de energía firme, éste plan conserva aún las alternativas y

estrategias de los planes pasados. La principal diferencia radica en los periodos de análisis en donde las alternativas cubren el mediano plazo, periodo 2009-2017 y las estrategias el periodo 2018-2023.

Las alternativas y estrategias analizadas son cuatro: la primera de ellas conserva la tendencia presentada en los resultados del cargo por confiabilidad, una segunda analiza un aumento de la capacidad de interconexión hacia Centro América a partir del año 2015, la tercera tiene en cuenta una mayor participación de recursos renovables a partir de energía eólica, cogeneración, y aumento en la participación de plantas hidráulicas con capacidad menor a 20 MW, mientras que la cuarta supone el retiro de 211 MW de las plantas existentes.

Un buen referente para determinar la expansión requerida, es confrontar las proyecciones de demanda de energía del sistema colombiano con las obligaciones de energía firme que pueden aportar las plantas existentes como futuras en construcción, suponiendo que dichas obligaciones se mantendrán constantes a lo largo del periodo de análisis.

La Gráfica 4-8, relaciona las obligaciones de energía firme que podría tener al final de cada año el sistema colombiano con los diferentes escenarios de proyección de energía; alta, media y baja usadas en éste plan (versión de julio de 2008), como se observa en la gráfica, el escenario de demanda alta está atendido hasta el año 2015. A partir del año 2016 y subsiguientes, alguna porción de dicha demanda no está cubierta, en el gráfico también se puede apreciar que en el caso en que el sistema colombiano evolucione bajo un escenario de demanda media éste estaría cubierto hasta el 2018 y en demanda baja hasta el 2020.³²



Gráfica 4-8 Demanda de energía vs. energía firme verificada

³² La gráfica fue construida bajo el supuesto de que las obligaciones de energía firme asignadas se mantienen constantes.

Supuestos principales

A continuación se especifican los supuestos básicos tenidos en cuenta en los diferentes escenarios y casos a ser considerados en el plan de expansión:

- Hidrologías de enero de 1938 a mayo de 2008.
- Proyección de demanda de energía y potencia a julio de 2008.
- Índices de indisponibilidad según base de información de XM.
- Proyectos asignados en el cargo por confiabilidad así como reportados a la UPME.
- Fecha de entrada en operación de los diferentes proyectos, de acuerdo con la información suministrada por los diferentes promotores.
- Interconexión Colombia con Ecuador a 500 MW.
- Interconexión a Centro América a 300 MW a partir de enero de 2013.
- Proyectos a ser considerados en el plan de expansión, en el caso colombiano de acuerdo a la Tabla 4-6, Ecuador a la Tabla 4-9, y Centro América a la Tabla 4-10.
- Proyección de precios de gas natural, carbón mineral, fuel oil número 2 y 6 y jet fuel de octubre de 2008.

A continuación la Tabla 4-12 presenta un resumen de los supuestos de las alternativas y estrategias empleadas que a continuación serán desarrolladas.

Alternativa y estrategia 1	Alternativa y estrategia 2	Alternativa y estrategia 3	Alternativa y estrategia 4
Demanda alta	Demanda media	Demanda media	Demanda media
Expansión de Colombia (ver tabla de proyectos en Colombia)	Expansión de Colombia (ver tabla de proyectos en Colombia)	Expansión de Colombia (ver tabla de proyectos en Colombia) más 50 MW en recursos eólicos en el 2011 y 2012	Expansión de Colombia (ver tabla de proyectos en Colombia) retiro de 198 MW en unidades de carbón y 13 MW a gas natural
Expansión en Ecuador (ver tabla de proyectos en Ecuador)	Expansión en Ecuador (ver tabla de proyectos en Ecuador) más Coca Codo Sinclair 1,500 MW	Expansión en Ecuador (ver tabla de proyectos en Ecuador)	Expansión en Ecuador (ver tabla de proyectos en Ecuador)
Interconexión a Ecuador 500 MW	Interconexión a Ecuador 500 MW	Interconexión a Ecuador 500 MW	Interconexión a Ecuador 500 MW
Interconexión a Panamá 300 MW a partir de 2013	Interconexión a Panamá 300 MW a partir de 2013 y se amplía a 600 MW a partir de 2016	Interconexión a Panamá 300 MW a partir de 2013	Interconexión a Panamá 300 MW a partir de 2013
Precios medios de combustible	Precios medios de combustible	Precios medios de combustible	Precios medios de combustible

Tabla 4-12 Resumen de los supuestos empleados en las alternativas y estrategias analizadas

Alternativa y estrategia 1

Esta alternativa y estrategia conserva la tendencia presentada en los resultados del cargo por confiabilidad, es decir, que el sistema se expande de acuerdo a aquellos recursos con los cuales se tiene mayor disponibilidad en el momento como son agua y carbón. Sin embargo, se presenta en menor proporción la entrada de proyectos a gas natural, aunque la entrada de algunos de estos proyectos en ésta alternativa y estrategia corresponden a los cierres de ciclos que actualmente se hallan en operación en el sistema.

La alternativa y estrategia tiene como base la incorporación de plantas que actualmente se hallan en construcción así como las derivadas del proceso del cargo por confiabilidad, así mismo, supone que el sistema evoluciona sobre un escenario de demanda alta, precios de combustibles medios y se tienen las interconexiones internacionales hacia Ecuador a 500 MW. De igual manera, se supone la entrada en operación en enero de 2013 de la interconexión con Centro América a una capacidad de 300 MW, la cual se mantiene constante a lo largo del periodo de análisis.

Bajo los anteriores supuestos, en el periodo 2009 - 2017, con el fin de que el país continúe siendo exportador de energía y cumplir los límites de confiabilidad, se observa que el sistema requiere una expansión adicional aproximadamente de 700 MW a los ya previstos, el ingreso de estas plantas se estima a partir del año 2016 en donde se requeriría la instalación de 300 MW y los 403 MW restantes en el año 2017. Si bien esta capacidad puede considerarse superior a la que se podría prever para cubrir la energía firme del sistema empleando la metodología del cargo por confiabilidad, es previsible que también en dicho periodo se puedan presentar retiros de unidades de generación actualmente en operación debido a periodos de vida útil cumplidos y por ende, dicha capacidad deba ser cubierta por otras plantas o repotenciaciones de las existentes que implicarán retiros temporales del sistema.

Para el periodo 2018 – 2023 esta estrategia preserva la tendencia presentada en el mediano plazo, es decir participación de recursos hídricos y de carbón en la generación de energía eléctrica. Con el fin de poder atender la demanda del sistema dentro de los límites de confiabilidad establecidos, este periodo requiere 2,996 MW, de los cuales 2,250 MW serían en recursos hidráulicos, 300 MW a carbón mineral y los restantes 446 MW a gas natural, de estos últimos 300 MW podrían ser para una planta nueva.

La expansión requerida para esta alternativa y estrategia por año como por energético se presenta a continuación en la Tabla 4-13.

Año	Hidro	Gas	Carbón	Cogen	Comb. Liq
2009	9.9			38	
2010	193.9	160			
2011	795.2				
2012			150		210
2013	1,220				
2014					
2015	400				
2016			300		
2017	1,200	103	300		
2018		446			
2019					
2020	1,600				
2021	650				
2022			300		
2023					
Subtotal	6,069	709	1,050	38	210
Total	8,076				

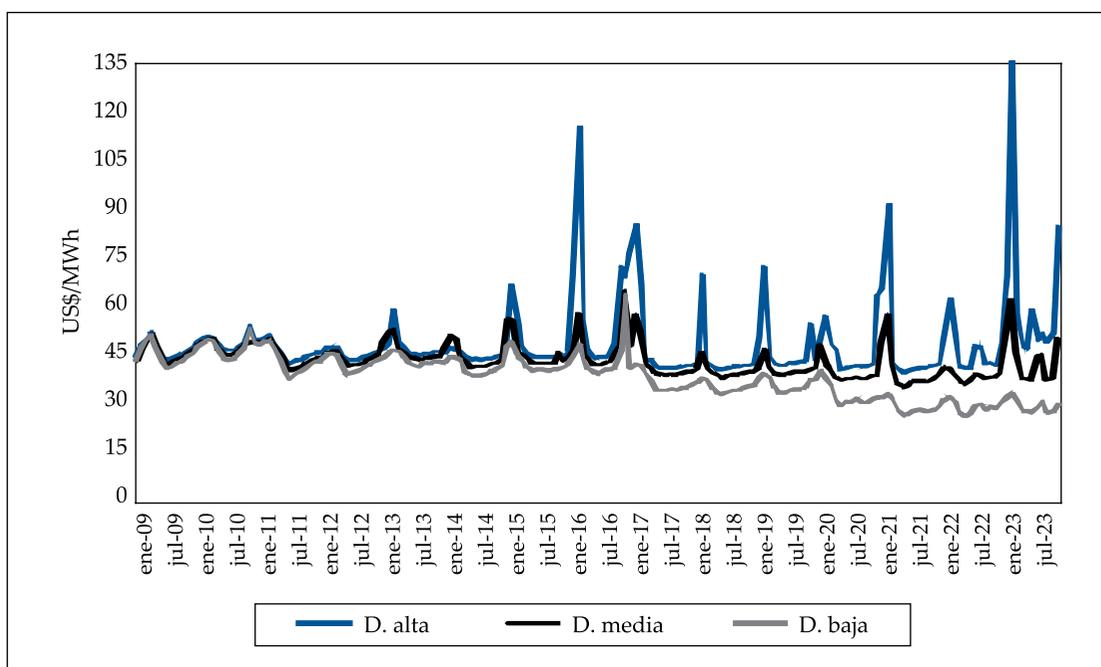
Tabla 4-13 Capacidad requerida en MW para la alternativa y estrategia 1 en el periodo 2009 – 2023

Para esta alternativa se evaluó la confiabilidad considerando solo la demanda alta de energía del sistema colombiano y los siguientes fueron los valores de los límites de confiabilidad, ver Tabla 4-14. Dicha tabla contiene únicamente los valores máximos presentados en cada año, partiendo del criterio de mayor número de casos fallados.

Mes/año	No. casos	Verec	Vere
12/2014	1	2.60%	0.03%
01/2015	1	2.84%	0.03%
02/2015	2	2.95%	0.06%
12/2016	2	2.84%	0.06%
02/2017	1	2.97%	0.03%
03/2018	1	0.95%	0.01%
03/2019	1	2.87%	0.03%
03/2021	3	1.42%	0.04%
03/2023	4	2.77%	0.11%

Tabla 4-14 Comportamiento de los límites de confiabilidad con los proyectos asignados en la Obligación de Energía Firme

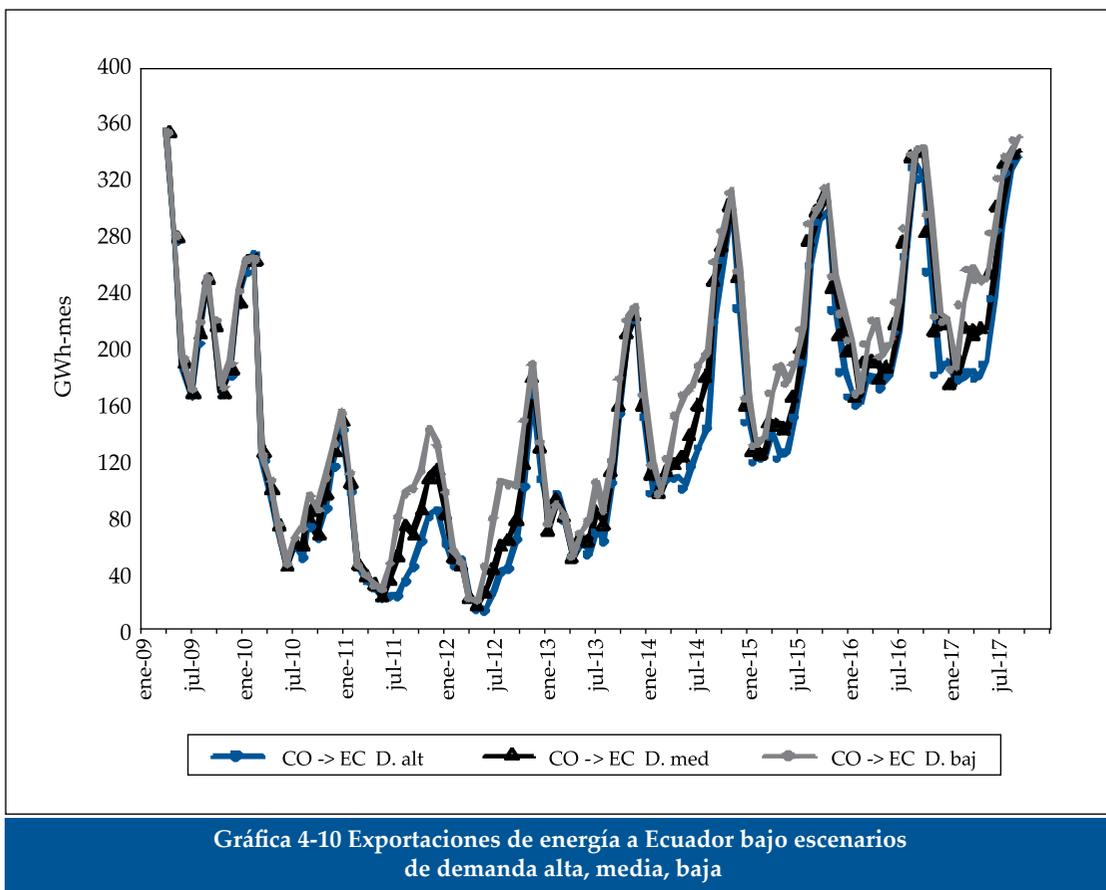
Con el fin de identificar la posible evolución del costo marginal de esta alternativa y estrategia para la capacidad propuesta, en la Gráfica 4-9 se presenta su comportamiento en el sistema colombiano. Igualmente, a dicha capacidad se le realizó un análisis de sensibilidad para los escenarios de demanda media y baja, los cuales se aprecian en la gráfica mencionada. El costo marginal del sistema incluye los costos de CERE, FAZNI, Ley 99 y AGC y se hallan expresados en dólares a octubre de 2008.



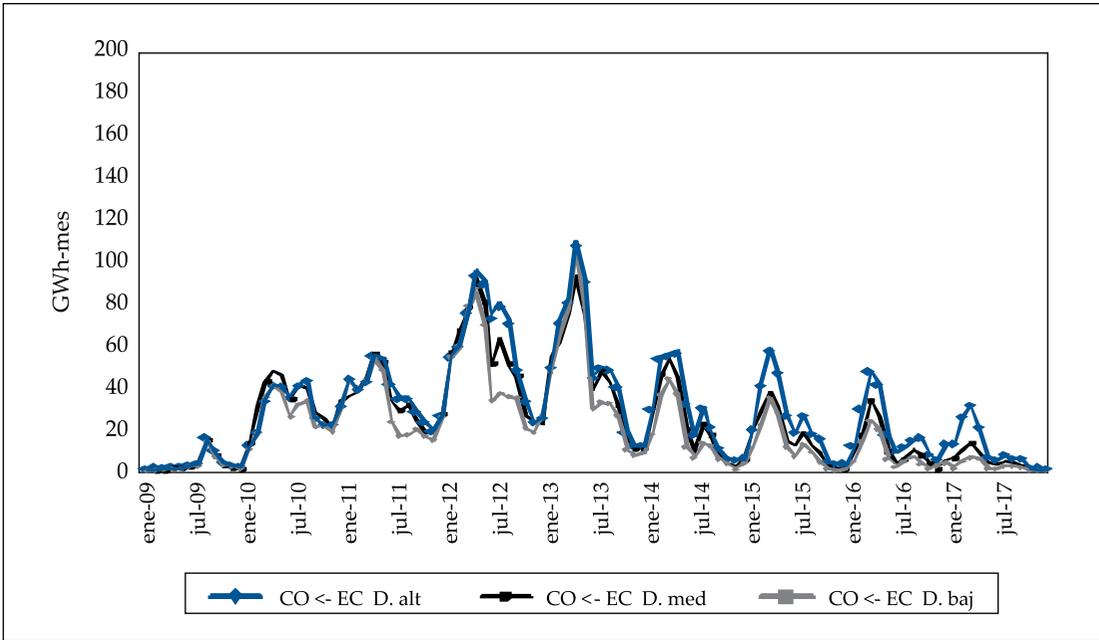
Gráfica 4-9 Costo marginal de la energía para los escenarios de demanda alta, media y baja, US\$/MWh de oct/08

Otro de los elementos importantes a identificar, son los posibles niveles de exportación e importación de energía que se presentan con los países que se tienen interconexiones. Las gráficas que hacen relación con las exportaciones e importaciones de energía se presentan hasta el año 2017, ya que resultados posteriores a dicho año son inciertos debido a la incertidumbre que se tiene sobre la entrada de nuevos proyectos de generación en otros países.

Cómo se observa en la Gráfica 4-10, el grado de exportaciones que tendría el sistema colombiano hacia el ecuatoriano, desciende a mediados del 2010, debido a la entrada del proyecto hidráulico Sopladora y térmico EDC en Ecuador. Ya finalizando el horizonte de mediano plazo se advierte la recuperación de las exportaciones del sistema colombiano en el caso de retardarse la entrada del proyecto Coca Codo Sinclair en Ecuador.

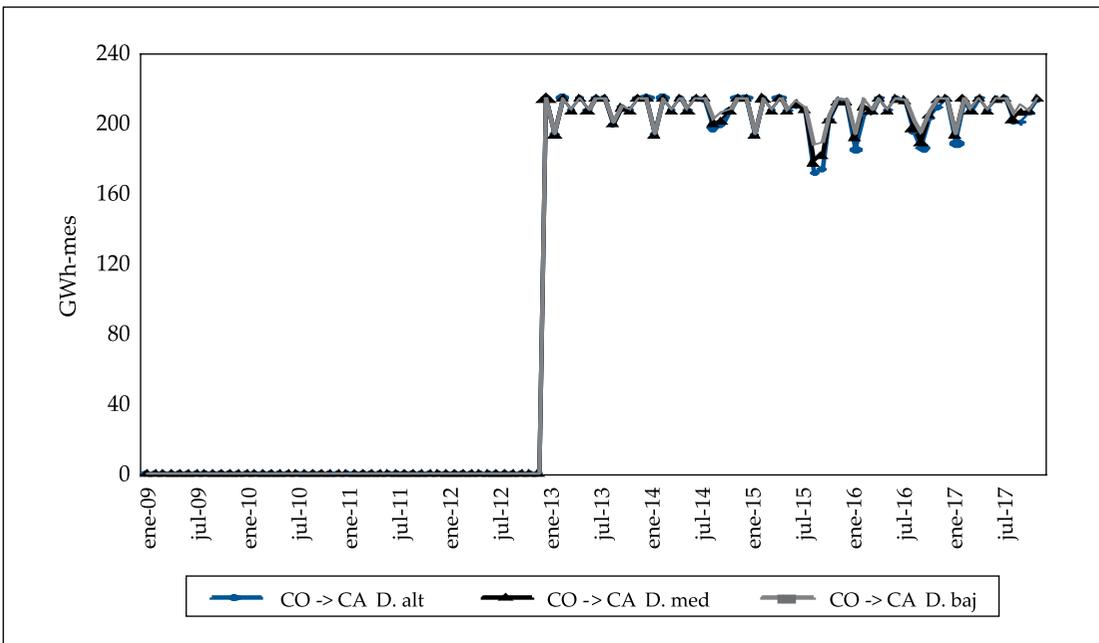


Así mismo, con la entrada de los nuevos proyectos en Ecuador, se observa en la Gráfica 4-11, que se presentan importaciones de energía del sistema colombiano en caso de conservarse la actual tendencia de precios de combustibles que presentan las plantas de generación del vecino país.



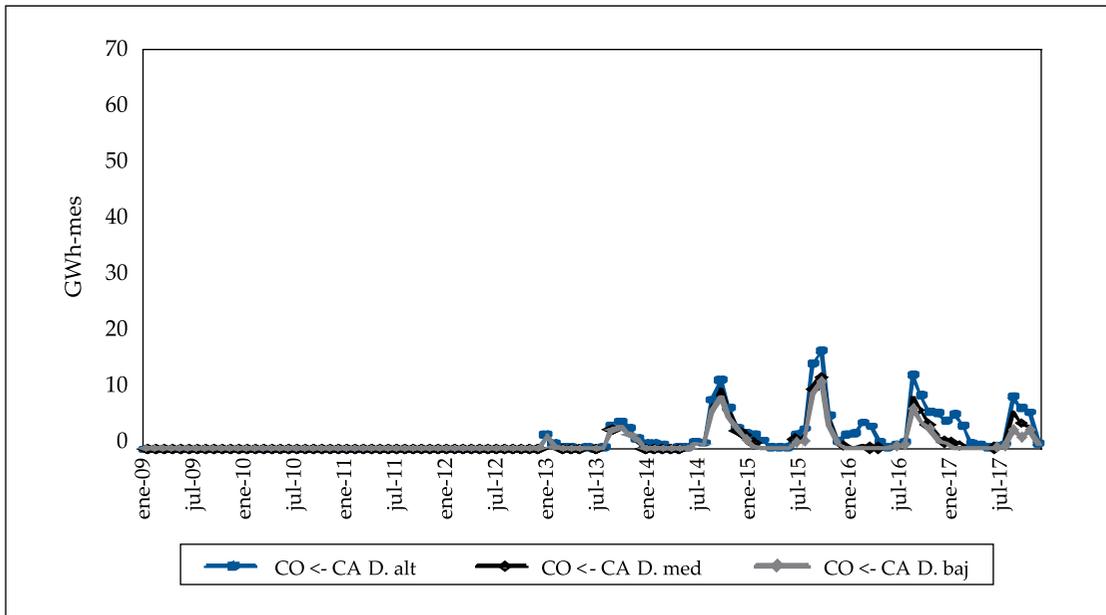
Gráfica 4-11 Importaciones de energía de Colombia provenientes de Ecuador bajo escenarios de demanda alta, media, baja en Colombia

En el caso de las exportaciones hacia Centro América, ver Gráfica 4-12, se identifica que en cualquiera de los escenarios de demanda alta, media o baja el sistema colombiano está en capacidad de exportar energía y que éstas podrán ser superiores a 200 GWh-mes, siempre y cuando no se presenten ampliaciones de capacidad a las aquí previstas en dichos países.



Gráfica 4-12 Exportaciones de energía a Centro América bajo escenarios de demanda alta, media, baja en Colombia

Cómo en el caso del sistema ecuatoriano ocurre en Centro América se presentan algunas importaciones del sistema colombiano, éstas se pueden apreciar en la Gráfica 4-13.



Gráfica 4-13 Importaciones de energía de Colombia provenientes de Centro América bajo escenarios de demanda alta, media, baja en Colombia

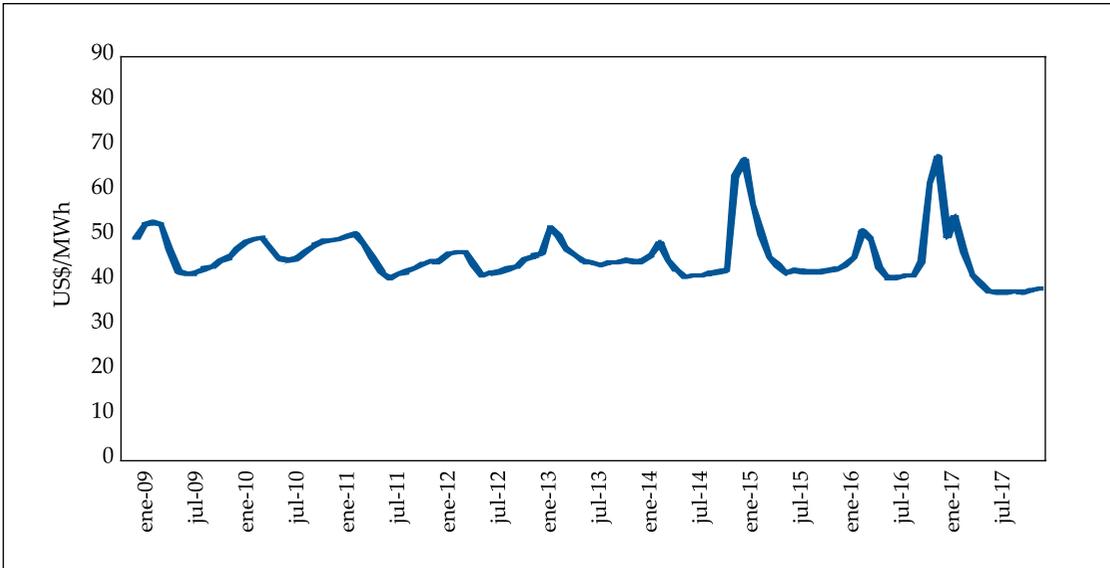
Alternativa y Estrategia 2

Como consecuencia de los requerimientos de expansión, así como los altos costos de la energía producida en los países de Centro América, los países integrantes desarrollaron un proyecto de integración conocido como el SIEPAC, con el cual se pretende mejorar la confiabilidad de su sistema, así como aminorar los costos incurridos en la generación de energía. Esta es sin duda una de las razones por las cuales los gobiernos de Panamá y Colombia acordaron desarrollar una interconexión eléctrica a 300 MW la cual podría entrar a operar en el año 2013 y con la posibilidad de ampliar a 600 MW en el 2016.

Con el fin de evaluar el impacto que tendrían sobre el sistema colombiano las características de la interconexión hacia Centro América, se planteó en este plan una alternativa y estrategia que conserve algunos de los principales supuestos utilizados en la alternativa y estrategia 1. Para este análisis se parte de la capacidad requerida en la alternativa y estrategia 1, (ver Tabla 4-13) pero analizando un escenario de demanda media en el caso colombiano.

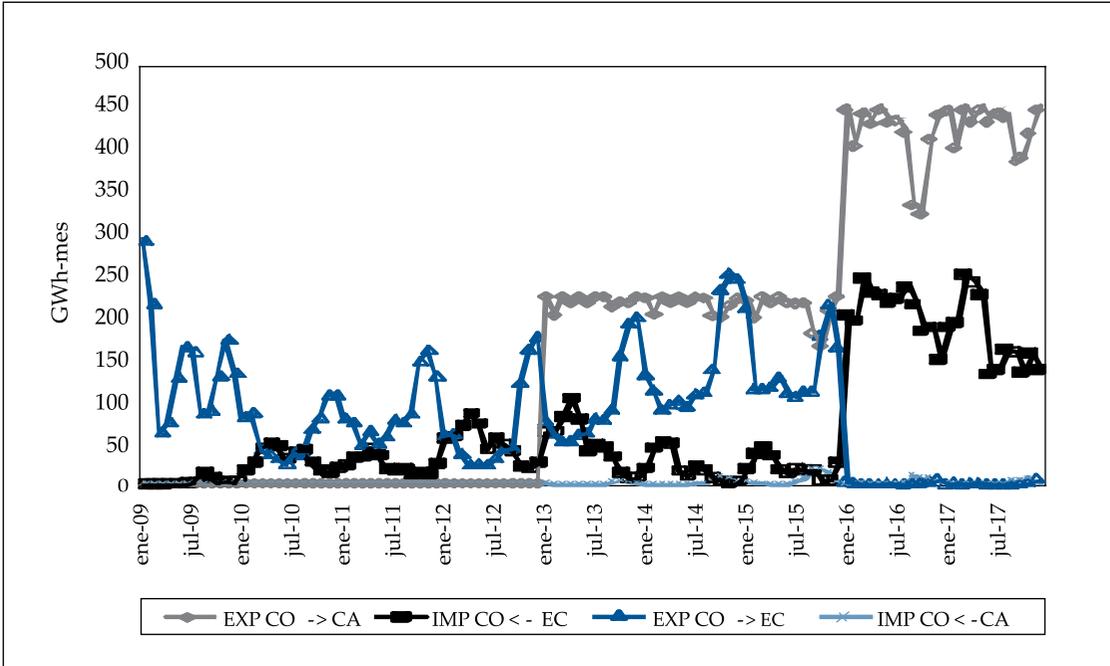
Igualmente, esta alternativa a diferencia de la uno, en el mediano plazo considera modificaciones en la capacidad de entrada en el sistema ecuatoriano para el cual se contempla la entrada del proyecto Coca Codo Sinclair de 1,500 MW, a partir del año 2016.

El impacto en el costo marginal del sistema colombiano, considerando la ampliación de la interconexión hacia Panamá y el efecto del aumento de la capacidad instalada en Ecuador se puede apreciar en la Gráfica 4-14.



Gráfica 4-14 Costo marginal de la energía del sistema colombiano con interconexión a Centro América a 300 MW 2013-2014 y 600 MW 2016-2023, US\$/MWh de oct/08

Con la entrada del proyecto Coca Codo Sinclair en Ecuador, se observa que el sistema colombiano presenta importaciones de energía de éste país, pudiendo alcanzar en promedio 175 GWh-mes y posiblemente el sistema colombiano sea un sistema de tránsito hacia Centro América. Las exportaciones e importaciones de ésta alternativa y estrategia se muestran en la Gráfica 4-15.



Gráfica 4-15 Exportaciones e importaciones de energía de Colombia considerando interconexiones internacionales planteadas en la alternativa y estrategia 2

Alternativa y Estrategia 3

La tercera alternativa y estrategia analizada se concentra en presentar el impacto sobre el sistema colombiano con una mayor participación de recursos renovables, esto teniendo como origen la directriz fijada en el Plan Nacional de Desarrollo, en donde se da mayor participación a este tipo de energías. Con el fin de establecer el tipo de energías que podrían implementarse en el sistema, se acude a emplear la mayor disponibilidad y conocimiento de recursos energéticos con los cuales cuenta el país, es por ende que los principales recursos empleados y que por costos dentro de éste tipo de energías pueden utilizarse lo constituyen el recurso eólico, biomasa a través de cogeneración, así como recursos hídricos con proyectos de capacidad menor a 20 MW. El costo de instalación considerado para el recurso eólico fue de 1,700 US/kW, biomasa de 1,300 US/kW e hidráulicas menores 1,550 US/kW. Los años en que se consideró la entrada de estos proyectos y sus capacidades son: 60 MW en cogeneración en el 2011, 20 MW eólicos en el 2012, 188.8 MW hidráulicos de los cuales 19.9 MW en el 2011, 19.9 en el 2013 y 150 MW en el 2018.

A pesar de que el sistema no requiere capacidad adicional en el mediano plazo, se observa que si el país desea incursionar en políticas de mayor participación de energías renovables, el momento adecuado para la entrada de estos recursos son los años 2011 a 2013 ya que será la época en donde se presenta el mayor costo marginal para el sistema. No obstante, su consideración en el largo plazo dependerá del comportamiento futuro de la demanda de energía.

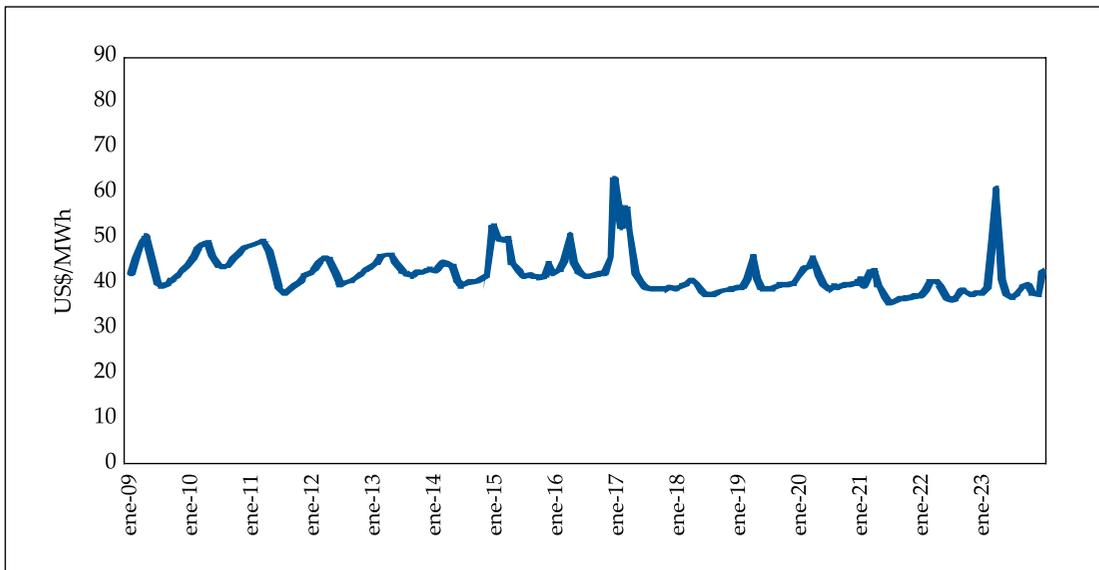
Esta alternativa es analizada bajo los supuestos de demanda media, costos medios de combustible, interconexión a Ecuador a 500 MW y Centro América a 300 MW a partir del año 2013.

La expansión requerida en el sistema colombiano considerando los anteriores supuestos se presenta a continuación en la Tabla 4-15.

Año	Hidro	Gas	Carbón	Eólico	Cogen	Comb. liq
2009	9.9				38	
2010	193.9	160				
2011	815.1				60	
2012			150	20		210
2013	1,240					
2014						
2015	400					
2016			300			
2017	1,200	249	150			
2018	150	300				
2019						
2020	400					
2021	1,850					
2022			300			
2023						
Subtotal	6,259	709	900	20	98	210
Total						8,176

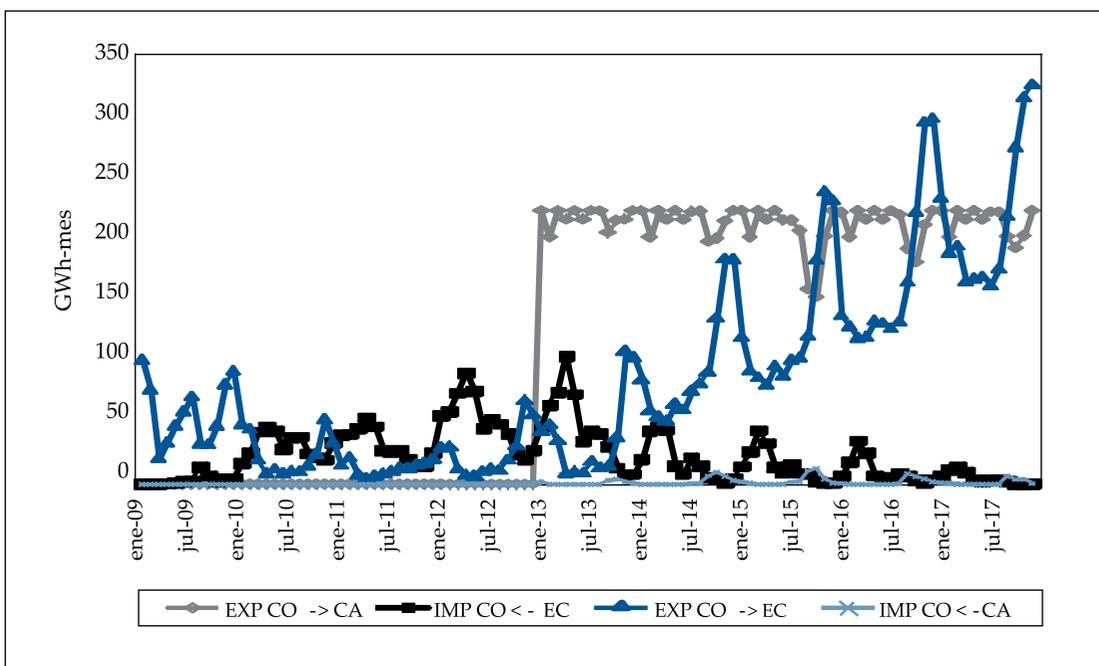
Tabla 4-15 Capacidad requerida en MW para la alternativa y estrategia 3 en el periodo 2009 – 2023

El comportamiento del costo marginal para la alternativa que plantea mayor participación de recursos renovables en el sistema colombiano se muestra a continuación en la Gráfica 4-16.



Gráfica 4-16 Costo marginal de la energía del sistema colombiano,US\$/MWh de oct/08

Bajo esta alternativa y estrategia el comportamiento del sistema colombiano es continuar su vocación exportadora tal como se aprecia en la Gráfica 4-17.



Gráfica 4-17 Exportaciones e importaciones de energía de Colombia considerando interconexiones internacionales planteadas en la alternativa y estrategia 3

Alternativa y estrategia 4

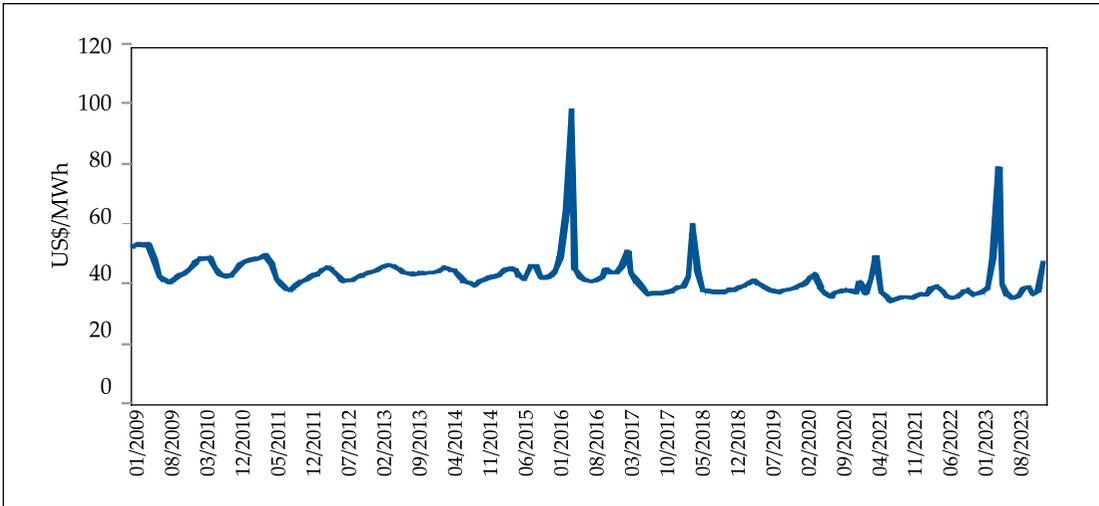
De acuerdo con los comentarios realizados a la versión preliminar del Plan de expansión, otra de las alternativas y estrategias evaluadas consistió en retirar algunas unidades que han estado operando en el sistema hace aproximadamente treinta años, por ello se retiraron 211 MW, de ellos fueron retirados 114 MW en abril de 2013 y los restantes 97 MW en abril de 2015. Para este caso se utilizó como supuesto la demanda de energía media, así como la interconexión con Ecuador a 500 MW y centro América de 300 MW a partir de 2013.

Bajo las anteriores consideraciones se observó que conservando la expansión planteada en la alternativa 1, en el año 2015 se presentan algunos déficits de energía los cuales no superan los límites de confiabilidad. No obstante, en el periodo diciembre 2016 – marzo 2017 se presentan unos déficits que superan los límites de confiabilidad y por tanto se optó por incluir una planta a carbón de 150 MW en dicho periodo, quedando la expansión de la manera, explicada en la Tabla 4-16.

Año	Hidro	Gas	Carbón	Cogen	Comb. liq
2009	9.9			38	
2010	193.9	160			
2011	795.2				
2012			150		210
2013	1,220				
2014					
2015	400				
2016			300		
2017	1,200	103	450		
2018		446			
2019					
2020	1,600				
2021	650				
2022			300		
2023					
Subtotal	6,069	709	1,200	38	210
Total					8,226

Tabla 4-16 Capacidad requerida en MW para la alternativa y estrategia 4 en el periodo 2009 – 2023

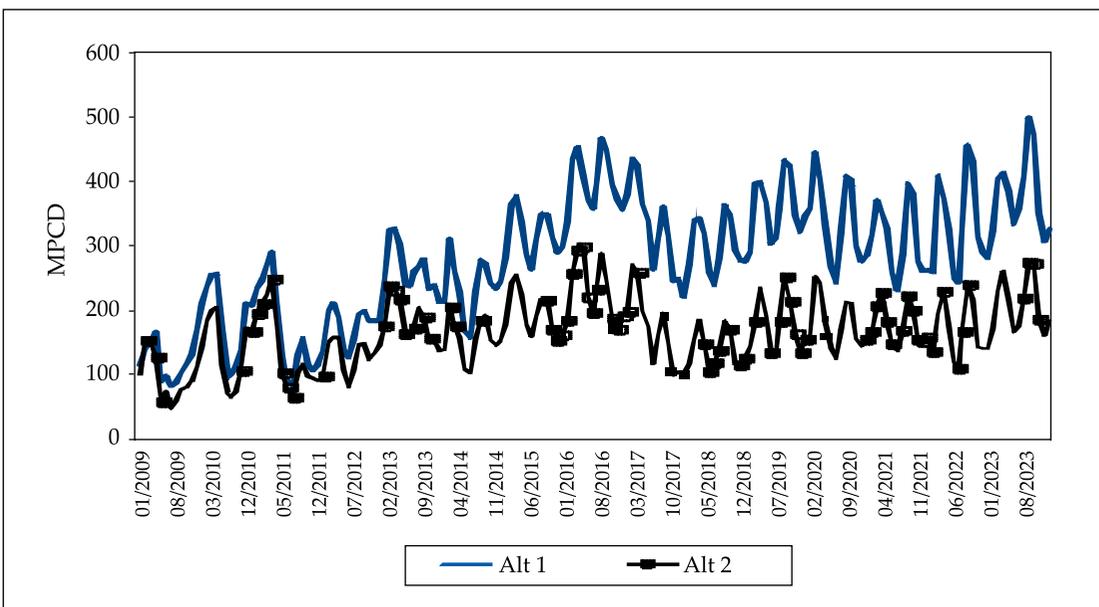
El comportamiento del costo marginal de la energía para esta alternativa que evalúa el retiro de algunas unidades de generación se presenta a continuación en la Gráfica 4-18.



Gráfica 4-18 Costo marginal de la energía del sistema colombiano, US\$/MWh de oct/08

4.7 CONSUMO DE GAS NATURAL

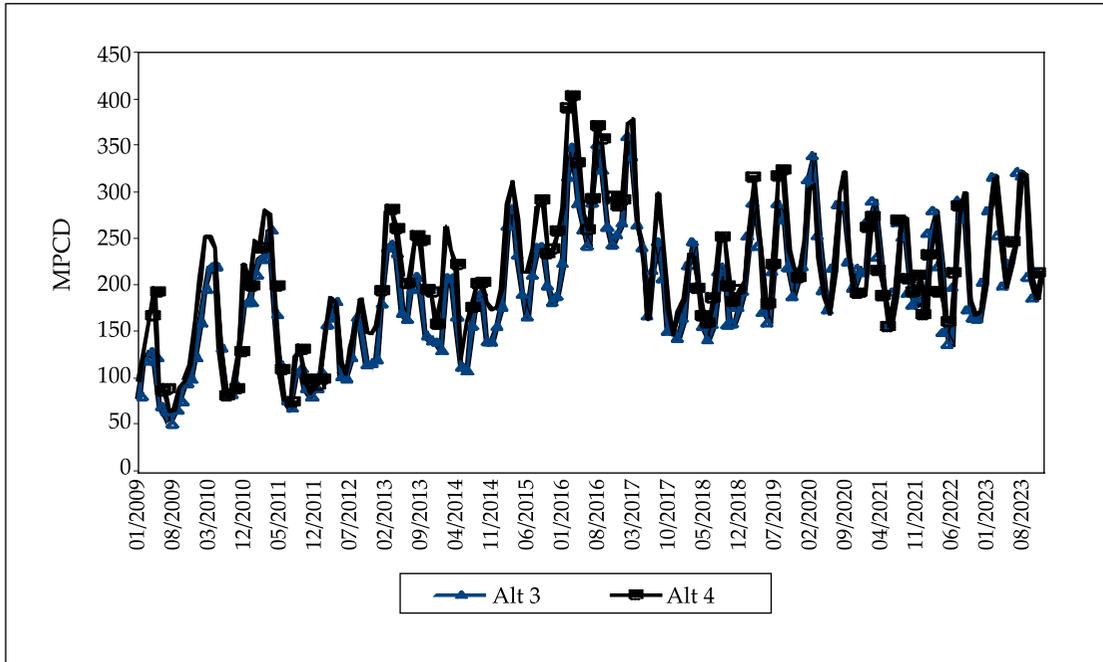
La proyección de demanda total de gas natural del país se efectúa a partir de las proyecciones de gas de los distintos sectores de consumo. Sin embargo, ya que el sector termoeléctrico es el que presenta mayores oscilaciones debido a que las plantas térmicas tienen su mayor utilización en los periodos de alta demanda y bajas hidrologías esto hace que las proyecciones de consumo de gas para el sector térmico varíen según dichas variables, las cuales en sí tienen un alto grado de incertidumbre en su proyección. Así mismo, se considera que en el mercado se tendrá disponible gas natural para el sector térmico luego del periodo 2012-2013. La Gráfica 4-19 presenta los consumos de gas natural para las alternativas 1 y 2.



Gráfica 4-19 Consumos de gas natural para las alternativas 1 y 2

Como se observa en la gráfica anterior la demanda de gas natural presenta un mayor consumo en la alternativa 1 como consecuencia de la mayor demanda que ocurriría en el país.

La Gráfica 4-20 presenta los consumos de gas para las alternativas 3 y 4, las cuales se analizan para escenarios medios de demanda de energía eléctrica.

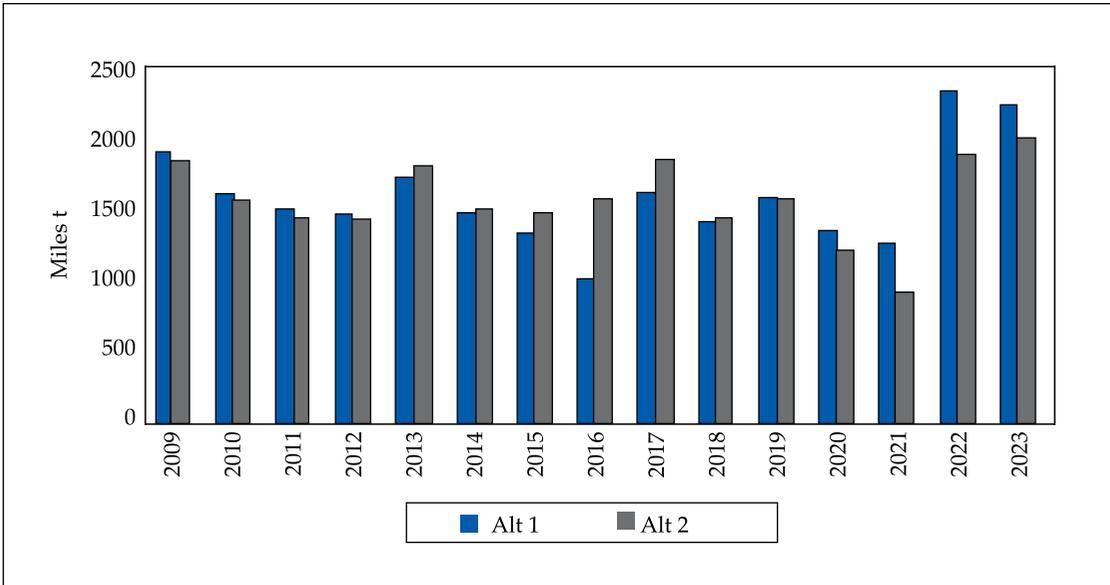


Gráfica 4-20 Consumos de gas natural para las alternativas 3 y 4

En la anterior gráfica se observa el caso de la alternativa 3 ante la ocurrencia e incorporación de una estrategia de energías renovables. Teniendo en cuenta este supuesto la participación en el consumo de gas natural se ve disminuida, frente a la alternativa 4 que solo plantea el retiro de algunas unidades de generación.

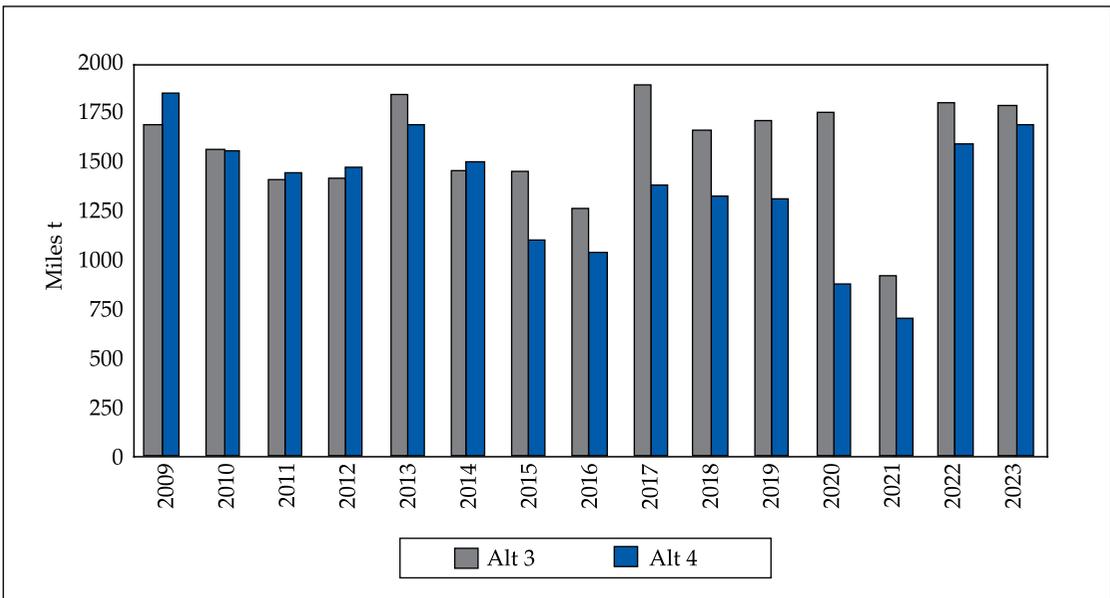
4.8 CONSUMO DE CARBÓN MINERAL

Como consecuencia de los precios de carbón mineral empleados en los supuestos de este plan se observa que hay una fuerte demanda de carbón mineral en el periodo comprendido entre el 2009 y 2013, el cual podría alcanzar valores superiores a 1,300 millones de toneladas. La Gráfica 4-21 muestra el comportamiento para las alternativas 1 y 2, observándose en éstas un descenso gradual hasta el año 2015 como consecuencia de la nueva entrada de proyectos de generación hidroeléctricos.



Gráfica 4-21 Consumos de carbón mineral para las alternativas 1 y 2

Como resultado de la aplicación de una estrategia de energías alternativas, así como el retiro de unidades por periodos de vida útil, dichas alternativas presentan algunas disminuciones en los consumos de carbón frente a las alternativas 1 y 2. En el caso de la alternativa 4, la entrada de una planta de carbón con una mayor disponibilidad que algunas de las plantas que actualmente se encuentran operando en el mercado permite un menor consumo de éste energético. Los consumos para estas alternativas y estrategias se presentan a continuación en la Gráfica 4-22.



Gráfica 4-22 Consumos de carbón mineral para las alternativas 3 y 4

4.9 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

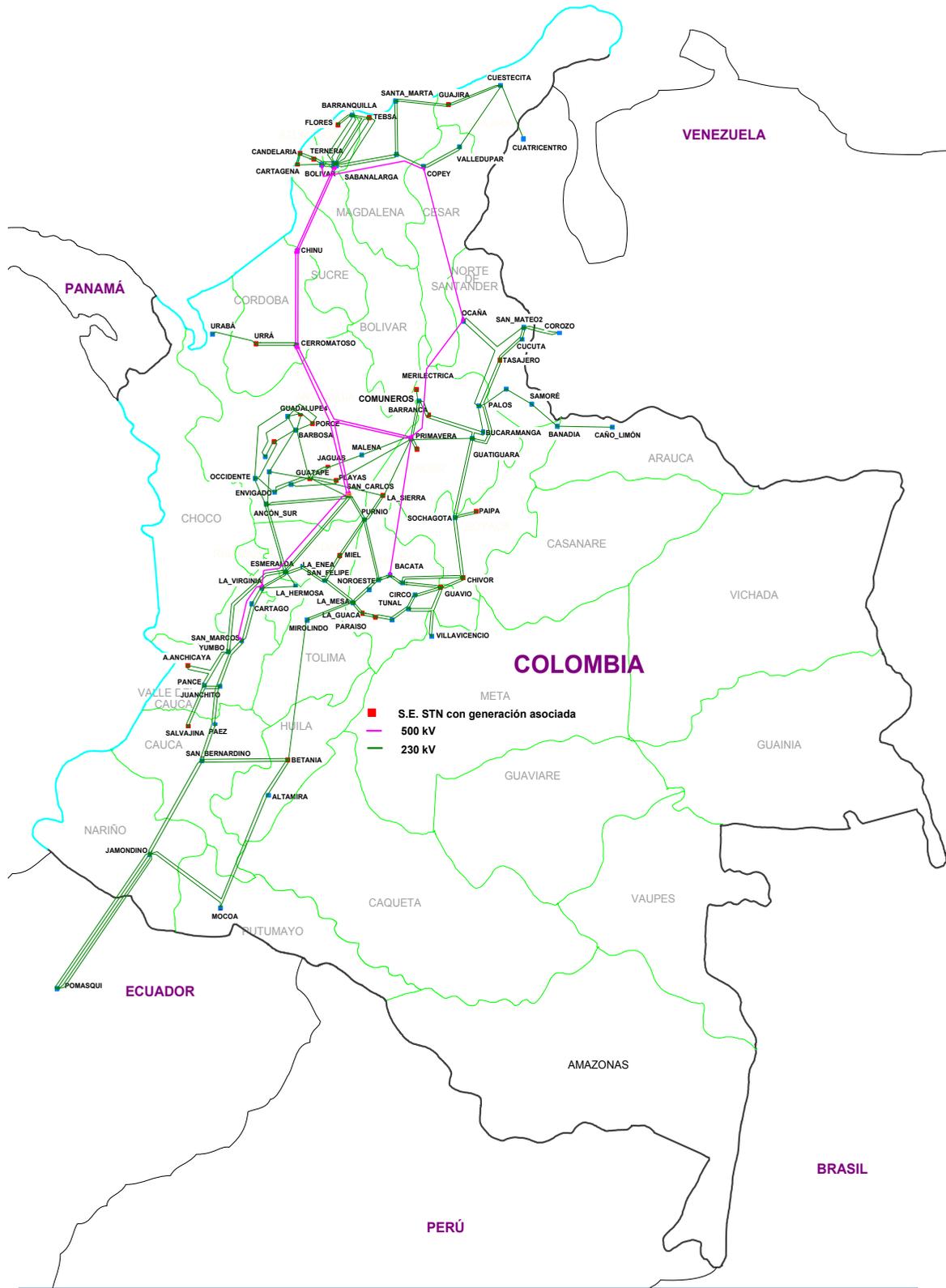
- En los análisis considerando solo la demanda colombiana se observa que bajo el escenario de demanda alto, solo se requerirá capacidad adicional en el sistema finalizando el 2017.
- En el caso en que el país continúe siendo exportador de energía y bajo la ocurrencia de demanda alta de ésta, se observan requerimientos en la capacidad, adicionales a los que se construirán bajo el esquema del cargo por confiabilidad, dicha capacidad estará alrededor de los 3,800 MW en el caso colombiano en el horizonte 2009-2023.
- Es necesario para los análisis de planeamiento de la expansión así como de la operación del sistema que se tenga una coherencia entre el límite de confiabilidad establecido en la resolución 025 de 1995 y los criterios que en la actualidad se aplican para el cargo por confiabilidad.



5

Plan de expansión en transmisión

5. PLAN DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN



Gráfica 5-1 Sistema de transmisión nacional a 2008

El presente Capítulo contiene una breve descripción de la metodología de elaboración del Plan de Expansión en Transmisión, una visión del STN en el Largo Plazo, la situación actual de la red, los análisis de cada una de las áreas en el Corto y Mediano Plazo, los análisis de las conexiones de las plantas de generación que adquirieron Obligaciones de Energía Firme OEF y la red de Transmisión requerida en todo el horizonte de planeamiento. La Gráfica 5-1 presenta el Sistema de Transmisión Nacional a 2008.

5.1 ELABORACIÓN

El objetivo del Plan de Transmisión es determinar las obras de mínimo costo que permitan atender la demanda y su crecimiento y que a su vez ofrezcan los mayores beneficios tanto por reducción o eliminación de restricciones como por reducción de pérdidas en el STN, bajo criterios técnicos de calidad, seguridad y confiabilidad.

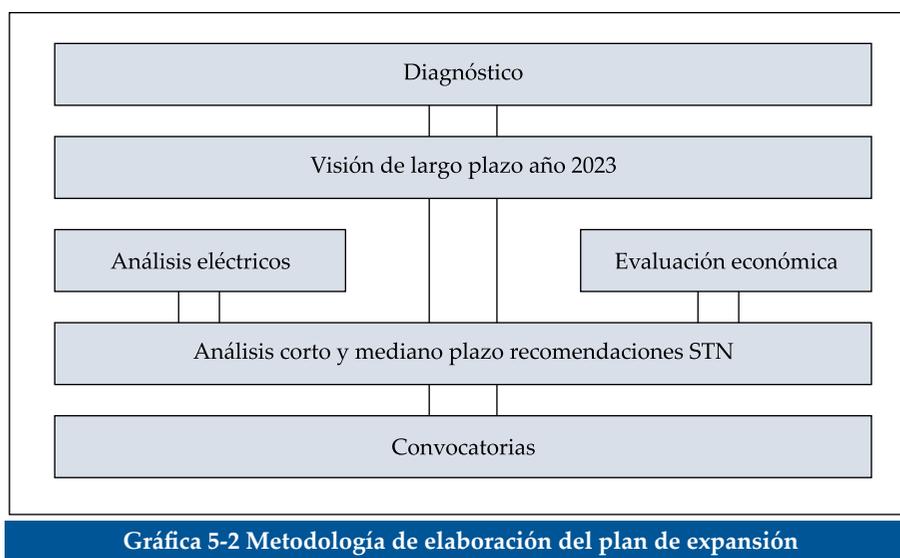
El Plan de Transmisión fue elaborado bajo las siguientes consideraciones:

- Horizonte de planeamiento de largo, mediano y corto plazo con ventanas de 15, 10 y 5 años respectivamente.
- Escenario Alto de Demanda. Proyecciones de Julio de 2008. Sensibilidades a la demanda para análisis de algunas áreas.
- Intercambios con Ecuador y Panamá (Escenario base de generación).
- Red del STN actual, proyectos definidos y en construcción.
- Expansión del STR reportada por los OR.
- Plantas de generación que adquirieron OEF y expansión de generación requerida en el largo plazo.
- Información estadística de indisponibilidad de activos del STN, sin incluir eventos programados ni atentados.
- Informe Trimestral de Restricciones presentado por el CND - XM en el CAPT No. 82 de Julio de 2008.
- Estudios de conexión de las centrales de generación que adquirieron OEF.
- Comentarios a la versión preliminar del presente documento.

Los análisis comprenden balances entre generación y demanda, identificación de deficiencias, estudios eléctricos de flujo de carga, corto circuito, estabilidad transitoria, de voltaje y de pequeña señal. La evaluación económica se aplica en aquellas obras que se remunerarían vía cargos por uso.

La metodología del Plan de Expansión en Transmisión establece inicialmente un diagnóstico de la red actual que sirve como marco de referencia. Posteriormente, mediante la visión de largo plazo, se establece una red objetivo y se detectan necesidades que orienten la expansión de corto y mediano plazo. Finalmente se determinan las obras del STN requeridas y se dan las señales y recomendaciones para los STR. Ver Gráfica 5-2

Las obras requeridas en el Sistema de Transmisión Nacional – STN se recomiendan a través del Plan de Expansión y se ejecutan a través de procesos licitatorios reglamentados por el Ministerio de Minas y Energía (Convocatorias Públicas).



5.2 EXPANSIÓN DEFINIDA

En la Tabla 5-1 se indican las fechas de entrada en operación y la descripción de los proyectos de transmisión definidos en planes anteriores.

Proyectos	Entrada en operación	Tipo de Red	Descripción
Porce III 500 kv	Jun-10	USO	Nueva subestación a 500 kV, reconfiguración de la línea San Carlos - Cerromatoso 500 kV entrando a Porce III, 44 km a 500 kV (entrada - salida)
El Bosque 220 kv	Oct-10	USO	Nueva subestación a 220 kV, 15 km de red doble circuito a 220 kV con tramo subterráneo y conexión de transformación 220/66 kV
Nueva Esperanza 500/230 kv	Oct-11	USO	Nueva subestación a 500 kV, 40 km de red a 500 kV, obras asociadas en la red de 220 kV, transformación 500/220 kV y 500/115 kV

Tabla 5-1 Expansión en Transmisión-Definida

El proyecto a 500 kV que permite la conexión de la central hidroeléctrica Porce III, fue adjudicado a Interconexión Eléctrica S.A. que ofertó un valor presente del Ingreso Anual Esperado – IAE de US\$ 11,420,000 (Dólares constantes de diciembre 31 de 2007).

Respecto a los proyectos El Bosque (Cartagena) y Nueva Esperanza (Bogotá), definidos en el Plan de Expansión versión 2008 – 2022, se espera tener adjudicados los inversionistas en el primer semestre de 2009.

Referente a la expansión de generación es importante señalar que a través de los mecanismos asociados al esquema del Cargo por Confiabilidad se definieron los proyectos que cubrirán la energía firme requerida en los próximos 10 años, es decir, que se conocen los proyectos de generación que entrarán a operar en el mediano plazo. La Tabla 5-2 contiene los citados proyectos.

Proyectos 2010-2017	MW
Porce III	660
Amoya	78
Termo flores (cierre de ciclo)	+163
Amaime	19.9
Termocol	208
Cucuana	60
Gecelca	150
Miel 2	135
El quimbo	420
Sogamoso	800
Porce IV	400
Pescadero - Ituango 1ª fase	1200

Tabla 5-2 Expansión en Generación - Definida

De acuerdo con lo establecido en la resolución CREG 093 de 2007, literal b) numeral 4.2 del Anexo 1, la fecha de entrada en operación de los proyectos de transmisión asociados a plantas o unidades de generación, será tres (3) meses antes de la fecha informada por el generador para la entrada en operación comercial de la primera unidad del proyecto de generación con el fin de ejecutar pruebas en este periodo. Se podrá prever un plazo mayor ajustándose a lo establecido en esta misma resolución.

5.3 DIAGNÓSTICO STN Y STR

La Tabla 5-3 presenta los transformadores que registraron los mayores niveles de carga. Estos se ordenaron según el número de veces que han estado entre el 90% y el 100%, lo cual orienta sobre su condición permanente. La información fue suministrada por el Operador del Sistema – XM.

Transformador	> 100 % - No. veces	90 % - 100 % - No. veces
TERNERI - TRAF02	1	83
SABANC - ATRAF01	0	61
TERNERI - TRAF001	0	56
GUACA - ATRAF01	1	33
PAIPA - ATRAF02	4	21
BMANGA - ATRAF01	1	19
JUANCHI - ATRAF02	4	13
JUANCHI - ATRAF01	3	13
YUMBO - A TRAF02	0	13
SNCARL - ATRAF03	3	8
PANCEI - ATRAF03	1	7
YUMBO - A TRAF03	0	7
PAIPA - ATRAF01	0	5
YUMBO - A TRAF01	0	5
FUNDAC - ATRAF01	1	4
YUMBO - A TRAF04	0	2
CERROI - ATRAF03	3	1
TEBSA - ATRAF02	1	1
MALENA - TRAF001	3	0

Tabla 5-3 Reporte de Transformadores con alto nivel de carga

Las áreas críticas son Bolívar, Atlántico, Boyacá, Santander y Valle. En el diagnóstico por áreas se indica el avance de algunas soluciones. Los análisis de corto y mediano plazo detallan necesidades y soluciones.

La Tabla 5-4 corresponde al listado de cargas con factor de potencia inferior a 0.9 según información de los OR's para la hora pico del día de máxima demanda nacional de 2007. En estos casos y para los análisis de planeamiento, la UPME asume un valor de 0.9 con el fin de evitar expansiones en niveles de tensión superiores y orientar a los OR a corregir el problema desde el origen.

Subestación	Fp (reportado)
APARTAD14	0.88
ARANJUE1	0.83
BARRANC1	0.87
BOAVITA	0.82
BUCMANG1	0.85
COLEGIO1	0.18
CONVENC1	0.86
DUITAMA	0.78
FLORENC1	0.89
FUNDACI1	0.87
HORNASA	0.78
LANCERO1	0.89
MALENA_2	0.88
MONTERI1	0.88
PALOS_1	0.81
PAPAYO_1	0.87
POBLADO1	0.89
RIOSINU1	0.89
SABANA_NE1	0.89
SAN_SIL1	0.85
SESUR_1	0.89
SOGAMOSO	0.89
TUNJA	0.82
VERAGUA1	0.87

Tabla 5-4 Reporte de Factores de Potencia Inferior a 0.9

Diagnóstico de las Áreas

En la Tabla 5-5 se encuentra el resumen de los análisis con la demanda esperada para el 2008, despachos hidráulicos y/o térmicos, condiciones normales de operación de la red y contingencias.

Despacho	Transformadores	Líneas	Bajos voltajes	Contingencias	Avances
Bolivar					
Hidro Térmico Sin Proelectrica Sin T Cartagena	Temera 1 220/66 cercano al 85% y Ternera 2 por encima del 90%	Chambacu-Cartagena 66 kV cerca del 90%. Cartagena-Bocagrande 66kV cerca del 95%. Ternera-Zaragocilla supera el 80%		En Ternera 2: sobrecarga del 60% en Ternera 1 y sobrecarga superior al 10 % en Cartagena-Bocagrande y Cartagena-Chambacu	Convocatoria UPME 02 de 2008: El Bosque 220/66 kV
Guajira - Cesar - Magdalena					
Hidro Térmico	Valledupar 230/110 kV supera el 90%				
Cerromatoso					
Hidro Térmico	Cerro 1 y 2 500/110 kV superan el 85%	Urta-Tierra Alta 110 kV supera el 80%		En Cerro 1: sobrecarga del 90 % en Cerro 2	
Córdoba - Sucre					
Hidro	Chinu 1 y 2 superan el 90%		Magangue 110 kV Mompos 110 kV Monteria 110 kV		Estudio bajo nueva revisión por parte del OR
Atlántico					
Hidro Con Flores 3 Sin generación en 110kV	TFlores 220/110kV sobrecargado en el 3%	Se consideró Malambo-Vte Julio y seccionamiento de barras en Malambo normalmente cerrados		En Tebsa: empeora en el transformador de Flores. Se requiere generación de seguridad	Se aprobó la ampliación de transformación en Flores y unión de barras 110 kV
Antioquia - Chocó					
Hidro	La cargabilidad en Bello es dependiente de la concentración de generación en el STN.			En Bello1: sobrecarga superior al 20% en Bello2	
Bogotá					
Hidro Sin T Zipa	Sin 180 MVAR en Salitre: En Circo superan el 80%, En Torca superan el 85% y En Balsillas superan el 80%			En Bacatá: sobrecargas en Noroeste y Torca dentro de los límites	Con la instalación de los 180 MVAR en Salitre se mejoran perfiles de tensión y se reducen las cargabilidades
Valle					
Hidro Sin T Valle Sin TEmcali	Yumbo2 supera el 95% Yumbo 1, 3, 4 superan el 90% Juanchito 1, 2 superan el 90% Pance 1,3,4 superan el 95%			En Pance, Yumbo o San Marcos: alta cargabilidad en Pance y Yumbo cercana al 115 %	Se encuentra pendiente los planes de Expansión de los OR's del área . Ver los análisis de corto plazo.
Nordeste: Santander					
Termo	Bucaramanga y Palos superan el 97%		San Alberto y Sabana < 0.9 p.u.	En Barranca1 o en Palos se presenta sobrecarga en Barranca2 que supera el 50%	Está pendiente la presentación del estudio por parte del OR
Nordeste: Norte de Santander					
Termo		Se consideró Insula-Cucuta y Tibú-Convención cerradas		En San Mateo o en Cucuta: sobrecarga superior al 30% en el Transformador que no se encuentra en contingencia.	
Nordeste: Boyacá					
Termo			Chiquinquirá 115 kV, Barbosa 115 kV < 0.94 p.u.,	En Paipa-180 MVA: sobrecarga que supera el 30% en Paipa-90 MVA	Está pendiente la presentación del estudio por parte del OR
Cauca - Nariño					
Termo	Jamondino220/115 kV superior el 97 %	Popayán-RioMayo y Catambuco-Zaque se consideraron abiertas	Tumaco 115 kV = 0.9 p.u.	En Jamondino: racionamiento total en Nariño en caso de no poder cerrar los enlaces Popayán-RioMayo y Catambuco-Zaque. En Paez y San Bernardino sobrecargas en la línea Pance - Santander.	Ver los análisis de corto y mediano plazo
Caldas - Risaralda - Quindío					
Térmico Baja generación en 115kV Sin T Dorada	La cargabilidad de los transformadores es dependiente de la generación en el STR. Transformador de la Hermosa supera el 93%	Se considera Manzanares - Victoria normalmente cerrada	En Armenia, Regivit y Tebaida 115 kV < 0.94 p.u	En Hermosa, Esmeralda o Enea: sobrecarga superior al 10%, en la transformación del área, se presentan violaciones en Quindío. En San Felipe: se atiende demanda parcialmente.	Ver los análisis de corto y mediano plazo
Tolima - Huila - Caquetá					
Térmico Mínimo despacho en Prado	Mirolindo 220/115 kV cerca del 95%	Se consideró Cajamarca-Regivit y Diamante-Flandes Normalmente Abiertas	Lanceros, Natagaima, Prado y Tuluní 115 kV < 0,93 p.u.	Ante una contingencia en Mirolindo se requiere cerrar el enlace Flandes-Diamante para atender parcialmente la demanda	Se aprobó la ampliación de transformación en Mirolindo

Tabla 5-5 Diagnóstico de las áreas

5.4 VISIÓN DE LARGO PLAZO – REQUERIMIENTOS AÑO 2023

El objetivo es determinar las necesidades de la red y orientar la expansión en el corto y mediano plazo. Se identifican necesidades por voltaje, transformación, transporte y evacuación de energía. La visión de largo plazo, aunque señala obras, es flexible de tal manera que se adapte a la evolución de la demanda y de la generación. Estas obras sirven como base para el mediano plazo.

Se analizó el año 2023, bajo las siguientes consideraciones:

- Escenario Alto de Demanda. Proyecciones de Julio de 2008.
- Plantas de generación que adquirieron Obligaciones de Energía Firme – OEF. Periodo 2010 – 2017.
- Proyectos definidos, expansión reportada por los OR y alternativas de conexión de las centrales de generación.
- Expansión en generación adicional a los proyectos con OEF para cubrir requerimientos. Se tomó el escenario base de generación (Demanda alta y exportaciones). Ver Tabla 5-6.

Proyectos a 2023	MW	Área
HIDRO	1.227	Antioquia
CARBÓN	300	Centro
CIERRE DE CICLO	+146	Costa
GAS (NUEVO)	300	Costa
CARBÓN	300	Costa
CIERRE DE CICLO	+103	Nordeste
CARBÓN	300	Nordeste
CARBÓN	300	Nordeste - Boyacá
HIDRO	400	Centro - Oriente
HIDRO	650	Sur
	3.777	

Tabla 5-6 Expansión en Generación Requerida

El área de ubicación de los proyectos es la referencia para establecer una posible alternativa de conexión.

Resultados

La Tabla 5-7 indica la expansión requerida en transmisión, incluyendo obras para conectar centrales de generación:

Obras propuestas	Obedece a:
Enlace a 500 kV entre Bogotá y Valle Alternativa 1: Nueva Esperanza - Virginia Alternativa 2: Nueva Esperanza - San Marcos Alternativa 3: Nueva Esperanza - Nueva Subestación al sur de Cali Se requieren refuerzos en la red de 230 kV	<ul style="list-style-type: none"> • Aumentar límites y transferencias dada la condición importadora del Valle. • Elimina radialidad en extremos • Reduce vulnerabilidad del STN y STR ante contingencias STN - soporte de tensión • Mejora la confiabilidad • Evacuación de energía
Ampliación de transformación 500/230 kV en Primavera	<ul style="list-style-type: none"> • Agotamiento
Reconfiguración de la red a 500 kV: Primavera – Cerro	<ul style="list-style-type: none"> • Conexión de Porce IV • Evacuación de energía
Nueva red a 500 kV: Ituango - Cerro Ituango - Primavera Ituango - Occidente (Medellín)	<ul style="list-style-type: none"> • Conexión Ituango • Evacuación de energía • Nuevo punto de conexión al STN en Medellín
Enlace a 500 kV entre Medellín y Valle Alternativa 1: Occidente – Virginia Alternativa 2: Occidente - San Marcos Alternativa 3: Occidente - Nueva Subestación al sur de Cali	<ul style="list-style-type: none"> • Aumentar límites y transferencias dada la condición importadora del Valle.
Enlace a 500 kV Nordeste - Bogotá Alternativa 1: 2º Primavera - Bacatá Alternativa 2: Sogamoso - Nueva Esperanza Alternativa 3: Sogamoso - Guavio - Nueva Esperanza	<ul style="list-style-type: none"> • Elevados flujos por Primavera – Bacatá • Aumentar límites y transferencias
Compensaciones capacitivas en Antioquia y CRQ o Valle	<ul style="list-style-type: none"> • En el LP se requieren como soporte de voltaje
Nueva subestación a 230 kV en el sur y enlaces con Jamondino y Betania	<ul style="list-style-type: none"> • Evacuación de generación

Tabla 5-7 Expansión en Transmisión Requerida

El enlace a 500 kV entre Bogotá y el Valle elimina problemas de tensión y confiabilidad, especialmente ante situaciones de contingencia.

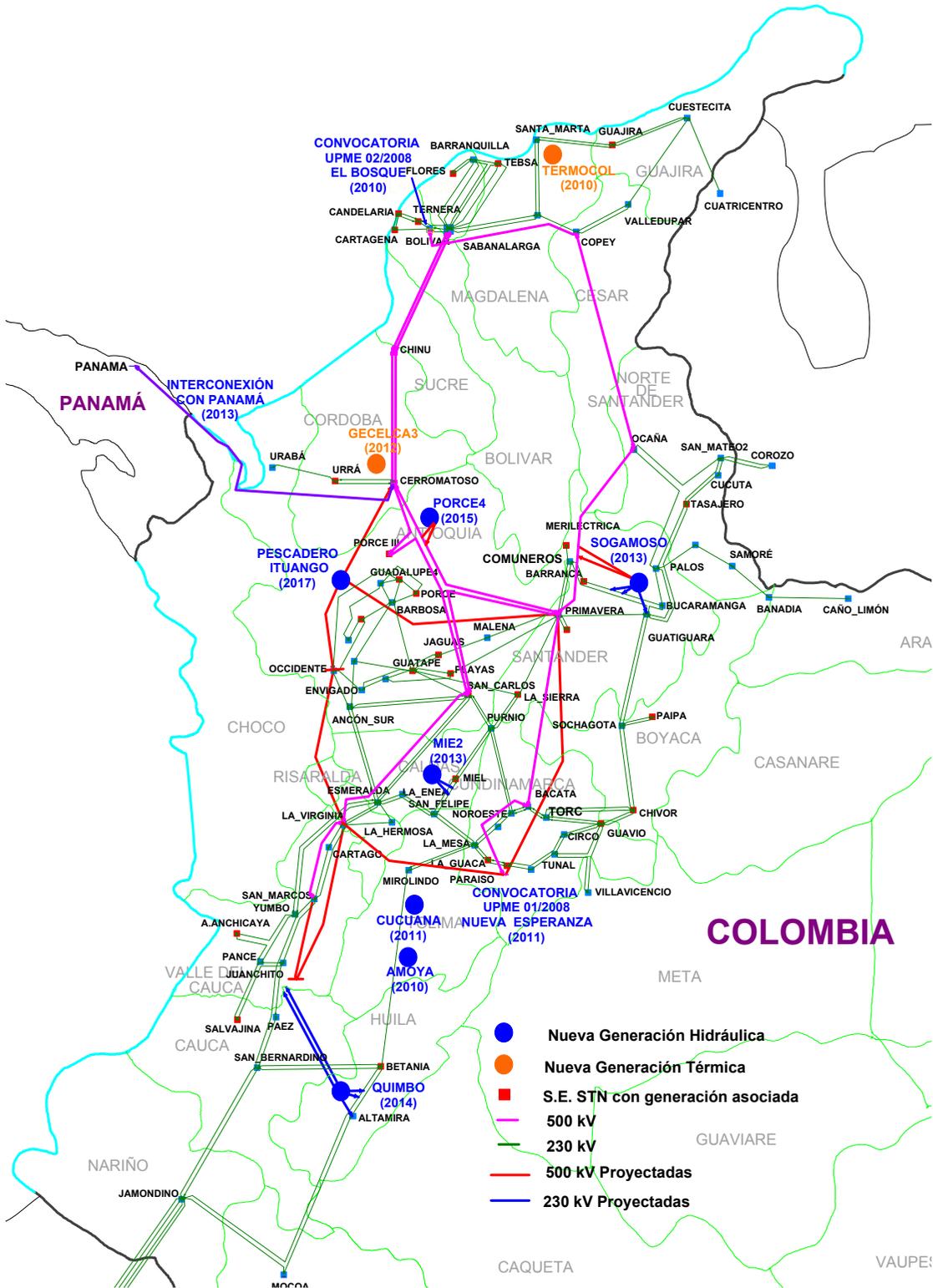
La conexión Ituango – Medellín – Valle a 500 kV, reduce las transferencias desde San Carlos y los riesgos ante contingencias.

Respecto a los STR, se presentan algunas señales generales de expansión. Ver Tabla 5-8.

Área	Requerimientos
COSTA	Redes para demandas atendidas por líneas de gran longitud. Valledupar requiere una solución de gran alcance
ANTIOQUIA	Nuevo punto de conexión al STN
CHOCÓ	Segundo circuito a nivel de 115 kV o conexión a nivel de 230 kV
BOGOTÁ	Ampliación de transformación STN/STR. Nueva conexión al STN (Al interior de la ciudad)
SANTANDER	Requiere una solución de gran alcance sobre la transformación y las líneas del STR
BOYACÁ	Ampliación de la transformación STN/STR
VALLE	Dos nuevos puntos de conexión al STN

Tabla 5-8 Expansión Requerida en los STR

En caso de no contar con exportaciones a Ecuador, frente a la demanda del 2023, no se detectan problemas de altos voltajes en el sur. La Gráfica 5-3 deja ver el Sistema de Transmisión Nacional esperado para el 2023.



Gráfica 5-3 Sistema de Transmisión Nacional a 2023. Propuesta

5.5 ANÁLISIS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO

Los análisis de corto y mediano plazo utilizaron el escenario alto de las Proyecciones de Demanda y despachos hidráulicos y térmicos. Se consideran condiciones normales de operación de la red y se aplican contingencias sencillas en líneas y transformadores.

Igualmente se tuvo en cuenta el diagnóstico de cada área (Numeral 5.3), la expansión aprobada, la expansión propuesta por los OR a través de la Información Estándar de Planeamiento y aquellas alternativas que la UPME estime convenientes.

Se debe señalar que el presente documento emite señales y recomendaciones para los Sistemas de Transmisión Regionales, sin embargo es el OR el encargado de la planeación de la expansión y las inversiones, entre otras responsabilidades.

Resolución CREG 097 de 2008.

Operador de Red de STR y SDL (OR). Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite Cargos de Uso corresponde a un Municipio.

Con el fin de conocer los planes de expansión de los diferentes STR, la UPME llevó a cabo reuniones con la mayoría de los OR (CENS, CHEC, CODENSA, EBSA, EDEQ, EEP, ELECTRICARIBE, EMCALI, ESSA, EPSA, EPM).

5.5.1 Análisis Área Antioquia – Chocó

Problemática

- Alta cargabilidad en los transformadores 220/110 kV de Bello. Violaciones ante contingencias. La UPME tomó como límite de sobrecarga en contingencia el 20% para transformadores y el 10% para líneas.
- Máximos despachos coincidentes en las centrales La Tasajera, Guatapé y la cadena Guatrón (Hidrología particularmente alta en el último año, diferente a los registros históricos).
- Agotamiento de la transformación con el crecimiento de la demanda.

Se revisaron los despachos reales en las horas pico durante el último año, encontrando que éstos exceden entre 100 y 120 MW al despacho de referencia (MPODE).

Los análisis muestran que máximos despachos simultáneos en La Tasajera, Guatapé y la cadena Guatrón, hacen que el flujo se concentre en Bello, originando alta cargabilidad en los transformadores 220/110 kV de esta subestación. Los resultados se pueden apreciar en la Tabla 5-9 y obedecen a las citadas condiciones de generación.

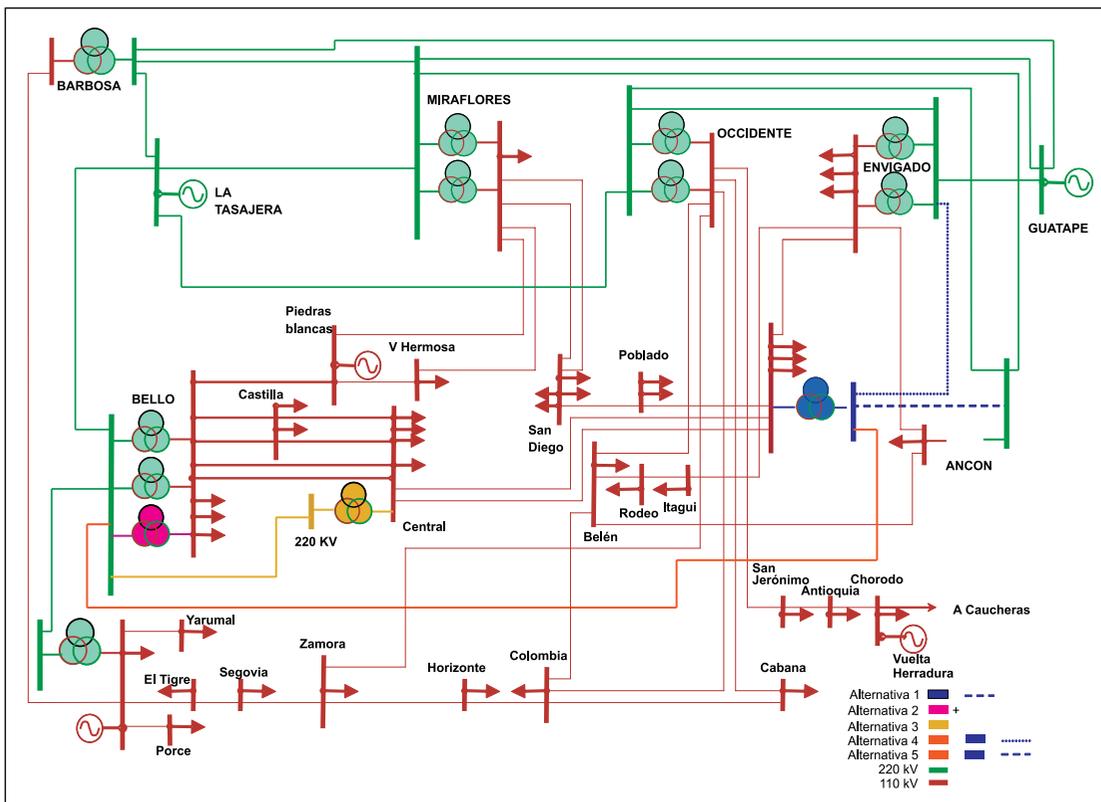
Año	Condición normal de operación	Contingencias en transformadores 220/110 kV.
2010	TR Bello > 90 %	N-1 en Bello ocasiona sobrecarga superior al 20 % en el banco que queda en operación
2011	TR Bello cercana al 100 %	N-1 en Bello ocasiona sobrecarga superior al 30 % en el banco que queda en operación
2013	TR Bello > 100 %	N-1 en Bello ocasiona sobrecarga superior al 40 % en el banco que queda en operación
	TR Envigado > 80 %	N-1 en Occidente ocasiona sobrecarga superior al 20 % en el banco que queda en operación

Tabla 5-9 Diagnóstico área Antioquia

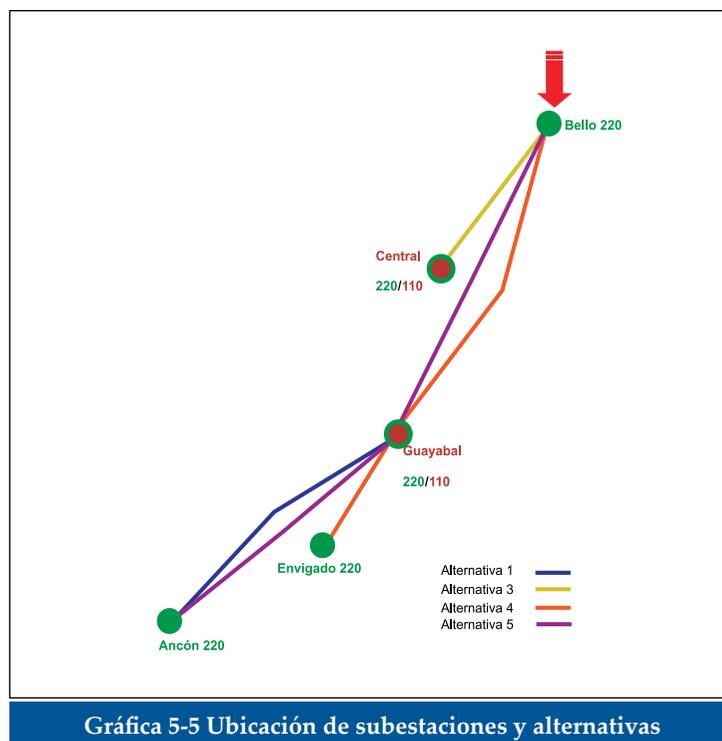
- En 2010, para superar la contingencia en uno de los transformadores de Bello, se requiere limitar generación y racionar en el área. En el 2011 la situación es similar, con un racionamiento mayor.
- En el 2013, adicionalmente, para superar la contingencia de uno de los transformadores 220/110 kV de Occidente, se debe limitar generación y racionar en el área.

El ajuste de taps permite controlar el nivel de carga en Bello, pero incrementa el flujo de reactivos por la línea Envigado – Guayabal 110 kV.

Se analizaron cinco alternativas de solución, las cuales se pueden observar en la Gráfica 5-4 y en la Gráfica 5-5. Estos esquemas contienen la red que impacta en la selección de la alternativa.



Gráfica 5-4 Diagrama unifilar de las alternativas



Alternativa 1: Línea Guayabal – Ancón 220 kV con transformación 220/110 kV de 180 MVA en Guayabal.

Este proyecto ayuda a reducir la cargabilidad en los transformadores 220/110 de Occidente y Envigado debido al crecimiento en la demanda, pero no impacta sobre los transformadores 220/110 de Bello. Esta alternativa por si sola no es suficiente.

Alternativa 2: Tercer transformador en Bello.

La ampliación en Bello es solución hasta el 2013. En este año se presentan violaciones ante contingencia en Occidente, por lo que se requiere limitar generación o una obra adicional. No impacta la transformación en las demás subestaciones de conexión al STN.

Se consideró de manera complementaria la Alternativa 1, sin embargo no es solución de largo plazo ya que en el 2015 se violan los límites bajo contingencia.

Alternativa 3: Línea Bello – Central 220 kV con transformación 220/110 de 180 MVA en Central.

Esta alternativa no es control efectivo para la cargabilidad en los transformadores 220/110 kV de Bello. En el 2013 ante contingencias se requiere racionar o una obra complementaria.

Se consideró de manera complementaria la Alternativa 1, sin embargo no es solución de largo plazo ya que en el 2015 se violan los límites bajo contingencia. Adicionalmente, la subestación Central presenta problemas de espacio.

Alternativa 4: Línea Bello – Guayabal – Envigado 220 kV con transformación 220/110 kV de 180 MVA en Guayabal.

Esta alternativa presenta un desempeño adecuado en estado estable, permite que el flujo proveniente de La Tasajera, Guatapé y la cadena Guatrón no se concentre en Bello y transite por el STN hacia Guayabal, Envigado y CRQ. Ante contingencia sencilla en Bello, Envigado u Occidente, con ajuste de taps, el transformador en servicio queda en el 20%. Aunque el flujo de reactivos se incrementa por las otras subestaciones, no origina sobrecargas adicionales.

La contingencia del transformador Guayabal 220/110 KV ocasiona una sobrecarga del 20% en el enlace Guayabal-Envigado 110 KV.

Alternativa 5: Línea Bello – Guayabal – Ancón 220 kV con transformación 220/110 kV de 180 MVA en Guayabal.

Al igual que la alternativa 4, la 5 presenta un desempeño adecuado en estado estable, permite que el flujo proveniente de La Tasajera, Guatapé y la cadena Guatrón no se concentre en Bello y transite por el STN hacia Guayabal, Ancón y CRQ. Ante contingencias, las sobrecargas son inferiores al 20%. La contingencia en uno de los transformadores 220/110 kV de Miraflores ocasiona una sobrecarga del 19% en el transformador que queda en servicio.

En el 2017, con la entrada de la central de generación de Ituango, considerando un enlace a 500 kV entre Ituango y una subestación en Antioquia cerca a Medellín, posiblemente Occidente, con conexión STN/STR, se aliviaría la cargabilidad de los transformadores existentes.

Conclusiones:

- El corredor Bello-Guayabal-Envigado o Bello-Guayabal-Ancón, con transformación en Guayabal, representa una solución sistémica a los futuros problemas de la red. Se requieren adecuaciones en el STR.
- Los análisis eléctricos se deben complementar de acuerdo con la evolución de la demanda.
- Se deben considerar periodos de convocatoria y construcción.
- Al tratarse de una línea completamente urbana, se debe contar con mayor claridad sobre el corredor y las servidumbres.
- Se requiere analizar nuevas tecnologías (Por ejemplo, estructuras que permitan compartir circuitos de diferentes niveles de tensión).

La expansión del área Antioquia se definirá en el próximo Plan de Expansión y se invita al trabajo conjunto de todos los involucrados.

De otra parte, respecto al área Chocó, la tensión en las subestaciones Certegui, Istmina y Quibdo a 115 kV, presentan reducción progresiva de la tensión. Se debe iniciar el estudio de una obra que permita solucionar los problemas en el mediano plazo.

5.5.2 Análisis Área Atlántico

Los análisis evidencian agotamiento en la transformación del área, lo que implica generaciones de seguridad y por lo tanto un sobrecosto al sistema.

ELECTRICARIBE presentó a la UPME el Plan de Expansión de Barranquilla 2008-2017 en agosto de 2008. Se evaluó, entre otros, la solución que reemplazaría la anterior propuesta de conexión 220/110 kV en Nueva Barranquilla que no se ejecutó debido a problemas de servidumbres en las líneas de 110 kV.

El OR informó que actualmente el acople de barras en Malambo y la línea Malambo – Veinte de Julio operan normalmente abiertos. Esto permite aliviar la carga en los transformadores de Tebsa pero incrementa la carga en el de Sabanalarga.

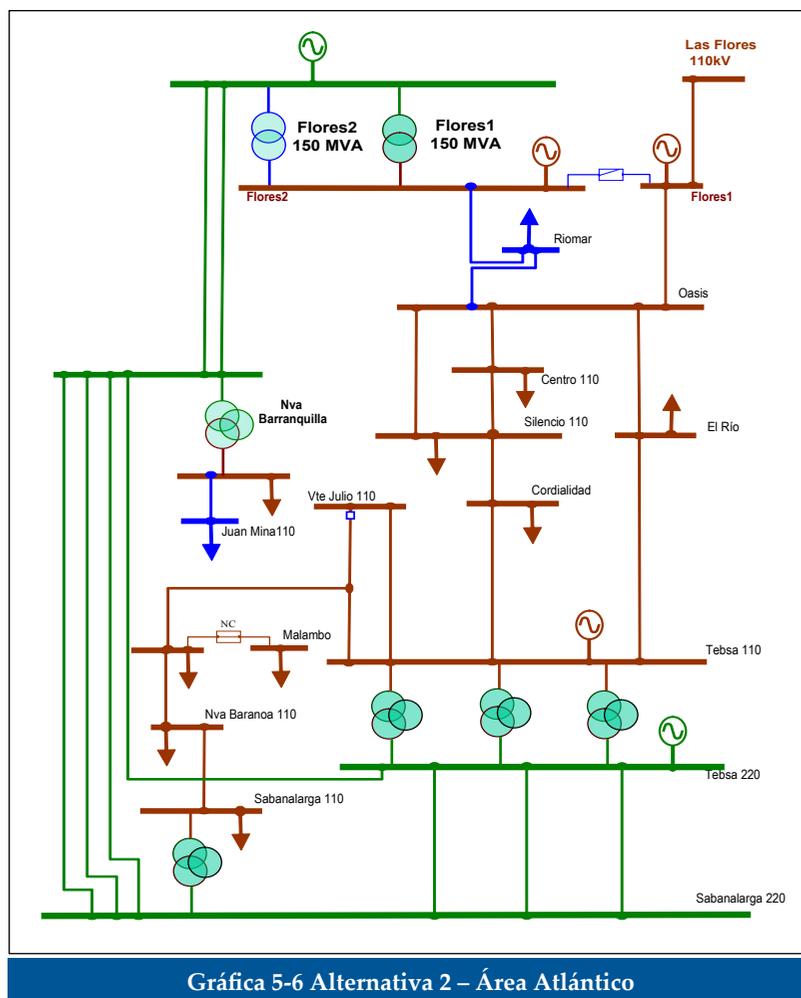
Los análisis realizados por la UPME consideran el acople de barras en Malambo y la línea Malambo – Veinte de Julio operando normalmente cerrados, con el fin de evitar expansión adicional en Sabanalarga. No se considera despachada la generación a nivel de 110 kV en el área.

Las siguientes fueron las alternativas propuestas por el OR en su estudio:

Alternativa 1: Apertura de la Línea Veinte de Julio - Silencio con un tramo que entre a Nueva Barranquilla.

Esta alternativa fue analizada anteriormente, sin embargo debido a los problemas para la construcción de las líneas a 110 kV asociadas no se pudo ejecutar. Por lo anterior no fue evaluada en el presente Plan.

Alternativa 2: Segundo Transformador 220/110 kV de 150 MVA y unión de barras a 110 kV en Termo Flores.



La Gráfica 5-6 presenta la expansión propuesta para todo el STR.

Esta alternativa permite reducir la generación de seguridad en el área. Se valoró dicha reducción encontrando que los ahorros son superiores al costo de la obra propuesta. Por tal razón la UPME aprobó la conexión del transformador en Termo Flores y la unión de barras en 110 kV. El OR manifestó que esta obra entrará en operación en abril de 2010.

De otra parte, los análisis muestran que aún con la ampliación en Termo Flores, ante contingencia en el transformador 220/110 kV de 180 MVA en Tebsa se presentan sobrecargas superiores al 20 %. Por tal razón se invita al OR a revisar las necesidades del área, su propuesta de ampliar en 80 MVA de transformación en Tebsa hacia 2015 y la pertinencia de la fecha de entrada en operación de la solución.

Hacia el 2013 se evidencia alta cargabilidad en Tebsa – Veinte de Julio. El OR manifestó que normalizaría la conexión tipo T en el año 2010.

Una vez revisados los parámetros y condiciones de la red se encontró que, ante un escenario de generación máxima en Termoflores 110 kV, se sobrecarga la línea Flores Riomar.

Los análisis incluyeron la conexión de la subestación Juan Mina 110 kV desde Nueva Barranquilla en el año 2009 y la conexión 110/13.8 kV en la subestación Riomar en el año 2011.

5.5.3 Análisis área Bogotá

Mediante resolución 182086 de noviembre 26 de 2008 el Ministerio de Minas y Energía modificó la fecha de entrada en operación del proyecto Nueva Esperanza para octubre de 2011.

Considerando la expansión propuesta por el OR, para el año 2009 no se identifican problemas. Los análisis no consideran despachada Termozipa 115 kV.

Se analizó el 2010 considerando lo siguiente:

- Expansión reportada por el OR, indicada en los anexos de este documento.
- Desplazamiento de Nueva Esperanza para el 2011.
- Diferentes escenarios de despacho en el área, con generación disponible en Paraíso, La Guaca y menores del área.
- En todos los casos no se consideró despacho en Termozipa.

Los resultados muestran que Circo presenta una carga superior al 90 % y ante contingencia en uno de estos transformadores se presentan violaciones.

Para este mismo año (2010), con un despacho determinístico sin generación en Paraíso, La Guaca, plantas menores y Termo Zipa se encontró que:

- Los transformadores de Circo están cerca al 100 %.
- Voltajes de 0.91 p.u. en Circo 230 kV, de 0.93 p.u. en San Mateo 230 kV y 0.94 p.u. en subestaciones de 115 kV.
- Altas pérdidas de reactivos en las líneas que conectan Chivor y Guavio con Bogotá.

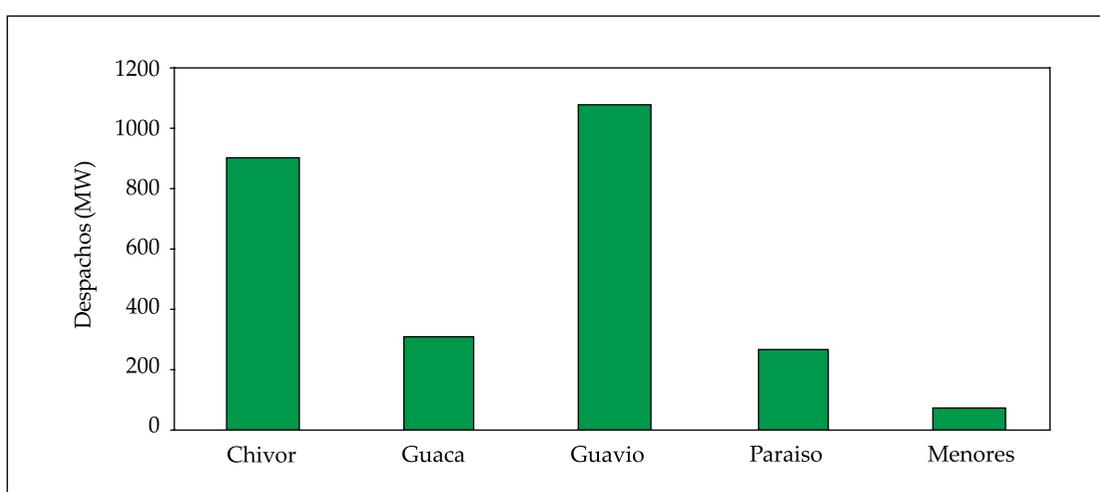
Considerando la entrada de Nueva Esperanza y la expansión propuesta por el OR del Anexo de este documento (compensaciones en Salitre, Tenjo, Techo y Concordia, ampliación de transformación en Noroeste, Torca y Balsillas) se encuentra que:

- A partir del 2011 no se detectan problemas de tensión en condiciones normales de operación.
- Los transformadores de Circo y Tunal se descargan cerca del 12 %.
- Ante contingencias en uno de los transformadores de Circo en el año 2013 se presentan sobrecargas del 21% en estos transformadores.
- Para el 2017, en condiciones normales, se observan sobrecargas en la línea Torca-Aranjuez del 10% y los transformadores de Circo se acercan nuevamente al 100%.
- En Charquito, Chicalá y Granada (Meta) se presentan bajas tensiones.
- Antes de finalizar el mediano plazo se requiere ampliar la transformación en el área.

Es conveniente evaluar un nuevo punto de conexión al STN en el interior de la ciudad. La EEB dentro del Estudio de Oportunidades de Conexión del año 2008, propone la construcción de subestaciones a nivel de 230 kV en Tocancipá y en la zona Centro Oriental. Estas propuestas se analizarán como parte del próximo Plan de Expansión.

De otra parte, se realizó un análisis de pérdidas de potencia reactiva en las líneas que conectan a Chivor y Guavio con Bogotá, bajo las siguientes consideraciones:

- Compensación de 180 MVar en Salitre en operación (Desde noviembre de 2008).
- Con / Sin Nueva Esperanza 500/230/115 kV.
- Alto despacho en Chivor y Guavio. Ver Gráfica 5-7.

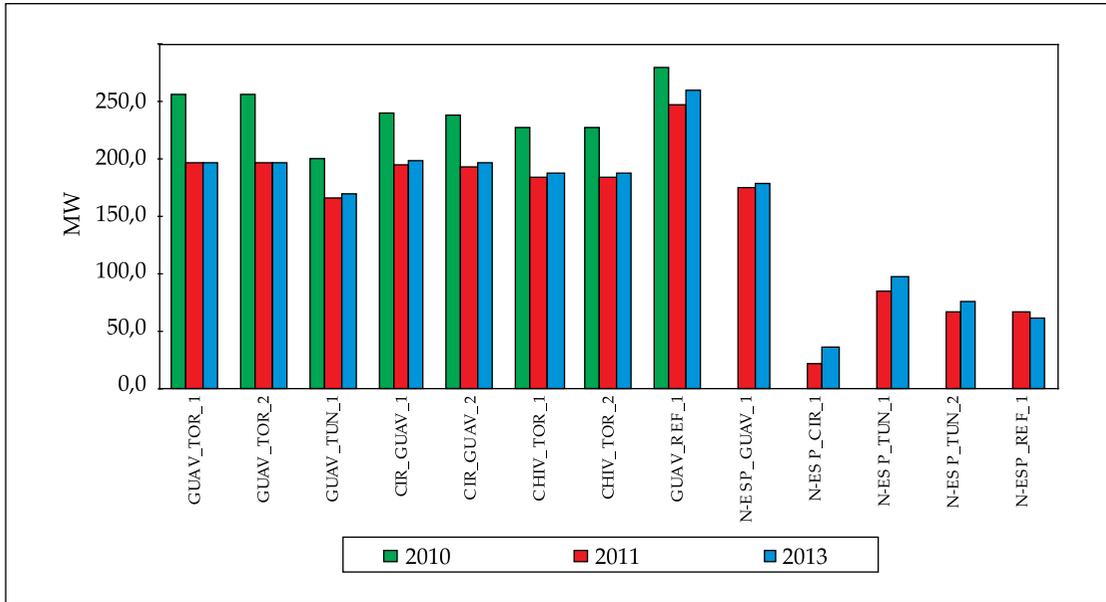


Gráfica 5-7 Despachos utilizados en el horizonte de planeamiento

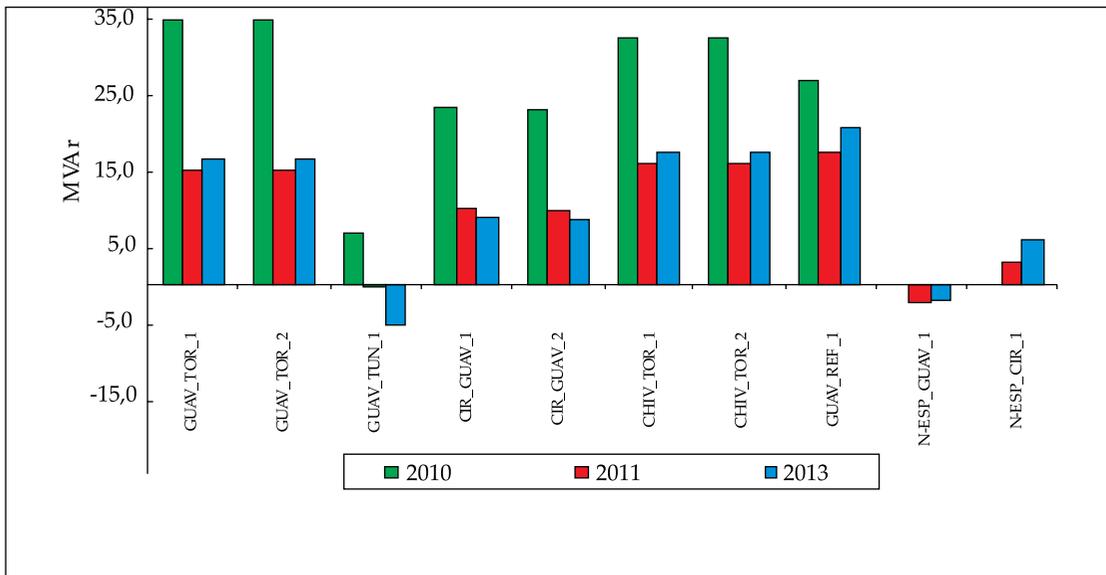
En la Tabla 5-10 se pueden ver las longitudes y capacidades de las líneas bajo análisis.

Nombre	Longitud	I min	I max
GUAU_TOR_1	84	1,250	1,372
GUAU_TOR_2	84	960	1,372
GUAU_TUN_1	155.8	960	1,620
CIR_GUAU_1	109.3	960	1,410
CIR_GUAU_2	109.9	960	1,410
CHIV_TOR_1	104.5	960	1,021
CHIV_TOR_2	104.5	960	1,021
GUAU_REF_1	81.1	1,440	1,620
N-ESP_GUAU_1	140	960	1,620
N-ESP_CIR_1	37	960	1,410

Tabla 5-10 Parámetros de las líneas involucradas en el análisis



Gráfica 5-8 Flujo de potencia activa



Gráfica 5-9 Pérdidas de reactivos en líneas Bogotá

En la Gráfica 5-8 se puede observar que con la entrada de Guavio – Nueva Esperanza los flujos de potencia activa por las líneas que conectan a Chivor y Guavio con Bogotá se reducen considerablemente. De igual manera, en la Gráfica 5-9 se puede apreciar que con la entrada de Guavio – Nueva Esperanza las pérdidas de potencia reactiva en estos mismos corredores se reducen cerca de 100 MVar.

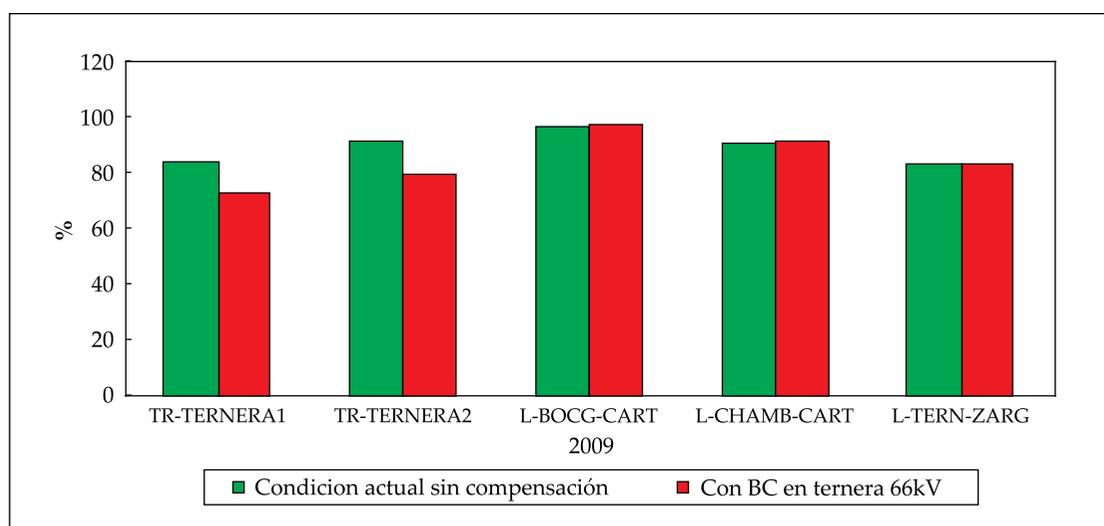
Con la instalación de compensaciones en el STN y en el STR se mejoran los perfiles de tensión, se reduce la cargabilidad en transformadores de conexión al STN pero no hay disminución adicional de pérdidas de reactivos en el STN.

Se realizaron análisis conjuntos para las áreas Bogotá y Valle dadas las necesidades del STN, los cuales se presentan más adelante. Es importante indicar que estos análisis continuarán en el próximo Plan de Expansión.

5.5.4 Análisis Área Bolívar

En primer lugar se debe indicar que mediante resolución 182086 de noviembre 26 de 2008 el Ministerio de Minas y Energía modificó la fecha de entrada en operación del proyecto El Bosque para octubre de 2010.

De otra parte, la Gráfica 5-10 indica, para la demanda máxima de 2009, la cargabilidad de los transformadores de Ternera y de las líneas Bocagrande – Cartagena y Cartagena – Chambacú 66 kV, al igual que el impacto sobre estos elementos al instalar un banco capacitivo de 43 MVAR en Ternera 66 kV, mostrando una reducción cercana al 10% en transformadores.



Gráfica 5-10 Impacto de la compensación en la SE Ternera

La UPME consultó con el OR sobre las medidas operativas que aplicará para mitigar el riesgo en la atención de la demanda hasta tanto entre en operación el proyecto de expansión. Al respecto el OR indicó, en comunicación recibida por la UPME en marzo de 2009, las siguientes medidas:

- Transferencia de 8 MVA de Mamonal a Nueva Cospique.
- Transferencia de 7 MVA de Calamar y San Jacinto a El Carmen.
- Postergar para enero de 2010 el mantenimiento de la generación de Colclinker que implica conectar 19 MVA de Conspique 66 kV.
- Coordinar el mantenimiento de la cogeneración de Abocol que requiere respaldo, programado para diciembre de 2009.
- Recomendar la regulación de tensión a 66 kV en las subestaciones Termocartagena y Ternera para descargar los transformadores de Ternera.

Sin embargo, entre las medidas operativas de la citada comunicación, no se menciona la instalación del banco de condensadores en Ternera 66 kV.

Como se indicó en el Plan de Expansión versión 2008-2022, con el cambio de nivel de tensión de la red de 66 kV que se conecta en la subestación El Bosque a nivel de 110 kV junto con un segundo transformador 220/110 kV en El Bosque, solucionan los problemas en el mediano plazo. Ver Gráfica 5-11.



Gráfica 5-11 Diagrama unifilar propuesto área Bolívar

5.5.5 Análisis Área Cauca – Nariño

En la versión 2008 – 2022 de Plan de Expansión, la UPME detalló análisis considerando las alternativas i) segundo transformador 230/115 kV en Jamondino; ii) cierre de los enlaces Catambuco – Zaque y Popayán – Río Mayo 115 kV; y iii) nueva subestación Jardinera, recomendando finalmente el segundo transformador en Jamondino de acuerdo con los resultados técnicos y económicos.

Como es conocido, con la entrada del proyecto Betania – Altamira – Mocoa – Jamondino y el consecuente traslado de la demanda de Mocoa, la carga del transformador de Jamondino se vio reducida. Sin embargo, para la demanda máxima de 2009 el transformador de Jamondino nuevamente presenta una leve sobrecarga en condiciones normales y en 2010 llegaría al 15%.

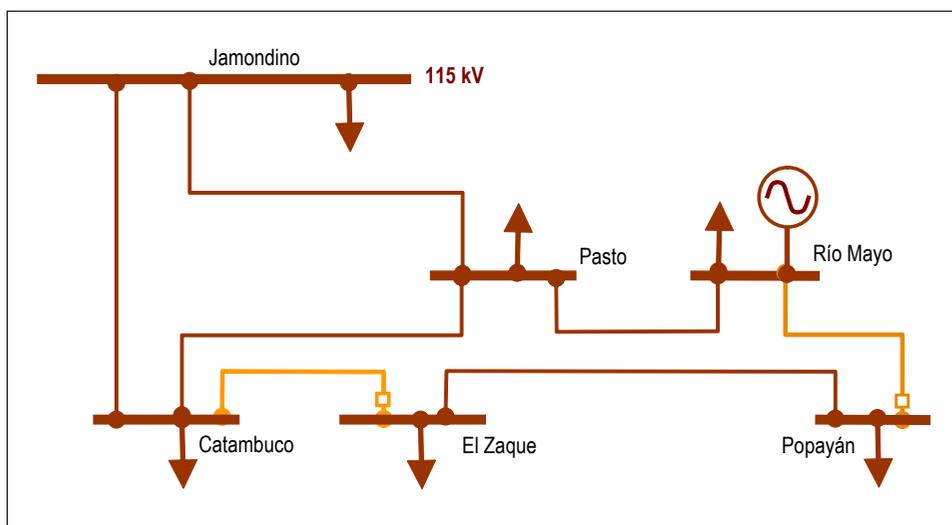
Debido a la urgencia de implementar una solución, la UPME analizó nuevamente el cierre de los enlaces Catambuco – Zaque y Popayán – Río Mayo a 115 kV. Ver Tabla 5-11:

	2009		2010	
	Catambuco-Zaque Popayán-RioMayo Abiertos	Catambuco-Zaque Popayán-RioMayo Cerrados	Catambuco-Zaque Popayán-RioMayo Abiertos	Catambuco-Zaque Popayán-RioMayo Cerrados
Condición Normal de Operación	<ul style="list-style-type: none"> TR Jamondino > 102% Tumaco115kV = 0.87 p.u. 	<ul style="list-style-type: none"> TR Jamondino < 75% Tumaco115kV = 0.87 p.u. 	<ul style="list-style-type: none"> TR Jamondino > 115% Tumaco115kV = 0.87 p.u. 	<ul style="list-style-type: none"> TR Jamondino < 83% Tumaco115kV < 0.87 p.u. Pance-Jamundí = 98%
N-1 TR Jamond.	Racionamiento total en Nariño	Racionamiento parcial en Nariño	Racionamiento total en Nariño	Racionamiento parcial en Nariño
N-1 TR S. Bernard.	TR Paez = 113% Pance-Jamundí = 120 %	TR Paez = 121% Pance-Jamundí = 140%	TR Paez = 120% Panc-Jamundí = 128 % Viola tensión en Cauca	TR Paez = 121% Pance-Jamundí = 145% Jamundí-Santander 117% Violan tensión en Junin
N-1 TR Páez	Pance-Jamundí = 146% Jamundí-Santander = 118%	Pance-Jamundí = 162% Jamundí-Santander = 134%	Pance-Jamundí = 153% Jamundí-Santander = 125%	Pance-Jamundí = 169% Jamundí-Santander = 140%

Tabla 5-11 Resultados análisis área Cauca - Nariño

El cierre de los enlaces permite reducir la cargabilidad en Jamondino y ante contingencia en este transformador permite atender parte de la demanda de Nariño. No ayuda a reducir el problema de tensión en Tumaco.

De otra parte, las contingencias en la transformación de Cauca (San Bernardino o Páez), originan sobrecargas superiores al 20 % en los circuitos Jamundí-Santander y Pance-Jamundí 115 kV que interconectan al Valle con el Cauca. Ver Gráfica 5-12.



Gráfica 5-12 Diagrama unifilar enlaces Catambuco-Zaque, Popayán-Rio Mayo 115 kV

Conclusiones:

- El cierre de los enlaces se constituye en una solución parcial y no es solución en el Mediano ni Largo Plazo.
- Se requiere expansión en transformación.
- Se requiere solucionar el problema de voltaje Tumaco 115 kV.
- Ante contingencias en la transformación del Cauca se impacta la cargabilidad de las líneas Pance – Jamundí y Jamundí – Santander 115 kV.
- Se debe revisar la capacidad operativa del enlace Pance – Jamundí – Santander 115 kV.
- Se debe evaluar la expansión de transformación en el área del Cauca (Páez o San Bernardino).
- Los análisis por parte de los Operadores de Red deben considerar la conexión de la central El Quimbo y la fecha de entrada en operación.

5.5.6 Análisis área Córdoba – Sucre

Aunque el crecimiento de la demanda en el área es bajo, los transformadores Chinú en condiciones normales, se acercan progresivamente al 100%.

Las subestaciones Río Sinú, Mompox y Magangué presentan violaciones de tensión. La línea Tierra Alta – Urrá supera su capacidad operativa. El OR debe revisar estas condiciones que ya fueron reportadas en planes anteriores.

Respecto a la necesidad de expansión, el OR en febrero de 2007 solicitó viabilidad técnica y económica al transportador para la ampliación de transformación en Chinú, a lo que éste respondió que el estudio comprende una visión integral y no específica para dicha ampliación, adicionalmente propuso análisis conjuntos con la UPME.

En el mes de abril el estudio fue presentado a la UPME, sin la viabilidad técnica de la conexión. Sin embargo, se revisó y se realizaron comentarios netamente técnicos, a lo que el OR debía realizar una revisión. A la fecha de finalización de los análisis del presente Plan, la UPME no cuenta con el estudio definitivo. Se espera que el OR manifieste su interés por la ejecución del proyecto y presente el estudio de conexión y modificación del STR nivel 4. En este sentido la UPME mantiene las recomendaciones realizadas en Planes anteriores.

5.5.7 Análisis STR Cerromatoso

Los transformadores 500/110 kV actualmente se encuentran cargados cerca del 90%. La demanda del área, que está conformada por la carga industrial de la Empresa Cerromatoso se mantiene constante en el tiempo y las demás cargas presentan leve crecimiento.

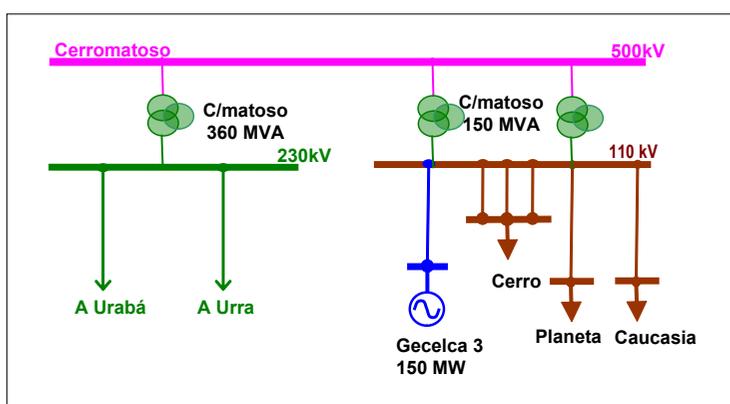
5.5.7.1 Conexión central térmica Gecelca 3:

Capacidad: 150 MW.

Entrada en operación: diciembre de 2012.

Conexión en Cerromatoso 110 kV.

La red actual permite evacuar la máxima generación de la central. Si bien la cargabilidad de los transformadores de Cerromatoso 500/110 kV se ve reducida hasta un 40% ante un máximo despacho de la central, esta situación no puede considerarse como solución a problemas de transformación. La Gráfica 5-13 presenta el diagrama unifilar del área con la conexión de la central Gecelca 3.



Gráfica 5-13 Diagrama unifilar conexión Gecelca 3

5.5.8 Análisis área Caldas – Risaralda – Quindío

Como se ha indicado en planes anteriores, la problemática del área es la siguiente:

- Riesgos ante condiciones hidrológicas críticas.
- Alto nivel de carga en transformadores del área.
- Bajas tensiones en subestaciones del Quindío.

El OR en 2008 presentó un informe con las alternativas de solución y en enero de 2009 el estudio de expansión del área. Igualmente presentó una revisión del mismo estudio con base en una revisión de las proyecciones de demanda del área. Las alternativas consideradas son las siguientes (Ver Gráfica 5-14):

- Alternativa 1:** 2° transformador en la Hermosa 150 MVA - 230/115 kV.
- Alternativa 2:** 3° transformador en la Esmeralda 180 MVA - 230/115 kV.
- Alternativa 3:** Línea doble circuito Virginia – Pavas 115 kV y 2° Transformador 180 MVA - 230/115 kV en la Virginia.
- Alternativa 4:** Nueva subestación Armenia 230 kV reconfigurando la línea Hermosa – Virginia 230 kV a través de un doble circuito de 40 km al punto de apertura, con transformación 230/115 kV de 150 MVA.

Supuestos de análisis:

- Proyecciones de demanda de la UPME, escenario alto.
- Proyecciones de demanda propuestas por el OR. Revisión de la tendencia de la demanda real.
- Despachos con baja hidrología: 40 – 45 MW en San Francisco.
- Despachos con alta hidrología: 120 MW San Francisco.

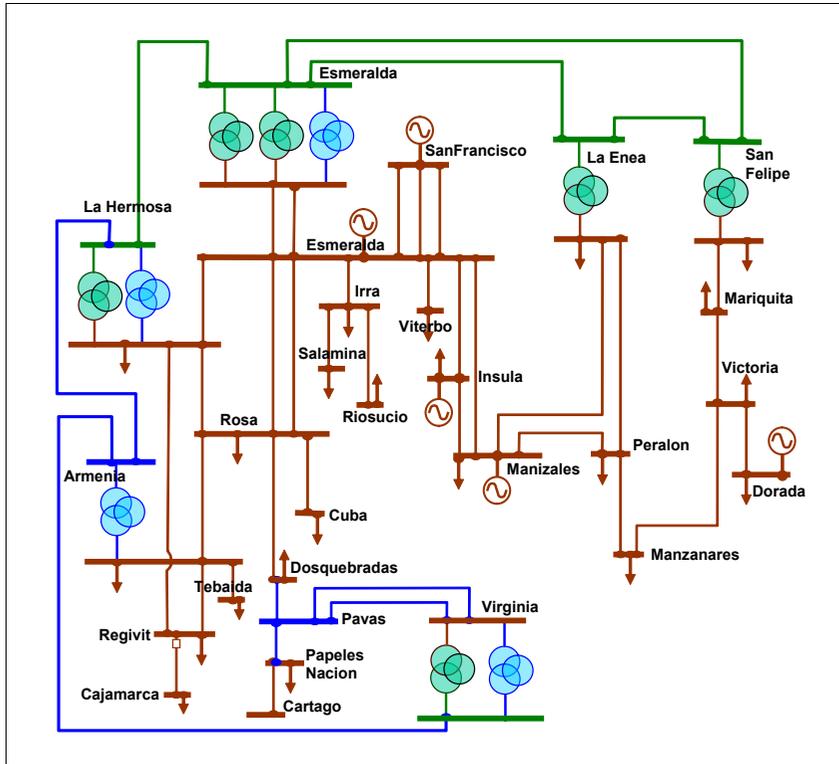
Los resultados de los análisis de corto plazo se presentan en la Tabla 5-12.

2010		
Condición	Despacho baja hidrología	Despacho alta hidrología
Condición normal de Operación	TR Esmeralda < 90 % TR Hermosa < 90 % Voltajes > 0.93 p.u.	TR Esmeralda < 80 % TR Hermosa < 90 %
N-1 TR. Esmeralda	TR Esmeralda = 120 %	TR's < 100 %
N-1 TR. Hermosa	TR's Esmeralda < 120 % Armenia / Tebaida / Regivit < 0.9 p.u.	TR's < 100 % Armenia / Tebaida / Regivit < 0.9 p.u.
N-1 TR. Enea	TR's Esmeralda < 120 % Armenia / Tebaida / Regivit < 0.93 p.u.	TR's < 100 % Armenia / Tebaida / Regivit < 0.93 p.u.
2011		
Condición	Despacho baja hidrología	Despacho alta hidrología
Condición normal de Operación	TR Esmeralda > 90 % TR Hermosa < 90 % Voltajes > 0.90 p.u.	TR Esmeralda < 80 % TR Hermosa > 90 % Voltajes > 0.93 p.u.
N-1 TR. Esmeralda	TR Esmeralda igual al 132 %	Carga TR's < 110 %
N-1 TR. Hermosa	TR's Esmeralda > 125 % Armenia / Tebaida / Regivit < 0.9 p.u.	Carga TR's < 110 %, Armenia / Tebaida / Regivit < 0.9 p.u.
N-1 TR. Enea	TR's Esmeralda > 125 % Armenia / Tebaida / Regivit < 0.92 p.u.	TR's < 100 % Armenia / Tebaida / Regivit < 0.92 p.u.

Tabla 5-12 Resultados análisis sin alternativas para los años 2010 y 2011 área CQR

Considerando la revisión de la demanda y un escenario de baja hidrología se encontró que:

- En 2010, la contingencia en uno de los transformadores de Esmeralda origina sobrecarga cercana al 20% en el otro en el 2011 supera el 20%.
- En 2010, en condiciones normales se presentan bajas tensiones en el Quindío (Armenia, Regivit y Tebaida). La contingencia del transformador en Hermosa origina violaciones (>0.9 p.u.), lo que se refleja en la red de 33 kV.
- Ante contingencias, cerrar el enlace Cajamarca – Regivit 115 kV ayuda en transformación y tensiones, siempre y cuando esté en operación el segundo transformador 230/115 kV en Mirolindo.
- Todas las soluciones propuestas presentan dificultades para ponerlas en operación antes del 2010 debido a los tiempos de adquisición de equipos.



Gráfica 5-14 Diagrama unifilar con alternativas de conexión área CQR

Análisis de alternativas:

- Todas las alternativas requieren adicionalmente un refuerzo de transformación en el mediano plazo - MP (2013/2014).
- Instalar compensación capacitiva no es solución definitiva a los problemas de tensión en el Quindío.
- La Alternativa No.1 (Hermosa) soluciona problemas de transformación y temporalmente los de tensión en el Quindío. Si se refuerza con la alternativa No. 4 (Armenia) en 2013, se solucian problemas de tensión y temporalmente los de transformación. Se requiere un nuevo refuerzo en 2015 (Esmeralda). Es decir, implica tres obras en el mediano plazo.
- La Alternativa No. 2 (Esmeralda) soluciona el problema de transformación pero no el de voltaje en Quindío. Requiere desde el año de entrada (2011) una solución complementaria como la Alternativa No. 4 (Armenia).
- La Alternativa No. 3 (Virginia) soluciona el problema de transformación pero no el de voltaje en Quindío. Requiere desde el año de entrada (2011) una solución complementaria como la alternativa No. 4 (Armenia).

- La Alternativa No. 4 S/E Armenia 230/115 kV soluciona los problemas de transformación y elimina los de tensión en el Quindío. Esta alternativa junto con el refuerzo en Esmeralda (2013/2014), ofrece una solución de largo plazo.

Evaluación económica:

Beneficios: Valoración de energía no suministrada por agotamiento de la transformación y por violaciones de tensión.

Costos: Valoración con Unidades Constructivas de la resolución CREG 011 de 2009 para activos del STN y Unidades Constructivas de la resolución CREG 097 de 2008 para activos del STR.

La siguiente combinación de obras permite obtener beneficios similares (ver Tabla 5-13.):

- Alternativa 1 (Hermosa): implica adicionalmente Armenia (A4) y Esmeralda (A2). Inversiones distribuidas en el tiempo pero con mayor costo total.
- Alternativa 2 (Esmeralda): implica adicionalmente Armenia (A4). Doble inversión desde el año inicial.
- Alternativa 3 (Virginia): implica adicionalmente Armenia (A4). Doble inversión desde el año inicial.
- Alternativa 4 (Armenia): implica adicionalmente Esmeralda (A2). Inversiones distribuidas en el tiempo.

Alternativas	Descripcion	Costo millones usd\$ dic/08	Requerimientos adicionales
1	La Hermosa 150 MVA	3.34	A4-Armenia-2013: Mill US\$ 14.83 A2-Esmeralda-2015: Mill US\$ 3.79
2	La Esmeralda 180 MVA	3.79	A4-Armenia-2011: Mill US\$ 14.83
3	La Virginia 180 MVA	8.24	A4-Armenia-2011: Mill US\$ 14.83
4	Armenia 150 MVA	14.83	A2-Esmeralda-2013: Mill US\$ 3.79

Tabla 5-13 Costos alternativas CQR

Relación B/C (Alternativa 4) = 3.09

Item	Código	Vida útil	Unidad constructiva	Cantidad	Costo unitario miles \$ Dic/08	Costo total miles \$ Dic/08
1	N5T13	30	Autotransformador monofásico OLTC de conexión al STN, capacidad final de 41 a 50 MVA	150	42,055	6,308,180
2	N5T13	30	Autotransformador monofásico OLTC de conexión al STN, capacidad final de 41 a 50 MVA	3	270,845	812,535
3	N4S8	30	Bahía de transformador, configuración barra principal y transferencia -tipo convencional	1	672,265	672,265
4	SE242	30	Módulo Común - Tipo 1 - IM - 230 KV	1	4,912,136	4,912,136
5	SE232	30	Módulo de barraje tipo 1	1	457,662	457,662
6	SE219	30	Corte Central - IM - 230 KV	2	942,679	1,885,358
7	SE211	30	Bahía de Línea - IM - 230 KV	2	2,569,253	5,138,506
8	SE212	30	Bahía de Transformador - IM - 230 KV	1	2,026,751	2,026,751
9	LI222	40	km de línea, 2 circuitos - 230 KV	40	453,582	18,143,280

Tabla 5-14 Valoración en unidades constructivas alternativa 4 - Armenia

Conclusión:

Se recomienda la ejecución de la Alternativa 4 que corresponde a la Subestación Armenia y obras asociadas. La valoración de costos de inversión consideró una subestación Interruptor y Medio, pero ésta quedará definida en los *Documentos de Selección de la Convocatoria*. Ver Tabla 5-14.

5.5.9 Análisis área Guajira – Cesar – Magdalena

Los transformadores de Santa Marta presentan 62% de cargabilidad en el año inicial (2009) y ante contingencia en uno de ellos no se presentan violaciones de cargabilidad. Para el 2010 esta misma contingencia implica violaciones. Se observan perfiles adecuados de tensión.

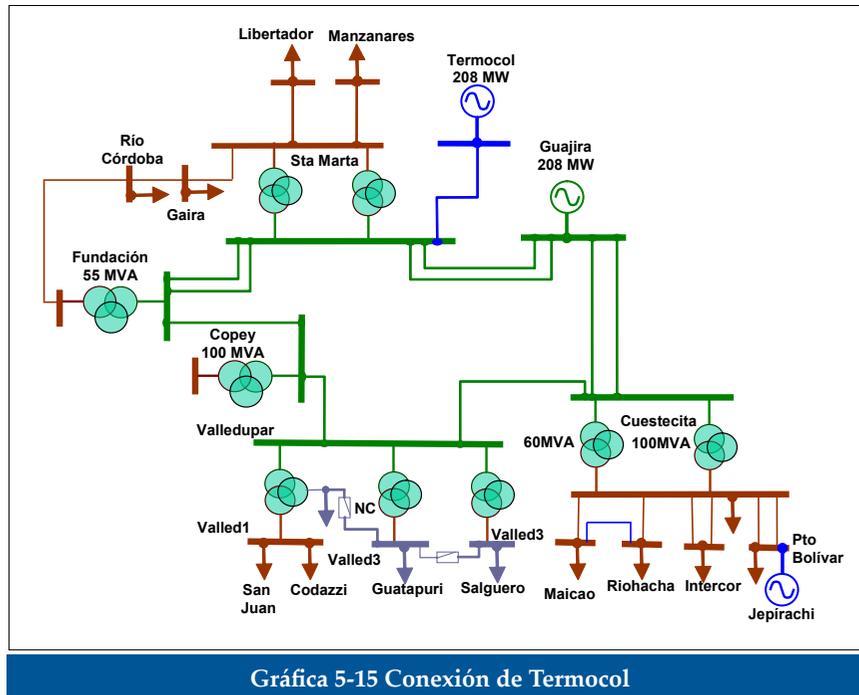
Para la máxima demanda de 2009 se presenta sobrecarga del 10 % en devanado de 110 kV del transformador Valledupar 220/110/34.5 kV y en el devanado de 34.5 kV del transformador Valledupar 220/34.5/13.8 kV en condiciones normales.

La UPME insiste sobre la necesidad de ampliar la transformación en las Subestación Valledupar a partir del año 2009, así como estudiar la distribución de la demanda a nivel de 34.5 kV de tal manera que la solución sea de largo plazo.

Hacia el año 2015 se presenta sobrecarga la línea Valledupar – Salguero en condiciones normales de operación.

En el corto plazo se debe implementar una solución de transformación con el fin de evitar problemas ante contingencias y sobrecargas en estado permanente en el mediano plazo.

La Gráfica 5-15 muestra el diagrama unifilar del área GCM con la expansión reportada por el OR y la conexión de la central Termocol.



Gráfica 5-15 Conexión de Termocol

5.5.9.1 Análisis conexión central Termocol

Capacidad: 208 MW.

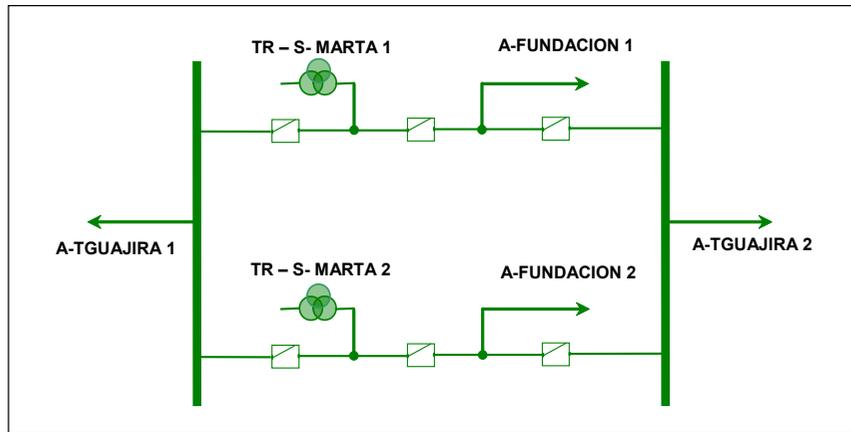
Entrada en operación: diciembre de 2010.

Conexión en Santa Marta 220 kV a través de un circuito de 10.8 km.

Inicialmente presentó solicitud de conexión a la subestación Santa Marta 220 kV, luego a nivel de 115 kV y por último se solicitó nuevamente conexión a 220 kV. En este proceso la UPME recibió la ratificación de la viabilidad técnica de la conexión por parte del Transportador.

Al realizar los análisis se encontró que para el año de entrada (2010), con un despacho máximo en Termocol los transformadores de Santa Marta cargan al 70% y sin este despacho cargan al 64%. La mayor parte de la generación se evacua por el STN sin que se presenten problemas en este sistema. La cargabilidad de la línea de conexión a Santa Marta, frente a un máximo despacho es cercana al 82% considerando una capacidad de 656 A.

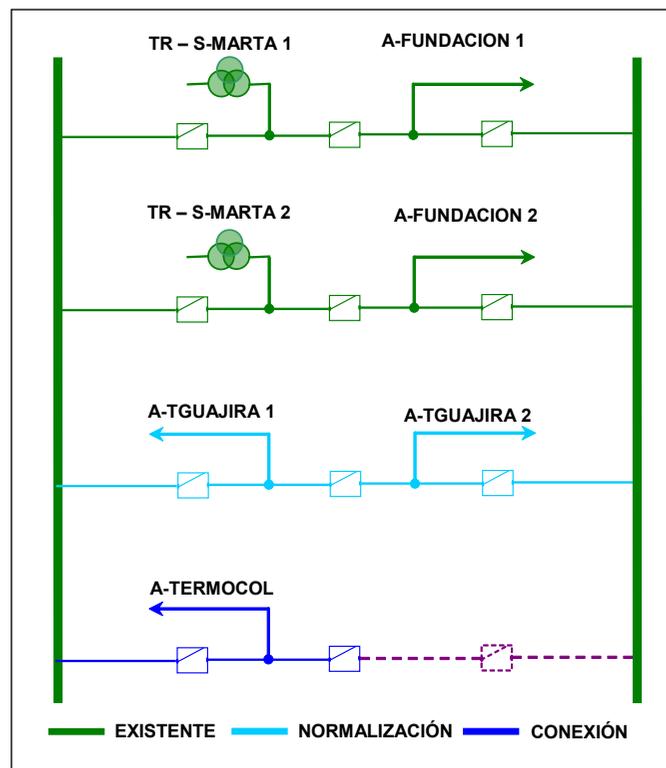
De otra parte, de acuerdo con información de TRANSELCA, la subestación Santa Marta fue diseñada inicialmente en configuración interruptor y medio, sin embargo solo quedaron en operación dos diámetros para seis (6) salidas, dos (2) de transformación y cuatro (4) de línea, conformando en la práctica un anillo. La Gráfica 5-16 muestra la configuración actual de la subestación Santa Marta 220 kV.



Gráfica 5-16 Configuración actual SE Santa Marta

Con la conexión de la nueva central de generación, esta subestación deberá migrar a la configuración interruptor y medio, para lo cual se hace necesario adecuar la subestación existente creando un diámetro adicional con el fin de normalizar la conexión de las líneas hacia Termo Guajira, en la Gráfica 5-17 se muestra la configuración propuesta.

El diámetro adicional, con sus interruptores, para la central Termocol hace parte de los Activos de Conexión que estarán a cargo del promotor del proyecto.



Gráfica 5-17 Configuración propuesta SE Santa Marta

El artículo 6º de la resolución CREG 022 de 2001, modificado por las resoluciones CREG 085 de 2002 y 120 de 2003 cita que “Los proyectos consistentes en la ampliación de las instalaciones del STN que se encuentren en operación (montaje de nuevos circuitos sobre estructuras existentes, junto con los activos requeridos para su conexión al STN, o cambio en la configuración de subestaciones existentes), harán parte del Plan de Expansión de Transmisión de Referencia de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 3o. de la presente Resolución y en esta medida su ejecución podrá ser objetada. De ser incluida la respectiva ampliación en el Plan de Expansión de Transmisión de Referencia, será desarrollada por el propietario del activo correspondiente. En caso de que el propietario no desee desarrollar el proyecto, se adelantará un proceso que garantice la libre concurrencia en condiciones de igualdad, cumpliendo con las disposiciones establecidas en el Artículo 4o. de la presente Resolución.”

De acuerdo con lo descrito anteriormente y lo establecido en la normatividad, se requiere que la subestación Santa Marta migre a configuración interruptor y medio, implementando un diámetro adicional para la conexión de las líneas hacia Termo Guajira antes de la entrada en operación de la central Termocol.

5.5.10 Área Nordeste

Norte de Santander:

Los análisis consideran cerrada la línea Ínsula – San Mateo 115 kV y abierta Convención – Tibú en Tibú 115 kV.

Ante condiciones normales de operación en 2009 no se observan problemas de cargabilidad. Ante contingencia en el transformador de San Mateo se presenta sobrecarga del 51% en el de Cúcuta y ante contingencia en el transformador de Cúcuta se presenta sobrecarga del 54% en San Mateo.

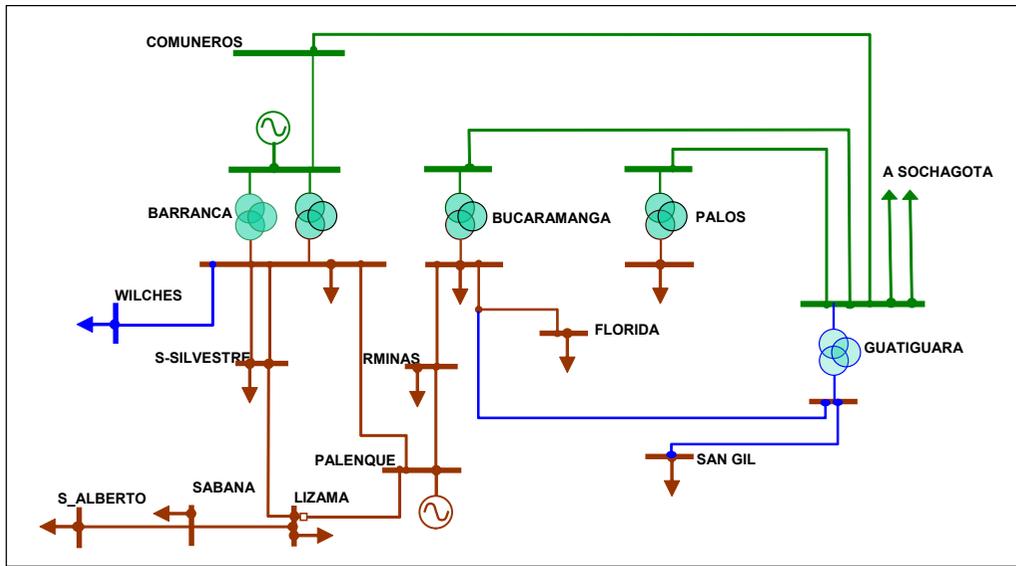
En condiciones normales de operación hacia el año 2013 se observan cargabilidades cercanas al 90% en el transformador de San Mateo.

La UPME solicita al OR analizar su STR y proponer la expansión requerida.

Santander:

Los análisis consideran cerrada la línea Barranca – Palenque y en operación la expansión reportada por el OR que se encuentra en el Anexo 6.3 de este documento.

Adicionalmente, el OR presentó ante la UPME información complementaria de Planeamiento Estándar en diciembre de 2008, indicando la instalación de un nuevo transformador de 150 MVA 230/115 KV en Guatiguará, reconfigurando la línea Bucaramanga – San Gil 115 kV en Bucaramanga – Guatiguará – San Gil a través de un doble circuito de 2 km al punto de apertura, entrando en operación en 2009. La Gráfica 5-18 describe el proyecto.



Gráfica 5-18 Diagrama unifilar área Santander

Para la máxima demanda del área en el 2009, bajo condiciones normales se observan sobrecargas cercanas al 5% en el transformador de Bucaramanga. La situación se hace crítica ante contingencias en transformación.

La UPME analizó dos alternativas: i) conexión del segundo transformador 230/115 kV en Bucaramanga y ii) conexión de un transformador 230/115 kV en Guatiguará. Los resultados se presentan en la Tabla 5-15.

2009												
Transformadores	Condicion actual				TR Guatiguara				2do TR Bucaramanga			
	Cond. normal	N-1 PAL	N-1 BARR	N-1 B/ MAN	Cond. normal	N-1 PAL	N-1 BARR	N-1 B/ MAN	Cond. normal	N-1 PAL	N-1 BARR	N-1 B/ MAN
% de cargabilidad												
Barranca1	76	80	161	48	76	86	147	81	73	88	148	76
Barranca2	76	80	0	48	76	86	-	81	73	88	-	76
Bucaramanga1	103	231	102	-	57	102	68	-	59	102	64	-
Bucaramanga2	-	-	-	215	-	-	-	-	59	102	64	103
Palos1	82	-	104	215	68	-	87	112	79	-	91	104
Guatiguara1	-	-	-	-	68	89	65	90	-	-	-	-
2013												
Transformadores	Condicion actual				TR Guatiguara				2do TR Bucaramanga			
	Cond. normal	N-1 PAL	N-1 BARR	N-1 B/ MAN	Cond. normal	N-1 PAL	N-1 BARR	N-1 B/ MAN	Cond. normal	N-1 PAL	N-1 BARR	N-1 B/ MAN
% de cargabilidad												
Barranca1	93	124	163	130	94	99	151	90	94	97	154	93
Barranca2	93	124	-	130	94	99	-	90	94	97	154	93
Bucaramanga1	127	245	137	-	98	142	97	-	76	128	77	127
Bucaramanga2	-	-	-	-	-	-	-	-	76	128	77	-
Palos1	106	-	136	263	73	-	115	154	97	-	115	126
Guatiguara1	-	-	-	-	85	106	85	110	-	-	-	-

Tabla 5-15 Resultados análisis Santander

Las dos alternativas presentan un desempeño similar: en el 2009 las dos permiten descargas del 35% en Bucaramanga y del 25% en Palos, permitiendo superar sus contingencias.

Estas alternativas por si solas, no impactan la cargabilidad de los transformadores 230/115 kV de Barranca. Ante contingencia en uno de ellos, se presenta una elevada sobrecarga. En 2014 se observan sobrecargas en condición normal.

En cuanto a tensiones, las subestaciones Cimitarra y Lizama están cerca de 0.9 p.u., Sabana y San Alberto están por debajo de 0.87 p.u. Ninguna de las alternativas analizadas soluciona estos problemas.

Hacia el 2013 se requiere ampliar nuevamente la transformación debido al agotamiento en Bucaramanga. La línea Bucaramanga – Real Minas presenta sobrecarga del 20%.

El OR manifestó que debido a problemas de espacio, no es viable instalar el segundo transformador en la Subestación Bucaramanga. También citó algunos proyectos de los cuales la UPME no tiene mayor conocimiento.

Se llama la atención del OR sobre la necesidad de:

- Presentar el estudio de expansión.
- Ejecutar los proyectos de expansión.
- Corregir el factor de potencia en el origen, con el fin de evitar requerimientos adicionales de reactivos y generaciones de seguridad.

Boyacá:

Con la demanda máxima esperada para 2009, sin generación en Paipa a nivel de 115 kV, los transformadores 230/115 kV presentan sobrecarga.

El OR informó que instalará 90 MVA adicionales para contar con un total de 360 MVA.

Con esta expansión, ante condiciones normales de operación, sin generación en 115 kV, inicialmente no se presentan problemas. Solo hasta el 2011 se alcanzaría el 90%.

En 2009 ante la pérdida de 180 MVA de transformación, la sobrecarga alcanzaría el 50%. La Tabla 5-16 muestra los resultados de los análisis.

Elemento	2009				2011			
	Condición actual	3º TR Paipa	N-1 Paipa 180 mva	N-1 Paipa 90 mva	Condición actual	3º TR Paipa	N-1 Paipa 180 mva	N-1 Paipa 90 mva
	Cargabilidad %				Cargabilidad %			
Tr-paipa1 90 mva	103	75	155	103	119	93	182	119
Tr-paipa2 180 mva	103	75	-	103	119	93	-	119
Tr-paipa3 90 mva	-	75	155	-	-	93	182	-

Tabla 5-16 Resultados análisis Boyacá

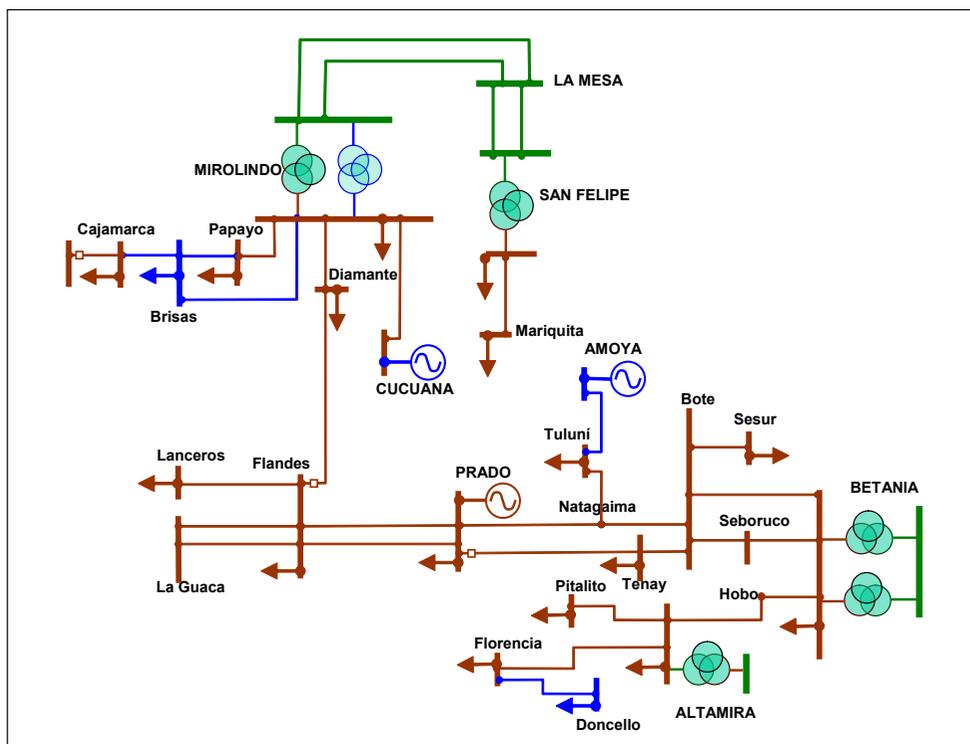
Con la expansión reportada por el OR en cuanto a líneas se mejoran notablemente los perfiles de tensión en Chiquinquirá y Barbosa. Con la actualización de parámetros que realizó el OR, la UPME encontró que no hay problemas de cargabilidad en líneas.

5.5.11 Análisis área Tolima – Huila – Caquetá

Actualmente la demanda de Ibagué, Papayo, Cajamarca y Diamante se atiende a través del transformador 230/115 kV de Mirolindo. Ante una contingencia se hace necesario que el enlace Diamante – Flandes esté disponible.

En este sentido, la UPME emitió concepto favorable para la conexión del segundo transformador en la subestación Mirolindo, lo cual permite una adecuada atención de la demanda del área.

El diagrama Unifilar del área se puede observar en la Gráfica 5-19.



Gráfica 5-19 Diagrama unifilar área Tolima - Huila- Cáqueta

5.5.11.1 Conexión central Amoyá

Capacidad: 78 MW.

Entrada en operación: diciembre de 2010.

Conexión en Tuluní 115 kV a través de un circuito de 15 km.

Se requiere actualizar la capacidad operativa de las líneas asociadas al proyecto y mantener disponibles los enlaces Natagaima – Prado y Natagaima – Bote con el fin de evitar atrapamiento de generación ante contingencia en elementos de la red, ver Gráfica 5-20.

De acuerdo con información del OR ENERTOLIMA, la capacidad operativa de las líneas Tuluní – Natagaima, Prado – Natagaima y Natagaima – Bote serán actualizadas. La nueva capacidad no debe ser inferior a 400 A.

Se llama la atención al OR ELECTROHUILA para que, además de mantener disponible el enlace Natagaima – Bote 115 kV, actualice la capacidad operativa de estas líneas ajustando los transformadores de corriente mínimo en 400 A.

5.5.11.2 Conexión Central Cucuana

Capacidad: 60 MW.

Entrada en operación: diciembre de 2011.

Conexión en Mirolindo 115 kV a través de un circuito de 70 km.

Ante los diferentes escenarios analizados, la red existente permite la evacuación de la totalidad de la generación.

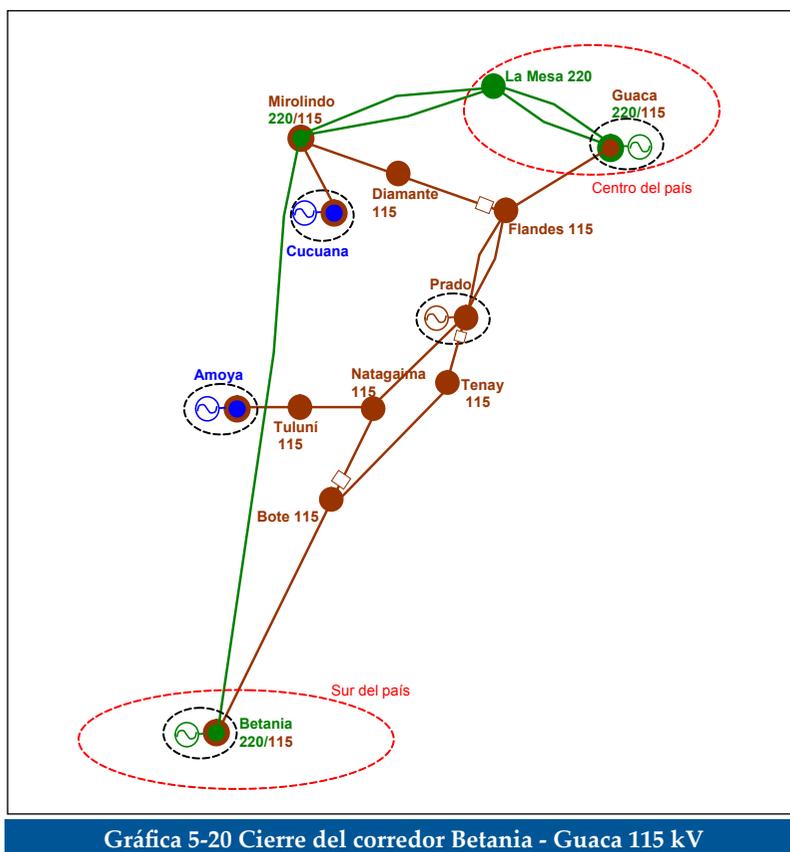
Respecto a la red del Huila, para el 2013, contingencias sencillas en los enlaces a 115 KV asociados con la S/E Betania (Betania – Bote, Seboruco – Betania y Bote – Seboruco) ocasionan radialidad en algunas cargas, las cuales se alimentarían por un solo enlace bajo esta condición de falla. Lo anterior originaría sobrecargas en algunas líneas, aunque sin exceder los límites. En el periodo 2015-2017, los mismos eventos originan violaciones importantes. La Tabla 5-17 describe el comportamiento de la red:

Contingencias	2015		2017	
	Sobrecargas	Tensiones [p.u.]	Sobrecargas	Tensiones [p.u.]
Betania-Bote 115 kV	Betania-Seboruco = 131%	-	Betania-Seboruco = 150%	-
	Seboruco-Bote = 110%		Seboruco-Bote = 127%	
Bote-Seboruco 115 kV	Betania-Bote = 110%	-	Betania-Bote 127%	-
Betania-Seboruco 115 kV	Betania-Bote = 133%	-	Del 53% en Betania-Bote = 153%	Seboruco = 0.88
				Bote = 0.89
				Sesur = 0.88

Tabla 5-17 Contingencias sencillas asociadas con la subestación Betania 115 kV

De acuerdo con lo anterior, se requiere que el enlace Prado – Tenay esté disponible ante contingencias en líneas 115 KV asociadas con Betania.

Es importante remitirse a los análisis de estabilidad al final de este capítulo.



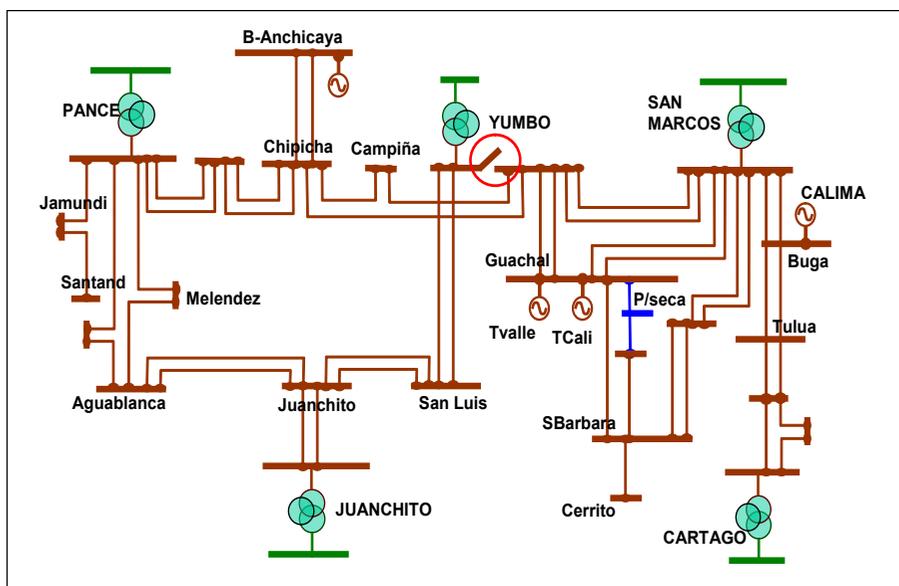
En el periodo 2015-2017 se hace necesario reforzar los enlaces a nivel de 115 kV.

5.5.12 Análisis área Valle del Cauca

Actualmente se presentan altas cargabilidades en transformadores de conexión al STN frente a bajos despachos de generación a nivel de 115 kV.

Como resultado de una revisión realizada por el OR a la expansión del área Valle, indicó a la UPME en diciembre de 2008, que la expansión de transformación 230/115 kV en Alto Anchicayá no es adecuada debido a problemas de espacio e incremento de pérdidas. Adicionalmente encuentra que existe un desbalance en la carga de los transformadores de conexión al STN.

Por todo lo anterior, el OR propone una medida de corto plazo mientras establece la solución definitiva para el área, la cual consiste en desacoplar la barra de 115 kV de Termoyumbo de tal manera que los transformadores de esta subestación asumen el flujo hacia San Luis y Juanchito y la carga de Termoyumbo y las demás conexiones de la barra queden dependiendo de San Marcos. Posteriormente, el OR aclaró que la demanda de Termoyumbo queda dependiendo de los transformadores de esta misma subestación (ver Gráfica 5-21). Según los resultados del OR, la medida permite atender los picos de demanda hasta 2013.



Gráfica 5-21 Diagrama unifilar área Valle con desacople barra Termoyumbo 115 kV

La UPME realizó análisis de la propuesta considerando lo siguiente:

- Escenario alto de crecimiento de demanda, UPME 2008.
- Despacho a nivel de 115 kV solo en Bajo Anchicayá.
- Sin expansión de la transformación del área.
- Revisión de la demanda en barras.

Los resultados se muestran en la Tabla 5-18:

Año 2009	Red actual	Con reconfiguración en TermoYumbo
Generación en 115 kV	Solo bajo Anchicayá	Solo bajo Anchicayá
Condición Normal de Operación	TRs Pance = 90%; TRs Yumbo = 97% TRs Juanch = 87%; TRs San Marco = 57% TRs Cartago = 86%	TRs Pance = 83%; TRs Yumbo = 78% TRs Juanchito = 88%; TRs Smarco = 78% TRs Cartago = 88%
N-1 Pance	TRs Pance = 108%	TRs Pance = 99%
N-1 Yumbo	TRs Yumbo = 106%	TRs Yumbo = 94%
N-1 San Marcos	TRs Yumbo = 105%	TRs San Marcos = 114%
N-1 Juanchito	TRs Juanchito = 108%	TRs Juanchito = 111%
N-1 Cartago	TRs Yumbo = 105%, Rosa-Dosqueb = 146% Papeles, Cartago, Zarzal, Unión y Sevilla < 0.9	Rosa-Dosqueb 115 kV carga 164% Papeles, Cartago, Zarzal, Unión y Sevilla < 0.9
Año 2010	Red actual	Con reconfiguración en TermoYumbo
Generación en 115 kV	Solo bajo Anchicayá	Solo bajo Anchicayá
Condición Normal de Operación	TRs Pance = 99.5%; TRs Yumbo = 102% TRs Juanchito = 99%; TRs San Marco = 57% TRs Cartago = 82%	TRs Pance = 98%; TRs Yumbo = 79% TRs Juanchito = 93%; TRs San Marco = 80% TRs Cartago = 85%
N-1 Pance	TRs Pance = 119%	TRs Pance = 118%
N-1 Yumbo	TRs Yumbo = 117%	TRs Yumbo = 96%
N-1 San Marcos	TRs Yumbo = 115%	TRs San Marcos = 117%
N-1 Juanchito	TRs Juanchito = 123%	TRs Juanchito = 117%
N-1 Cartago	TRs Yumbo = 110% Rosa-Dosqueb 115 kV carga 157% Papeles, Cartago, Zarzal, Unión y Sevilla < 0.9	TRs Pance = 103% Rosa-Dosqueb 115 kV carga 164% Dosquebradas, Pavas, Papeles, Cartago, Zarzal, Unión, Tuluá y Sevilla < 0.9

Tabla 5-18 Resultados análisis en condición normal de operación y contingencias con la red actual y con la reconfiguración de la barra TermoYumbo. Continuación

Conclusiones:

- El desacople en Termoyumbo soluciona problemas de sobrecargas en contingencia hasta el 2010. En el 2011, la contingencia de uno de los transformadores de San Marcos origina una sobrecarga superior al 20 % al otro transformador.
- El desacople no soluciona las sobrecargas que se presentan en el área CQR ante la contingencia del Transformador de Cartago, considerando que el enlace Cartago – Papeles Nacionales opera cerrado.
- Se requiere contar con información ajustada y depurada de las demandas reales por barra.

Dado que la expansión propuesta inicialmente no se ejecutará y teniendo en cuenta los resultados encontrados, se invita a los OR EPSA y EMCALI a trabajar conjuntamente con la UPME para definir a la mayor brevedad la expansión requerida por el área.

5.6 ANÁLISIS DEL STN

En esta sección se presentan los análisis de las obras que permiten reducir o eliminar restricciones y las conexiones de aquellas centrales de generación con Obligaciones de Energía Firme OEF y que comprenden entre sus alternativas redes de uso del STN.

El presente documento, Plan de Expansión 2009 – 2023, recomienda la ejecución de obras de uso del STN para conectar plantas de generación con OEF que resulten viables técnica y económicamente y que su obligación inicie antes de diciembre 31 de 2014. Esto con el fin contar con tiempo suficiente para el proceso de Convocatoria, la selección del Inversionista y la construcción de las redes.

Al final de este capítulo se presenta la información consolidada de los proyectos y el cronograma de obras especificando periodos de convocatoria y ejecución.

Evaluación económica:

Fue expedida la **Resolución UPME 0515 de 2008** “*Por la que se establece la metodología mediante la cual la UPME determinará la recomendación para la ejecución de los proyectos de expansión de activos remunerados a través de cargos por uso requeridos para la conexión al STN – STR – SDL de las plantas y/o unidades con asignación de Obligación de Energía en Firme*”, la cual fue puesta en consideración para comentarios de los agentes.

Esta resolución establece una metodología sencilla que valora los beneficios dada la energía en firme que un proyecto de generación compromete con el sistema y la reducción de los costos operativos. Los costos en que incurre el usuario corresponden al pago que éste realiza por asegurar dicha energía (cargo por confiabilidad) más los costos de inversión de la expansión de la red de uso requerida.

En caso de adelanto de la entrada en operación de un proyecto de generación, con el consecuente adelanto de la red de uso del STN requerida, la reducción del costo operativo en ese periodo, deberá cubrir los costos del adelanto de la red.

Los agentes deben realizar sus ejercicios y cálculos de acuerdo con la metodología establecida.

5.6.1 Área sur demanda mínima

Problemática:

Actualmente en condiciones de demanda mínima, es decir el periodo comprendido entre las 00:00 y las 05:00 A.M. se eleva la tensión en el Sistema Interconectado Nacional. Esta situación se ha hecho crítica en la red del sur del país (Valle, Cauca, Nariño, Huila y Putumayo) debido a la reducción de las transferencias a Ecuador en dicho periodo.

En demanda mínima el incremento en la tensión es una respuesta natural de los sistemas de potencia debido al efecto capacitivo y aportes de potencia reactiva de las líneas de transmisión que operan a baja carga. Sin embargo, con el fin de evitar violaciones del límite superior de tensión (1,1 p.u.) se recurre a:

- Desconexión de condensadores y conexión de reactores. Lo cual es una práctica común de operación.
- Despachar unidades de generación en el sur para absorción de potencia reactiva, generalmente Betania. Los despachos fuera de mérito causan restricciones.
- Actuar sobre la topología de la red, es decir abrir algunos elementos de la red como circuitos a 230 kV, incluso la línea a 500 kV Virginia – San Marcos. Esto pone en riesgo la confiabilidad en el área.

Se tomaron como referencia los informes elaborados por XM en los que se presenta la problemática y se plantean las soluciones operativas y de largo plazo.

Análisis (condición crítica):

- Demanda mínima.
- Mínimo número de unidades en Valle y THC (Tolima/Huila/Caquetá).
- Capacidad de absorción en Betania de 180 MVAR, 60 MVAR por máquina. Parámetros declarados, base de datos de XM.
- Condiciones normales de operación de la totalidad de la red. Líneas del STN operando normalmente cerradas.
- Baja exportación a Ecuador.

Los análisis consideraron las siguientes alternativas (ver Tabla 5-19):

Alternativa 1: 75 MVAR de compensación reactiva inductiva. Tres (3) unidades de 25 MVAR cada una, ubicadas en diferentes subestaciones.

Alternativa 2: 100 MVAR de compensación reactiva inductiva. Dos (2) unidades de 25 MVAR cada una y una (1) unidad de 50 MVAR, ubicadas en diferentes subestaciones.

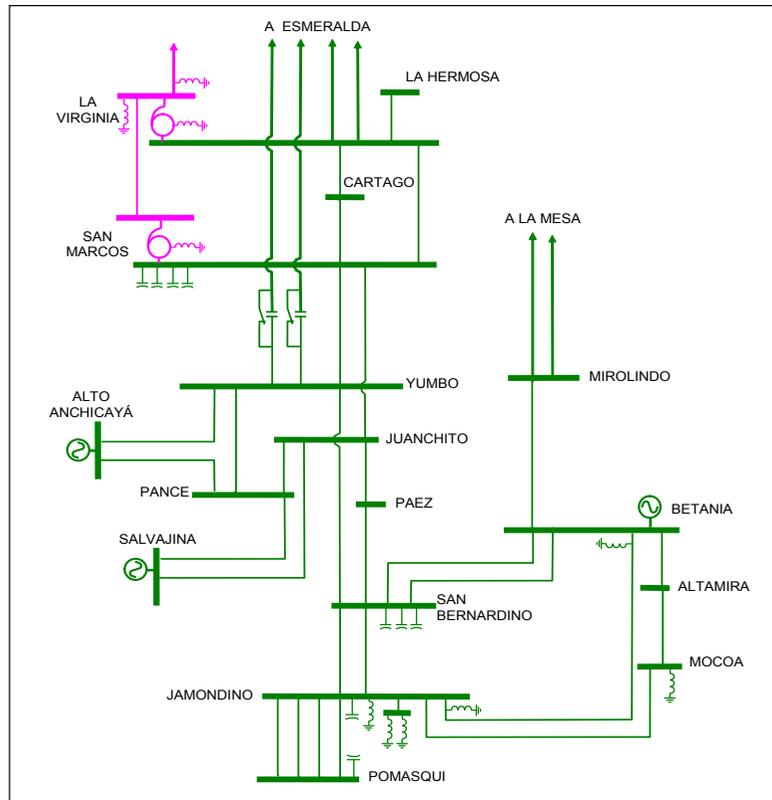
Alternativas	Descripción	Costo Millones US\$
1	75 MVAR - tres reactores de 25 MVAR	5.24
2	100 MVAR - cuatro reactores de 25 MVAR	6.99

Tabla 5-19 Costos alternativas reactores

Ubicación de los reactores (combinación):

- Altamira 230 kV
- Mocoa 230 kV
- San Bernardino 230 kV
- Jamondino 230 kV.

La Gráfica 5-22 muestra la red del STN del sur de Colombia y la Tabla 5-20 los resultados de los análisis en demanda mínima.



Gráfica 5-22 Red STN sur de Colombia

Resultados:

	MW / MVar				
Demanda sur	899 / 331	899 / 331	899 / 331	899 / 331	899 / 331
Demanda Colombia	4981	4981	4981	4981	4981
Alto A. + Bajo A.	0 / 0	0 / 0	0 / 0	0 / 0	0 / 0
Salvajina	1x60 / 1x-34				
Betania	2x60 / 2x-60	0 / 0	1x60 / 1x-60	0 / 0	0 / 0
A Ecuador	33.5 / 98	33.5 / 98	33.5 / 98	33.5 / 98	33.5 / 98
	Re MVar				
RE Betania	25	25	25	25	25
RE Altamira	0	25	25	25	50
RE Mocoa	25	50	50	75	50
RE Jamondino	75	75	75	75	75
RE San Bernardino	0	25	25	25	25
RE Paez	0	0	0	0	0
MVar Totales	125	200	200	225	225
MVar Adicionales	0	75	75	100	100
Barra	Voltaje %				
Virginia 500 kV	98.4	99.1	97.8	98.4	99.1
Virginia 230 kV	101.2	100.1	100.9	101	100.9
San Marcos 500 kV	97.2	98.4	96.2	97.4	98.4
San Marcos 230 kV	101.4	100.8	101	100.8	100.8
Yumbo 230 kV	101.1	100.7	100.7	100.5	100.7
Paez 230 kV	101.9	101.7	101.3	101.6	101.7
San Bernardino 230 kV	106.2	107.1	105	106.2	107.1
Jamondino 230 kV	109.2	110.1	107.8	108.7	110.1
Betania 230 kV	104	107.5	103.6	106.2	107.5
Altamira 230 kV	106.4	107.7	104.3	105.9	107.7
Mocoa 230 kV	107.9	107.8	105	105.1	107.8

Tabla 5-20 Análisis demanda mínima. Continuación

- Con bajas exportaciones a Ecuador y demanda mínima, se requieren 2 unidades de Betania para el control de tensiones.
- La instalación de 75 MVar inductivos (25 MVar en Altamira 230 kV, 25 MVar en Mocoa 230 kV y 25 MVar en San Bernardino 230 kV) controla las tensiones y elimina el requerimiento de las dos unidades en Betania. Sin embargo se mantiene la restricción debido al caudal ecológico en Betania.
- Al instalar 25 MVar inductivos adicionales en Mocoa 230 kV se logra mayor reducción en las tensiones. Sin embargo, los tres (3) reactores de 25 MVar son suficientes.
- Dado que instalar un reactor de 25 MVar en Jamondino o en Mocoa no representa diferencias técnicas sustanciales en los resultados y considerando la gran cantidad de elementos conectados en Jamondino, se opta por instalarlo en Mocoa.

Beneficios: calculados con base en reducción de restricciones, al eliminar el requerimiento de una (1) unidad de generación en Betania para el control de tensiones. Se considera que las dos unidades requeridas en Betania son una restricción debido al caudal que debe

mantener la central y debido a que, de acuerdo con los análisis energéticos, la central no es despachada en periodos de demanda mínima.

Costos: correspondientes a los reactores con sus respectivas bahías, según la configuración de barra de la subestación en que serán instalados. Ver Tabla 5-19.

La relación Beneficio / Costo es superior a 1, lo que determina que el proyecto es viable económicamente.

Conclusión:

Se recomienda la Alternativa 1, instalación de tres (3) reactores inductivos de 25 MVAR cada uno, ubicados en Altamira, Mocoa y San Bernardino a nivel de 230 kV.

Se hace necesaria la pronta ejecución del proyecto, lo que se traduce en una pronta solución a los actuales problemas de control de tensión, restricciones y riesgos para la confiabilidad del sistema.

5.6.2 Conexión Central de Generación Miel II

Capacidad: 135.2 MW

Entrada en operación primera unidad: 01/01/2013 (Reporte a febrero de 2009)

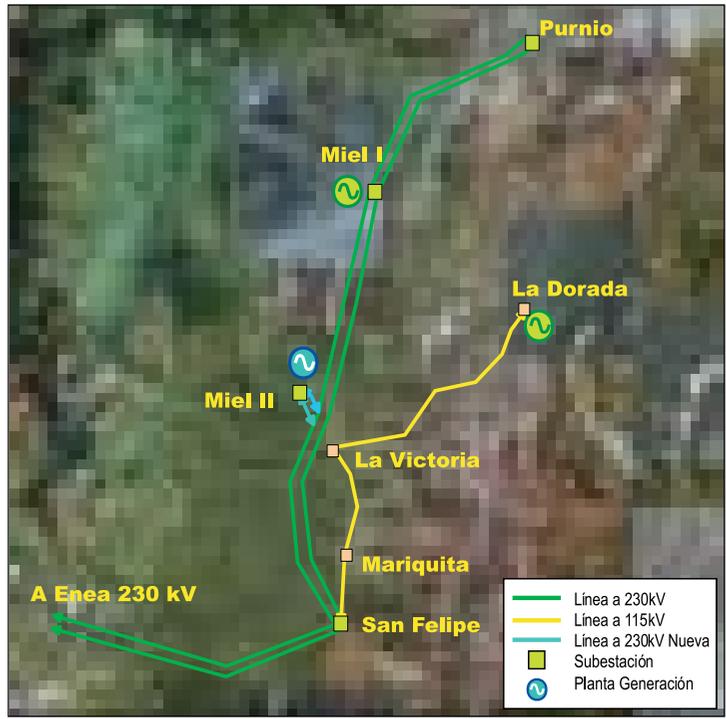
Inicio OEF: 01/12/2014

Adelanto: 23 meses

El presente Plan de Expansión se elaboró con la fecha inicialmente reportada por Promotora Miel II para la entrada en operación de la primera unidad de Miel II, es decir noviembre de 2011. Sin embargo, en febrero de 2009 este agente reportó que la nueva fecha de entrada en operación de la primera unidad será enero 1 de 2013. Dicha modificación solo fue considerada para efectos de Transmisión.

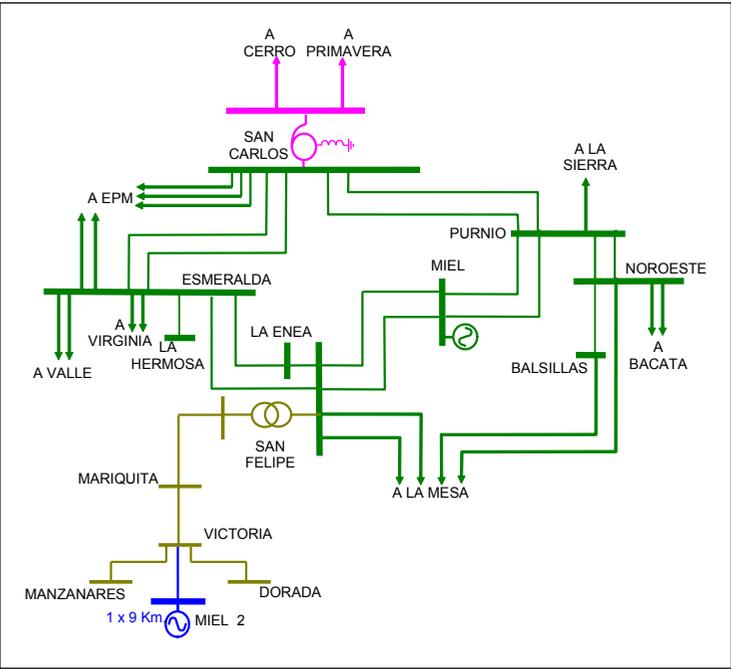
De acuerdo con la resolución CREG 093 de 2007, en caso de requerir redes de uso para conectar la central, la fecha de entrada en operación de dichas redes será tres meses (3) antes de la entrada en operación de la primera unidad.

La ubicación del proyecto se puede apreciar en la Gráfica 5-23.



Gráfica 5-23 Ubicación central de generación Miel II

Alternativa 1: Conexión de la Central Miel II a la subestación Victoria 115 kV del área CRQ, a través de un circuito sencillo a 115 kV de 9 km. Ver Gráfica 5-24.



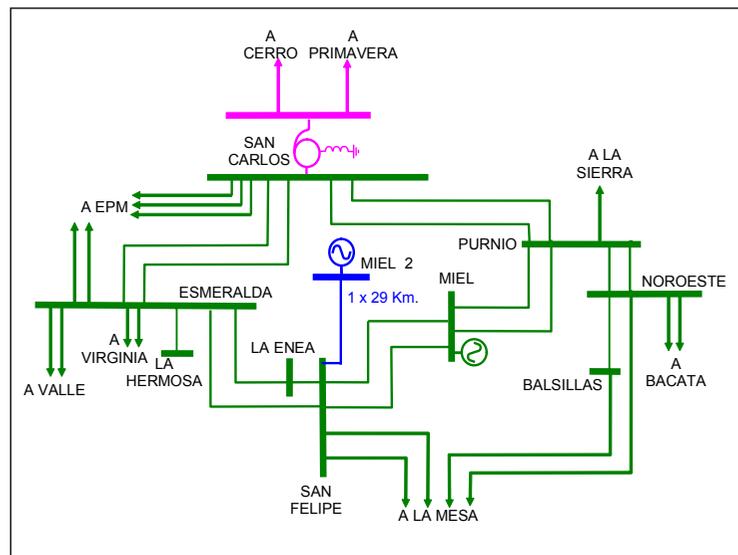
Gráfica 5-24 Alternativa I - Miel II

Contingencia	Victoria-Manzan	Mariq - Victoria	Mariq - San Felipe	Manzan-Peralonso
Victoria-Manzanares	-	110.0%	91.8%	92.0%
Mariquita Victoria	110.4%	-	21.3%	101.9%
Mariquita San Felipe	92.0%	21.0%	-	83.6%

Tabla 5-21 Resultados alternativa 1 Miel II

La conexión de la central Miel II a través de un enlace radial a la subestación La Victoria 115 kV permite evacuar la máxima generación en condiciones normales de operación. Sin embargo, esta alternativa presenta una única ruta de evacuación y ante contingencias presenta sobrecargas en el STR asociado al proyecto. Ver Tabla 5-21.

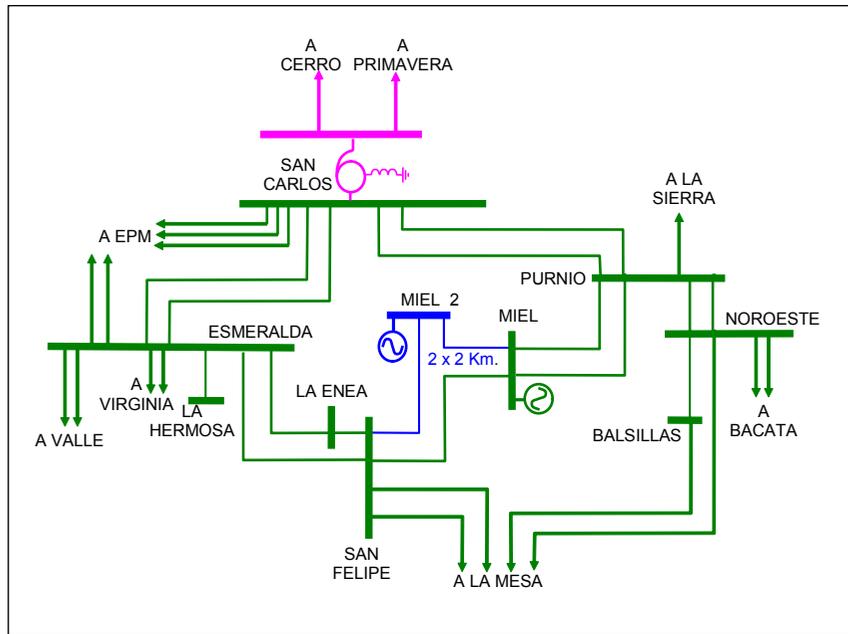
Alternativa 2: Conexión de la Central Miel II a la subestación San Felipe 230 kV a través de un circuito sencillo a 230 kV de 29 km. Ver Gráfica 5-25.



Gráfica 5-25 Alternativa 2 - Miel II

Esta alternativa permite la evacuación de la máxima generación de la central en condiciones normales, ante contingencias sencillas en la red existente y diferentes escenarios de generación. Sin embargo, presenta una única ruta de evacuación con una longitud de 29 km, con el riesgo de atrapamiento por pérdida del enlace de conexión.

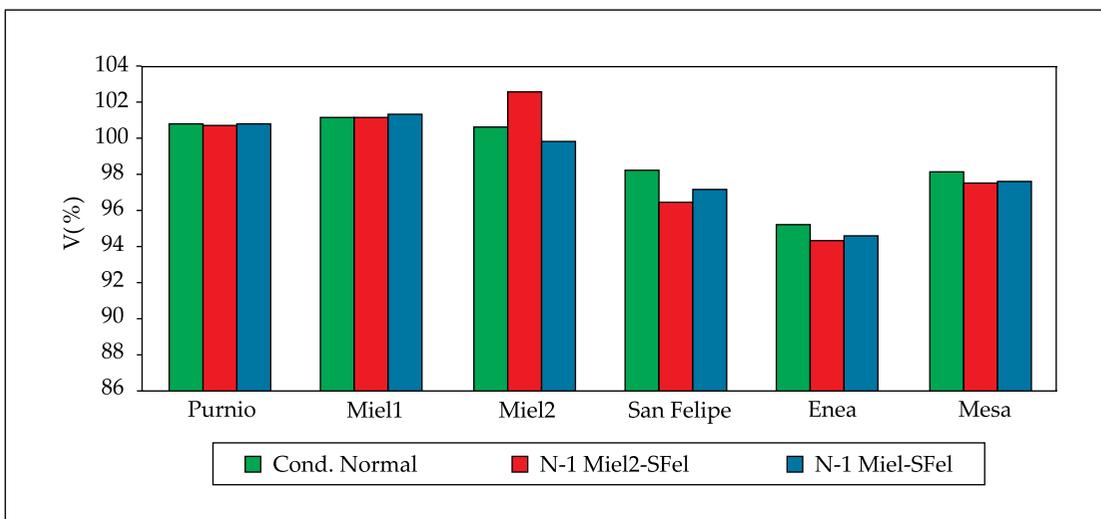
Alternativa 3: Conexión de la Central Miel II a una nueva subestación a 230 kV reconfigurando el circuito Miel – San Felipe 230 kV en Miel – Miel II y Miel II – San Felipe con un tramo adicional en doble circuito de 2.5 km al punto de apertura. Ver Gráfica 5-26.



Gráfica 5-26 Alternativa 3 - Miel II

En condiciones normales, esta alternativa permite la evacuación de la generación ante diferentes escenarios, cuenta con dos circuitos independientes lo cual representa mayor confiabilidad para el sistema.

Ante contingencias sencillas no se presentan violaciones ni impactos negativos sobre la red del STR. Las contingencias más severas son las asociadas a la central y los enlaces entre Miel y San Felipe las cuales impactan sobre las subestaciones San Felipe 230 kV y Enea 230 kV. Ver Gráfica 5-27.



Gráfica 5-27 Perfiles de tensión - Miel II – año 2017

En los análisis de estabilidad transitoria se presenta el impacto del ingreso de las centrales de generación al sistema.

Esta alternativa implica redes de uso del STN por lo que el costo fue valorado con unidades constructivas de la resolución CREG 011 de 2009.

Costo: Millones US\$ 3.65

Para el cálculo del costo se consideró una configuración de subestación en Interruptor y Medio, pero ésta se definirá en los Documentos de Selección de la respectiva Convocatoria. Ver Tabla 5-22.

Beneficios: calculados con base en la valoración de la Energía Firme.

Relación Beneficio / Costo: 1.16

Item	Código	Vida útil	Unidad constructiva	Cantidad	Costo unitario Miles\$ Dic/08	Costo total Miles\$ Dic/08
1	SE242	30	Módulo común - Tipo 1 - IM - 230 KV	1	4,912,136	4,912,136
2	SE232	30	Módulo de Barraje - Tipo 1 - IM - 230 kV	1	457,662	457,662
3	LI222	40	km de línea, 2 circuitos - 230 KV	2	453,582	907,164
4	SE211	30	Bahía línea - IM - 230kV	2	2,569,253	5,138,506
5	SE219	30	Corte central - IM - 230 KV	1	942,679	942,679

Tabla 5-22 Valoración en unidades constructivas alternativa 3 – Miel II

En conclusión se recomienda la ejecución de la Alternativa 3.

5.6.3 Conexión central de generación El Quimbo

Capacidad: 420 MW

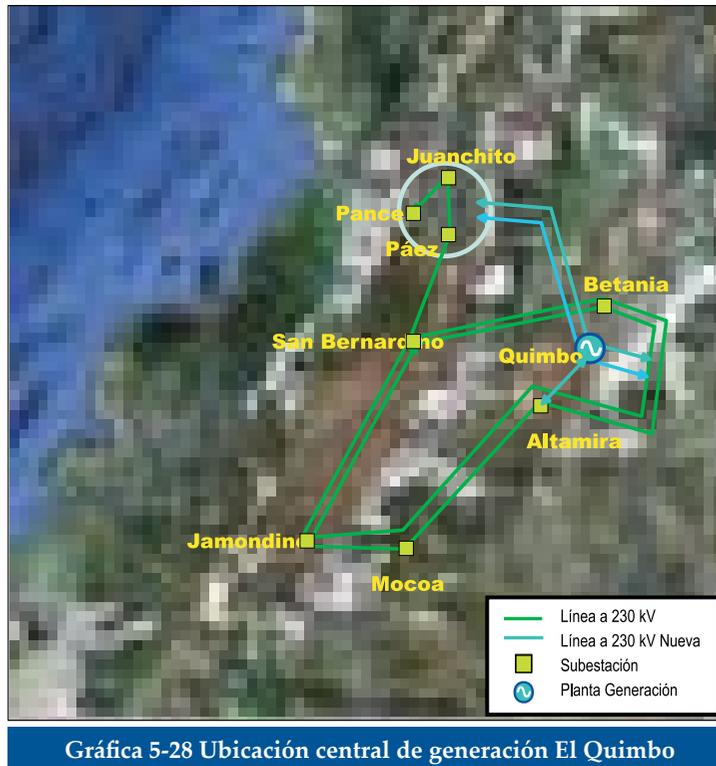
Entrada en operación primera unidad: 31/01/2014 (Reporte a marzo de 2009)

Inicio OEF: 01/12/2014

Adelanto: 17 Meses

El presente Plan de Expansión se elaboró con la fecha inicialmente reportada por EMGESA para la entrada en operación de la primera unidad de El Quimbo, es decir junio de 2013. Sin embargo, en marzo de 2009 este agente reportó que la nueva fecha de entrada en operación de la primera unidad será enero 31 de 2014. Dicha modificación solo fue considerada para efectos de Transmisión.

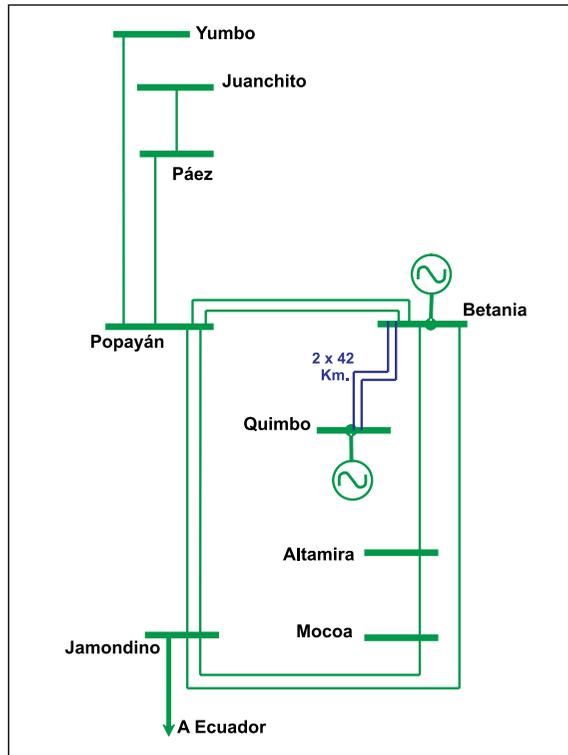
De acuerdo con la resolución CREG 093 de 2007, en caso de requerir redes de uso para conectar la central, la fecha de entrada en operación de dichas redes será tres meses (3) antes de la entrada en operación de la primera unidad.



Gráfica 5-28 Ubicación central de generación El Quimbo

Se tomaron como referencia las alternativas del estudio de conexión, éstas se combinaron y se complementaron con las propuestas de la UPME y los comentarios realizados a la versión preliminar del Plan. Ver Gráfica 5-28.

Alternativa 1: Subestación Quimbo 230 kV, doble circuito Quimbo – Betania 230 kV de 40 km con capacidad superior a 1100 A (longitud aproximada). Ver Gráfica 5-29.



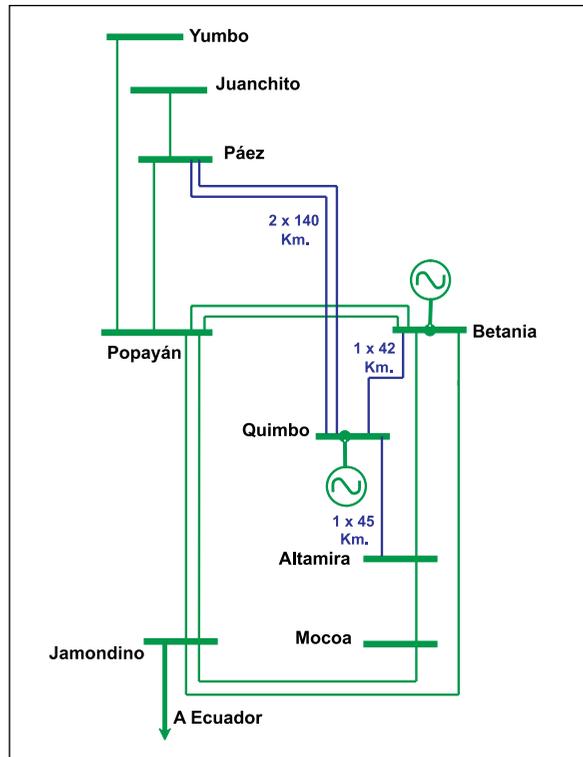
Gráfica 5-29 Alternativa 1 El Quimbo

Esta alternativa concentra la generación de El Quimbo y Betania en el mismo nodo, siendo la red actual insuficiente para su evacuación, especialmente ante contingencias en la red.

La subestación Betania presenta problemas de espacio para la instalación de nuevas bahías.

Por lo anterior, se considera que esta alternativa no es viable.

Alternativa 2: Subestación Quimbo 230 kV, doble circuito Quimbo – Páez 230 kV de 140 km, línea Quimbo – Betania 230 kV de 42 km y línea Quimbo – Altamira 230 kV de 45 km (longitudes aproximadas). Ver Gráfica 5-30.

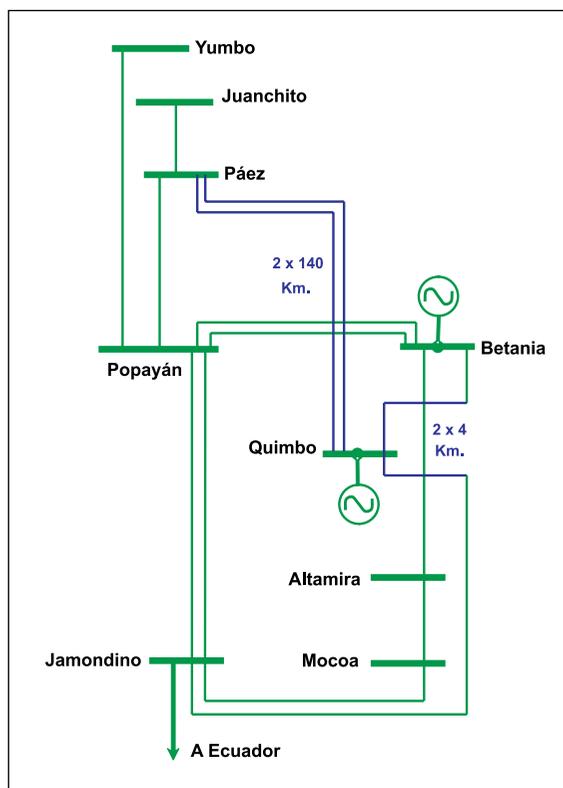


Gráfica 5-30 Alternativa 2 El Quimbo

Los análisis muestran un adecuado desempeño eléctrico. Permite evacuar la generación de la central El Quimbo ante diferentes condiciones de despacho y ante contingencias en la red vecina.

La subestación Betania presenta problemas de espacio para la instalación de nuevas bahías. Sin embargo, las siguientes alternativas plantean condiciones topológicas similares, evitando la instalación de una nueva bahía en la subestación Betania.

Alternativa 3: Subestación Quimbo 230 kV, doble circuito Quimbo – Páez 230 kV de 140 km, reconfiguración de la línea Betania – Jamondino 230 kV en Betania – Quimbo – Jamondino 230 kV a través de un doble circuito de 4 km al punto de apertura (longitudes aproximadas). Ver Gráfica 5-31.



Gráfica 5-31 Alternativa 3 El Quimbo

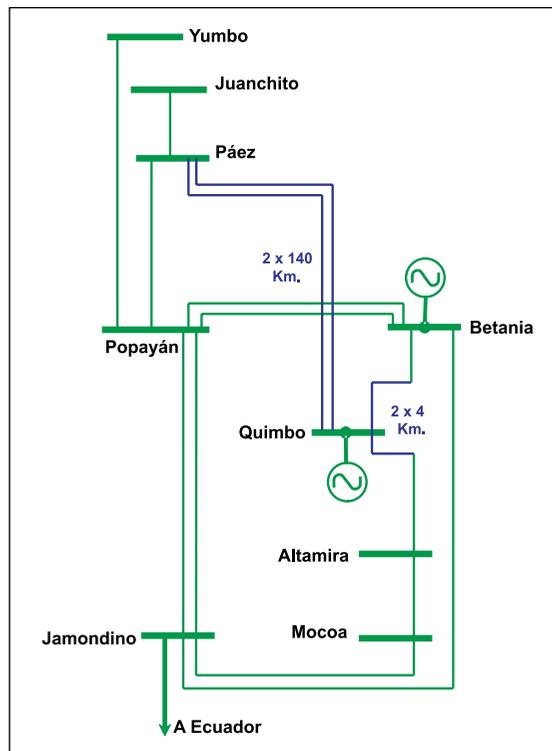
Exportación:	457 MW
Escenario de Despacho:	Alto en Betania, Quimbo y Valle
Condición Normal	Alto flujo por QUI-JAM (290MW) Sin violaciones de V
N-1 BET-ALT 230 kV	QUI-JAM + 13% (363MW) ALT2=0.87, MOC2=0.93 Racionar en THC o reducir exportación
N-1 BET-QUI 230 kV	Alto flujo por QUI-JAM (280MW) Sin violaciones
N-1 QUI-JAM 230 kV	Alto flujo por BET-ALT (280MW) JAM=0.87, MOC=0.88 Racionar en THC y Mocoa o reducir exportación
N-1 ALTA-MOC 230 kV	QUI-JAM + 12% (360MW) Sin violaciones de V Reducir exportación
N-1 MOC-JAM 230 kV	QUI-JAM + 8% (351MW) Sin violaciones de V

Tabla 5-23 Resumen de resultados alternativa 3 El Quimbo

- En condiciones normales y alta exportación, el flujo por Quimbo – Jamondino es elevado.
- Las contingencias sencillas Betania – Altamira, Altamira – Mocoa y Mocoa – Jamondino originan sobrecarga en el enlace Quimbo – Jamondino.
- La contingencia Betania – Altamira, en cualquier condición de despacho causa violaciones de tensión en Altamira y la red del STR (THC), por lo que se hace necesario racionar o limitar la exportación para controlar las tensiones. Altamira continuaría en riesgo ante esta contingencia.
- Ante una condición de alta exportación, la contingencia Quimbo – Jamondino causa violaciones de tensión en Jamondino y Mocoa, lo que implica racionar y limitar la exportación.
- Con el crecimiento de la demanda se agudizan los problemas haciendo necesario limitar la exportación.

Esta alternativa requiere un refuerzo. Ver los resultados de la Alternativa 7.

Alternativa 4: Subestación Quimbo 230 kV, doble circuito Quimbo – Páez 230 kV de 140 km, reconfiguración Betania – Altamira 230 kV en Betania – Quimbo – Altamira 230 kV a través de un doble circuito de 4 km al punto de apertura (longitudes aproximadas). Ver Gráfica 5-32



Gráfica 5-32 Alternativa 4 El Quimbo

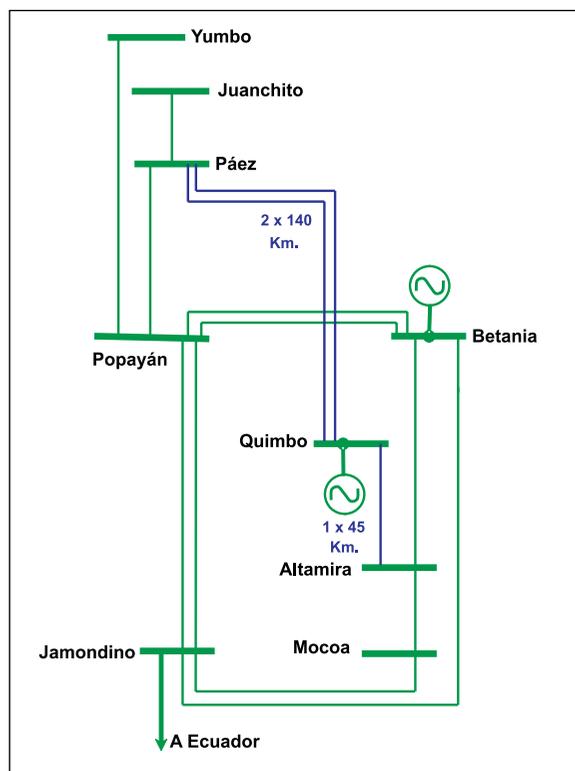
Año	2013	2017
Exportación MW	470	410
Despacho:	Alto en Betania, Quimbo y Valle	
Condiciones Normales	Sin violaciones de V	Considera enlace a 500 kV entre Bogotá y Valle con refuerzo en transformación 500/230kV
N-1 BET-QUI 230 kV	Sin violaciones en STN Sin violaciones en el STR	Sin violaciones en STN
N-1 QUI-ALTA 230 kV	ALTA2=0.9, MOC2=0.9 Debe racionar en THC y Mocoa o reducir exportación para mantener tensiones Mayor flujo por BET-JAM	ALTA2, MOC2 < 0.9 Debe racionar en THC TR PAEZ + 13%
N-1 BET-JAMON 230 kV	Mayor flujo por QUI-ALT	Mayor flujo por QUI-PAE2 Mayor flujo por BET-ALT2 JAM2=0.91, MOC2=0.92
N-1 ALTA-MOC 230 kV	JAM2=0.93, MOC2 = 0.93 Mayor flujo por BET-JAM	Mayor flujo por BET-JAM Mayor flujo por QUI-PAE2 JAM2=0.91, MOC2=0.92

Tabla 5-24 Resumen de resultados alternativa 4 El Quimbo

- La contingencia Quimbo – Altamira 230 kV causa violaciones de tensión, lo que implica racionar o limitar exportaciones. Altamira quedaría dependiendo de Jamondino y continuaría en riesgo ante esta contingencia. Se pierde conexión con el sur.
- En un escenario de baja exportación a Ecuador (150 MW), despacho alto en Betania y Quimbo y bajo en Valle, el flujo hacia Páez y hacia el STR Cauca por el transformador 230/115 kV de Páez aumenta. Adicionalmente, la contingencia Quimbo – Altamira puede causar sobrecarga del transformador Páez 230/115 kV y tránsito elevado por el STR.
- La contingencia Altamira – Mocoa 230 kV también implica racionar o limitar exportaciones para evitar violaciones de tensión.

Esta alternativa requiere refuerzos en el STN asociado a El Quimbo y en el STR Cauca. Ver los resultados de la Alternativa 6.

Alternativa 5: Subestación Quimbo 230 kV, doble circuito Quimbo – Páez 230 kV de 140 km y línea Quimbo - Altamira 230 kV de 45 km (longitudes aproximadas). Ver Gráfica 5-33.



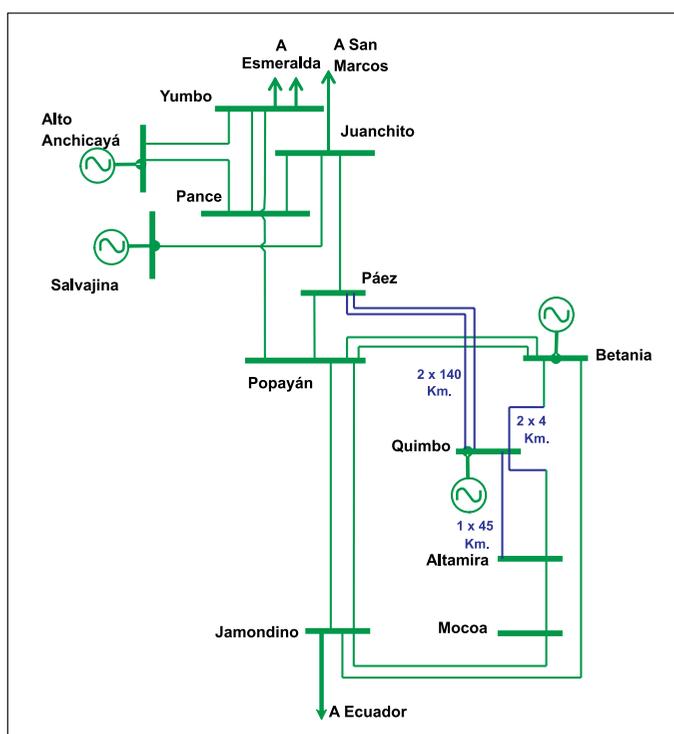
Gráfica 5-33 Alternativa 5 El Quimbo

Año	2013	2017
Exportación MW	470	410
Despacho:	Alto en Betanoa, Quimbo y Valle	
Condiciones normales	Sin violaciones de V	SMAR-YUM2 elevado flujo SMAR-JUA2 elevado flujo
N-1 QUI-ALTA 230 kV	Aumenta flujo por QUI-PAE-PPY2 Aumenta flujo por YUM-PPY2 Sin violaciones	Alto flujo por SMAR-YUM2
N-1 BET-JAMON 230 kV	Aumenta flujo por BET-PPY2 Aumenta flujo por ALT-MOC-JAM2 Sin violaciones	Aumenta flujo por BET-PPY2 Aumenta flujo por BET-ALT2 JAM2=0.91, MOC2=0.92 Se debe reducir la exportación
N-1 BET-ALTA 230 kV	Aumenta flujo por BET-PPY2 Aumenta flujo por QUI-ALT2 Sin problemas de tránsito por el STR	Mayor flujo por QUI-ALT
N-1 ALTA-MOC 230 kV	Aumenta flujo por BET-PPY2 Aumenta flujo por QUI-PAE2 Sin violaciones	Mayor flujo por BET-JAM Mayor flujo por QUI-PAE MOC2=0.93, JAM= 0.94

Tabla 5-25 Resumen de resultados alternativa 5 El Quimbo

- Las exportaciones se deben limitar para controlar la tensión en Jamondino y Mocoa ante la contingencia Betania – Jamondino 230 kV.
- Para el caso en que la central quedara dependiendo únicamente del enlace Quimbo – Altamira, sería necesario limitar la generación.

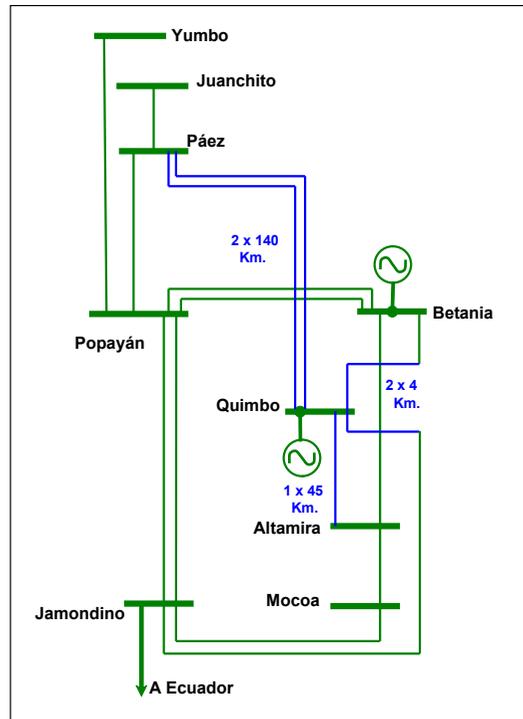
Alternativa 6: Subestación Quimbo 230 kV, doble circuito Quimbo – Páez 230 kV de 140 km, reconfiguración Betania – Altamira 230 kV en Betania – Quimbo – Altamira 230 kV a través de un doble circuito de 4 km al punto de apertura y línea Quimbo – Altamira 230 kV de 45 km (longitudes aproximadas). Ver Gráfica 5-34.



Gráfica 5-34 Alternativa 6 El Quimbo

- No se presentan violaciones ante contingencias.
- En un escenario de alta exportación, la contingencia Betania – Jamondino implica que la línea Mocoa – Jamondino 230 kV quede cerca de su límite operativo, ya que presenta menor capacidad que las demás líneas del STN en el área.

Alternativa 7: Subestación Quimbo 230 kV, doble circuito Quimbo – Páez 230 kV de 140 km, reconfiguración de Betania – Jamondino 230 kV en Betania – Quimbo – Jamondino 230 kV a través de un doble circuito de 4 km al punto de apertura y línea Quimbo – Altamira 230 kV de 45 km (longitudes aproximadas). Ver Gráfica 5-35.



Gráfica 5-35 Alternativa 7 El Quimbo

Exportación MW	470
Despacho:	Alto en Betania, Quimbo y Valle
Condiciones normales	QUI-JAM y ALT-MOC con alta cargabilidad pero < 200MW Sin violaciones de V
N-1 BET-ALT 230kV	Aumenta flujo por BET-QUI y por QUI-ALT2 El flujo por QUI-JAM se mantiene Sin problemas de tránsito por el STR Sin violaciones
N-1 QUI-ALTA2 230kV	Aumenta flujo por BET-ALT y QUIM-JAM Sin violaciones
N-1 BET-QUI 230kV	Aumenta flujo por BET-ALT Sin violaciones
N-1 QUI-JAM 230kV	Aumenta flujo por QUI-ALT-MOC-JAM JAM=0.93, MOC=0.93 Sin violaciones
N-1 ALTA-MOC2 230kV	Aumenta por BET-PPY2 y por QUI-PAE2 Sin violaciones

Tabla 5-26 Resumen de resultados alternativa 7 El Quimbo

- Ante la contingencia Quimbo – Jamondino no hay problemas de evacuación por cargabilidad en líneas.
- A diferencia de la Alternativa 6, la Alternativa 7 presenta la ventaja de acercar a Jamondino con El Quimbo, mejorando el perfil de tensiones ante contingencias (reduce longitud).
- Frente a las alternativas anteriores, es la que presenta mejor desempeño técnico.

Considerando que la llegada del doble circuito a Páez puede causar problemas de tránsito por el STR Cauca ante flujos elevados desde El Quimbo, se plantearon las Alternativas 7.1 y 7.2 que llegarían a Juanchito y Pance a 230 kV.

Alternativa 7.1: Subestación Quimbo 230 kV, doble circuito Quimbo – Juanchito 230 kV de 146 km, reconfiguración de Betania – Jamondino 230 kV en Betania – Quimbo – Jamondino 230 kV a través de un doble circuito de 4 km al punto de apertura y línea Quimbo – Altamira 230 kV de 45 km (longitudes aproximadas).

- Al llegar a Juanchito y no a Páez evita problemas de tránsito en el STR Cauca por altos flujos desde Quimbo.
- Permite inyectar la generación directamente a la carga del Valle.

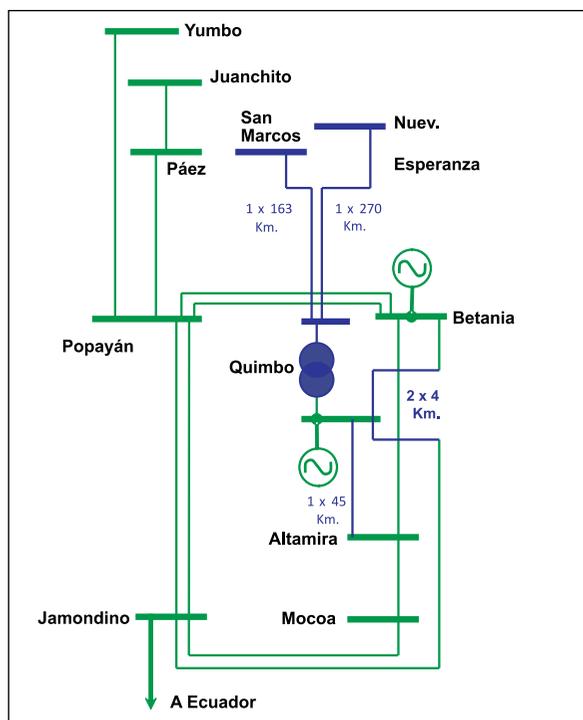
Se deben evaluar las condiciones de espacio disponible para la instalación de nuevas bahías y el acceso de las líneas en Juanchito.

Alternativa 7.2: Subestación Quimbo 230 kV, doble circuito Quimbo – Pance 230 kV de 153 km, reconfiguración de Betania – Jamondino 230 kV en Betania – Quimbo – Jamondino 230 kV a través de un doble circuito de 4 km al punto de apertura y línea Quimbo – Altamira 230 kV de 45 km (longitudes aproximadas).

- El hecho de que el doble circuito llegue a Pance y no a Páez evita problemas de tránsito en el STR Cauca por aumento del flujo desde Quimbo.
- Permite inyectar la generación directamente a la carga del Valle.

Se deben evaluar las condiciones de espacio disponible para la instalación de nuevas bahías y el acceso de las líneas en Pance.

Alternativa 8: Subestación Quimbo 500/230 kV, transformador 500/230 kV de 450 MVA, línea Nueva Esperanza – Quimbo 500 kV de 270 km, línea Quimbo – San Marcos 500 kV de 163 km, reconfiguración Betania – Jamondino 230 kV en Betania – Quimbo – Jamondino 230 kV a través de un doble circuito de 4 km al punto de apertura y línea Quimbo – Altamira 230 kV de 45 km (longitudes aproximadas). Ver Gráfica 5-36.



Gráfica 5-36 Alternativa 8 El Quimbo

Exportación MW:	472
Despacho:	Hidráulico
Condiciones normales	PRV-BAC = 386 MW SCAR-VIR = 493 MW NESP-QUI = 107 MW (-169 MVA _r) QUI-SMAR = 110MW BAC=0.99; NESP=0.99 VIR=0.98; SMAR=0.98
N-1 PRV-BAC 500kV	SCAR-VIR = 618 MW NESP-QUI = -18 MW (-188 MVA _r) QUI-SMAR = -5 MW BAC=0.96; NESP=0.96 VIR=0.97; SMAR=0.97
N-1 SCAR-VIR 500kV	NESP-QUI = 274 MW QUI-SMAR = 279 MW BAC=0.98; NESP=0.97 VIR=0.93; SMAR=0.95
N-1 VIR-SMAR 500kV	NESP-QUI = 211 MW QUI-SMAR = 232 MW BAC=0.98; NESP=0.98 VIR=0.95; SMAR=0.96
N-1 BAC-NESP 500kV	NESP-QUI = 60 MW QUI-SMAR = 73 MW BAC=0.99; NESP=0.98 VIR=0.97; SMAR=0.98
N-1 TR QUIM 500/230kV	NESP-QUI = 109 MW QUI-SMAR = 109 MW BAC=0.99; NESP=0.99 VIR=0.99; SMAR=0.98

Tabla 5-27 Resumen de resultados alternativa 8 El Quimbo

- Esta alternativa permite evacuar la generación ante condiciones de máximo despacho en las centrales del área.
- En condiciones normales y ante contingencias presenta elevado flujo de potencia reactiva hacia Nueva Esperanza (Bogotá).
- Permite superar los problemas de voltaje ante las contingencias más severas: San Carlos – Virginia y Primavera – Bacatá 500 kV.
- A nivel de 230 kV no se presentan violaciones ante contingencias.
- En condiciones normales las líneas Nueva Esperanza – Quimbo y Quimbo – San Marcos 500 kV presentan baja cargabilidad. El recorrido entre Bogotá y Valle a través de estas líneas es de 433 km aproximadamente.
- Ante la contingencia Primavera – Bacatá 500 kV el flujo de potencia activa entre San Marcos – Quimbo – Nueva Esperanza es mínimo, mientras que el flujo de potencia reactiva hacia Bogotá es elevado.

Resumen de resultados de las alternativas:

- La Alternativa 1 presenta problemas de evacuación. Adicionalmente, en Betania hay problemas de espacio para nuevas bahías.
- La Alternativa 2 aunque presenta buen desempeño, tiene el problema de espacio en Betania.
- La Alternativa 3, que reconfigura Betania – Jamondino 230 kV, por si sola no es suficiente. Requiere un refuerzo asociado con Altamira.
- La Alternativa 4, que reconfigura Betania – Jamondino 230 kV, por si sola no es suficiente. Altamira continuaría en riesgo ante contingencias, requiere un refuerzo asociado con Altamira.
- La Alternativa 5 presenta un buen desempeño, aunque ante ciertas condiciones topológicas podría ser necesario limitar la generación.
- Las Alternativas 6 y 7 presentan un buen desempeño, no presentan violaciones ante contingencias, el costo es el mismo, sin embargo la 7 presenta la ventaja de acercar a Jamondino con El Quimbo mejorando el perfil de tensiones.
- Las Alternativas 7.1 o 7.2 al llegar a Juanchito o a Pance 230 kV evitan problemas de tránsito por el STR de Cauca – Valle e inyecta directamente a la demanda de Valle.
- La Alternativa 8, presenta un buen desempeño en condiciones normales y ante contingencias. Permite evacuar la totalidad de la generación. Es soporte ante contingencias de la red de 500 kV para Bogotá y Valle, sin embargo su cargabilidad, incluso ante contingencias, es baja.

Evaluación Económica:

Se calculó la relación Beneficio/Costo para las alternativas técnicamente viables, es decir para la Alternativa 7, Alternativa 7.1, Alternativa 7.2 y Alternativa 8. Aunque el costo de inversión de la 6 y la 7 es el mismo, la 7 presenta ventajas técnicas sobre la 6. Ver Tabla 5-28.

Beneficios: i) Valoración de la ENFICC de la planta y
ii) Reducción de los costos operativos.

Costos: i) Costo para el usuario del Cargo por Confiabilidad
ii) Valoración de activos mediante Unidades Constructivas de la resolución CREG 011 de 2009.

Alternativas	Descripción	Costo red Millones US\$	B/C
1	S/E Quimbo 230 kV Doble circuito Quimbo - Betania 230 kV 1x40 km > 1100 A	10.46	
2	S/E Quimbo 230 kV Doble circuito Quimbo - Páez 230 kV 2x140 km Línea Quimbo - Betania 230 kV 1x42 km Línea Quimbo - Altamira 230 kV 1x45 km	34.72	
3	S/E Quimbo 230 kV Doble circuito Quimbo - Páez 230 kV 1x140 km Reconfiguración Betania - Quimbo - Jamondino 230 kV 2x4 km	26.03	
4	S/E Quimbo 230 kV Doble circuito Quimbo - Páez 230 kV 2x140 km Reconfiguración Betania - Quimbo - Altamira 230 kV 2x4 km	26.03	
5	S/E Quimbo 230 kV Doble circuito Quimbo - Páez 230 kV 2x140 km Línea Quimbo - Altamira 230 kV 1x45 km	29.51	
6	S/E Quimbo 230 kV Doble circuito Quimbo - Páez 230 kV 2x140 km Reconfiguración Betania - Quimbo - Altamira 230 kV 2x4 km Línea Quimbo - Altamira 230 kV 1x45 km	31.84	
7	S/E Quimbo 230 kV Doble circuito Quimbo - Páez 230 kV 2x140 km Reconfiguración Betania - Quimbo - Jamondino 230 kV 2x4 km Línea Quimbo - Altamira 230 kV 1x45 km	31.84	<u>2.12</u>
7,1	Doble circuito Quimbo - Juanchito 230 kV 2x145 km	32.51	<u>2.12</u>
7,2	Doble circuito Quimbo - Pance 230 kV 2x152 km	33.45	<u>2.11</u>
8	S/E Quimbo 500/230 kV + Transformador 500/230 kV - 450 MVA Línea Nueva Esperanza - Quimbo 500 kV de 270 km Línea Quimbo - San Marcos 500 kV de 163 km Reconfiguración Betania - Quimbo - Jamondino 230 kV 1x4 km Línea Quimbo - Altamira 230 kV 1x45 km	109.15	1.32

Tabla 5-28 Resultados evaluación económica – El Quimbo

Los beneficios por ENFICC y los costos del Cargo por Confiabilidad para el usuario son los mismos en todas las alternativas.

Las Alternativas 7, 7.1 y 7.2 presentan mayor reducción en el costo operativo y menor costo de inversión que la Alternativa 8. Por lo tanto las Alternativas 7, 7.1 y 7.2 presentan una relación Beneficio/Costo superior.

Los resultados para las Alternativas 7, 7.1 y 7.2 son levemente diferentes. Sin embargo, como se indicó anteriormente, es más conveniente llegar a una de las subestaciones del Valle (Pance o Juanchito) pero dependerá de la disponibilidad de espacio y acceso.

Item	Código	Vida útil	Unidad Constructiva	Cantidad	Costo Unitario Miles \$ Dic/08	Costo Total Miles \$ Dic/08
1	SE242	30	Módulo Común - Tipo 1 - IM - 230 KV	1	4,912,136	4,912,136
2	SE232	30	Módulo de Barraje - Tipo 1 - IM - 230 kV	1	457,662	457,662
3	LI222	40	km de línea, 2 circuitos - 230 KV	4	453,582	1,814,328
4	LI222	40	km de línea, 2 circuitos - 230 KV	140	453,582	63,501,480
5	LI221	40	km de línea, 1 circuitos - 230 KV	45	300,396	13,517,820
6	SE211	30	Bahía de Línea - IM - 230 KV	5	2,569,253	12,846,265
7	SE207	30	Bahía de Línea - DBT - 230 KV	3	2,615,170	7,845,510
8	SE219	30	Corte central - IM - 230 KV	3	942,679	2,828,037

Tabla 5-29 Valoración en unidades constructivas alternativa 7 - El Quimbo

En conclusión, se recomienda la ejecución de la Alternativa 7.1 o 7.2 dependiendo de la disponibilidad de acceso y espacio y en caso de no ser posible, la ejecución de la Alternativa 7. Ver Tabla 5-29.

Nota: Para efectos de valoración se consideraron subestaciones nuevas en configuración Interruptor y Medio, pero ésta se definirá en los Documentos de Selección de la respectiva Convocatoria.

Al finalizar el Mediano Plazo (2017), los análisis consideraron el enlace Occidente – Virginia a 500 kV el cual permite mayores transferencias hacia el Valle reduciendo el flujo por San Carlos – Virginia 500 kV.

La instalación de compensación capacitiva en el Valle o en CRQ, en el Mediano Plazo presenta un alto impacto sobre el soporte de voltajes.

5.6.4 Conexión central de generación Sogamoso

Capacidad: 800 MW

Entrada en operación primera unidad: 01/12/2013

Inicio OEF: 01/12/2014

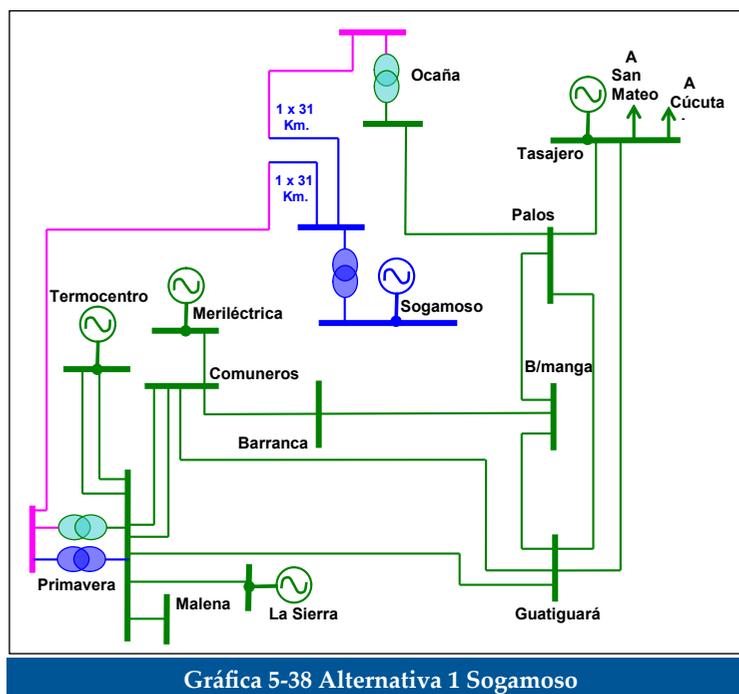
Adelanto: 12 Meses

De acuerdo con la resolución CREG 093 de 2007, en caso de requerir redes de uso para conectar la central, la fecha de entrada en operación de dichas redes será tres meses (3) antes de la entrada en operación de la primera unidad.



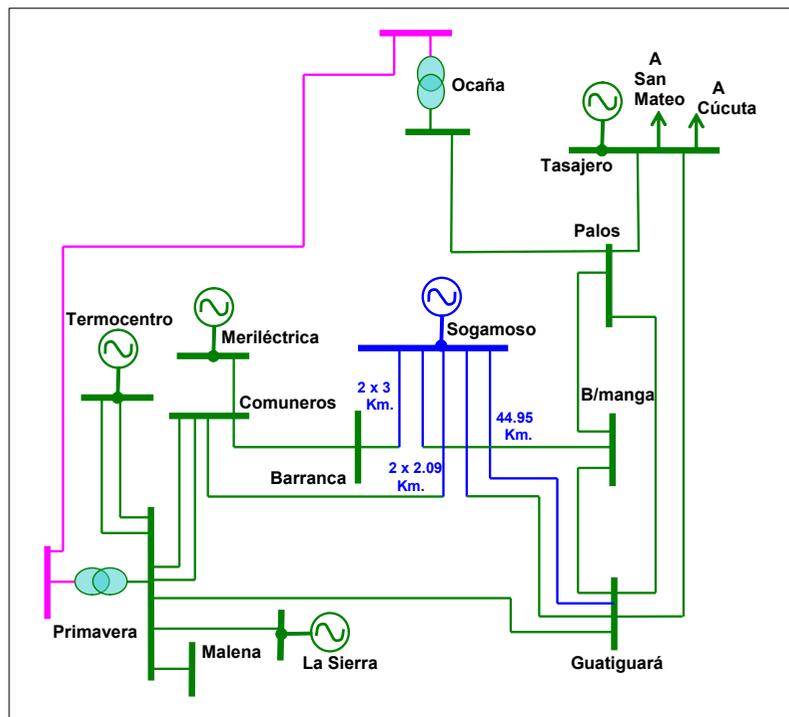
Se tomaron como referencia las alternativas del estudio de conexión, éstas se combinaron y se complementaron con las propuestas de la UPME y los comentarios realizados a la versión preliminar del Plan. Ver Gráfica 5-37.

Alternativa 1: Nueva subestación Sogamoso 500/230 kV, transformador 500/230 kV de 450 MVA y reconfiguración de Primavera – Ocaña 500 kV en Primavera – Sogamoso – Ocaña 500 kV a través de dos circuitos de 31 km (longitudes aproximadas). Ver Gráfica 5-38.



- Esta alternativa permite evacuar la totalidad de la generación.
- No se presentan problemas en el transformador Primavera 500/230 kV.
- En un escenario hidráulico, sin generación térmica en el área, se violan los límites de tensión en Bucaramanga, Guatiguará, Palos, Paipa y Sochagota 230 kV. En este caso no ayuda en soporte de voltaje.
- Se requiere Tasajero para el control de tensión, aún así se presentan bajas tensiones.
- La contingencia Sogamoso – Ocaña 500 kV permite evacuar la generación sin violaciones por sobrecarga en elementos del STN, pero se incrementan los requerimientos por tensión.

Alternativa 2: Nueva subestación Sogamoso 230 kV, reconfiguración de Barranca – Bucaramanga 230 kV en Barranca – Sogamoso – Bucaramanga 230 kV a través de un doble circuito de 3 km al punto de apertura, reconfiguración de Comuneros – Guatiguará 230 kV en Comuneros – Sogamoso – Guatiguará 230 kV a través de un doble circuito de 2.09 km al punto de apertura y nueva línea circuito sencillo Sogamoso – Guatiguará 230 kV de 45 km (longitudes aproximadas). Ver Gráfica 5-39.



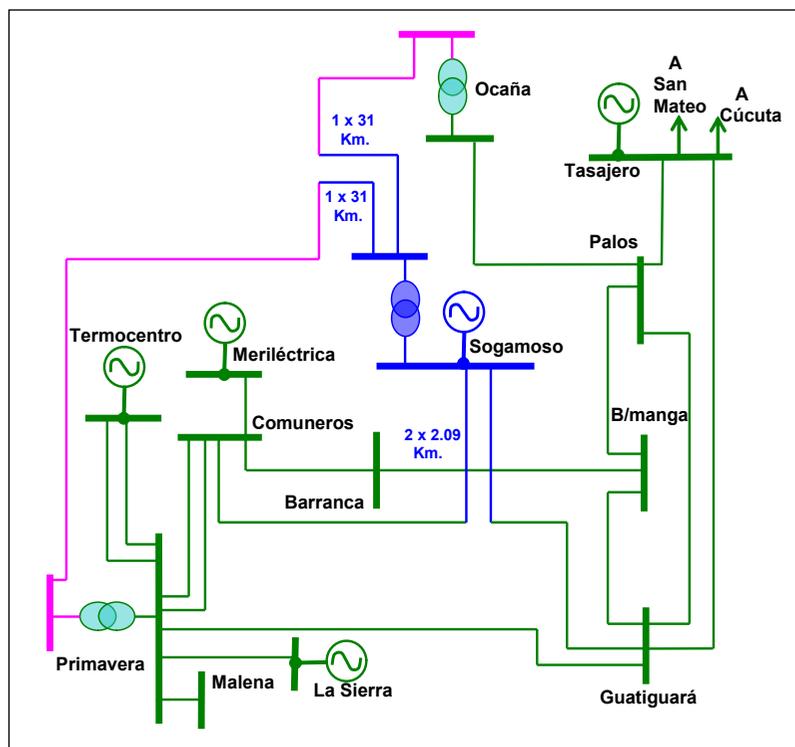
Gráfica 5-39 Alternativa 2 Sogamoso

Año	2013	2013
Panamá MW	300	300
Generación Nordeste	Térmico	Hidro (sin Térmicas)
Condición Normal	Alto flujo SOG-BUC Alto flujo SOG-GUA TR PRV alta carga Sin violaciones	TASA=0.95, CUC=0.95, SMT=0.95
N-1 PRVR-BAC 500kV	No hay impactos significativos	
N-1 PRV-OCA 500kV	No hay impactos significativos	
N-1 OCA-COPE500 kV	No hay impactos significativos	
N-1 COM-BARR230 kV	BARRA = 0.94 Sin violaciones	BARRA=0.93 Sin violaciones
N-1 SOG-COM230 kV	No hay impactos significativos	
N-1 SOG-GUAT 230 kV	Mayor flujo por SOGA-GUAT2 y SOGA-BUC Sin violaciones	SOGA-GUAT + 4% (la más corta)
N-1 SOG-BARR 230 kV	BARR queda alimentada desde COMUN Sin violaciones	
N-1 SOG-BUC 230 kV	Mayor flujo por SOGA-GUAT 1 y 2 y por GUAT-BUC Sin violaciones	SOGA-GUAT + 4% (la más corta)
N-1 GUAT-BUC 230 kV	Se incrementa el flujo por SOGA-BUC Sin violaciones	
N-1 GUAT-TASAJ kV	No hay impactos significativos	TASA=0.93, CUC=0.93, SMT=0.93
N-1 GUAT-PALOS 230 kV	Se incrementa el flujo por GUAT-BUC Sin violaciones	
N-1 TR PRV 500/230 kV	No hay impactos significativos	

Tabla 5-30 Resumen resultados alternativa 2 Sogamoso

- Ante un escenario térmico, con despacho en las centrales del área, no se presentan violaciones de tensión y cargabilidad.
- Ante un escenario hidráulico, sin generación térmica en el área, las contingencias Sogamoso – Guatiguará y Sogamoso – Bucaramanga originan leves sobrecargas sin violar límites. No se presentan violaciones de tensión.
- La generación se concentra en la red de 230 kV, parte de ella se inyecta a subestaciones como Comuneros y Primavera lo que implica un largo recorrido hacia los centros de carga.
- Presenta mayores pérdidas en el STN que las alternativas que involucran red a 500 kV.

Alternativa 3: Nueva subestación Sogamoso 500/230 kV, transformador 500/230 kV de 450 MVA, reconfiguración de Primavera – Ocaña 500 kV en Primavera – Sogamoso – Ocaña 500 kV a través de dos circuitos de 31 km y reconfiguración de Comuneros – Guatiguará 230 kV en Comuneros – Sogamoso – Guatiguará 230 kV a través de un doble circuito de 2.09 km al punto de apertura (longitudes aproximadas). Ver Gráfica 5-40.



Gráfica 5-40 Alternativa 3 Sogamoso

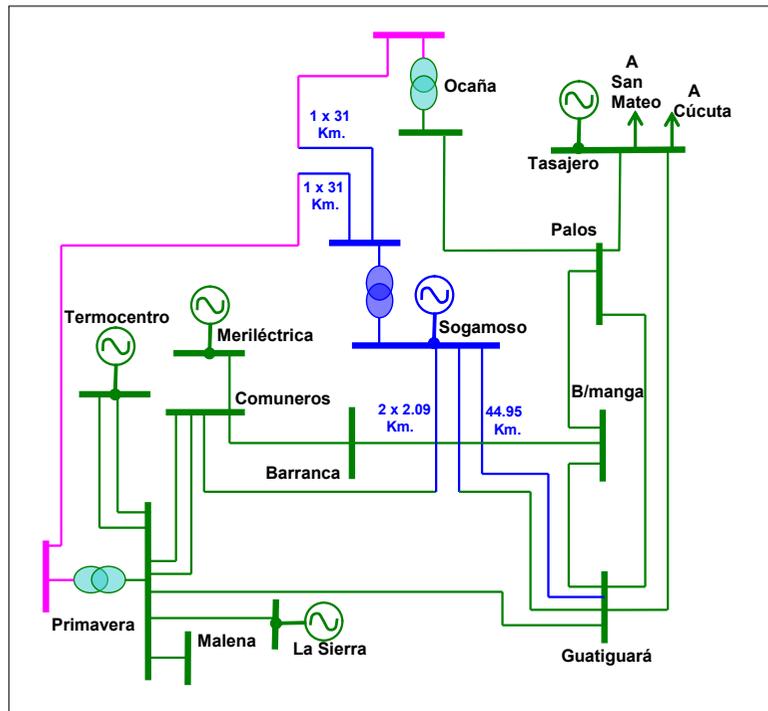
Año	2013
A Panamá MW	300
Generación Nordeste	Escenario térmico (alto)
Condiciones Normales	Alto flujo por SOGA-GUAT (245 MW) Sin violaciones Ante escenario hidro, sin térmicas del área, se presenta sobrecarga del 14% en SOG-GUAT
N-1 PRVR-BAC 500 kV	Incrementa el flujo por SOGA-GUAT Sin violaciones
N-1 PRV-SOGA 500 kV	Incrementa el flujo por SOGA-GUAT Sin violaciones
N-1 SOGA-OCA 500 kV	Incrementa el flujo por SOGA-GUAT (300MW) Sin violaciones
N-1 COMUN-BARR 230 kV	SOGA-GUAT +15% GUAT-BUCA + 19% BUCA < 0.9, BARR =0.81 PALOS=0.91 Impacta transf. BUCA y PALOS
N-1 SOGA-COMUN 230 kV	Sin violaciones
N-1 SOGA-GUAT 230 kV	TR SOGA5/2 + 6%
N-1 GUAT-TASAJ 230 kV	Sin violaciones
N-1 GUAT-PALOS 230 kV	Incrementa el flujo por GUAT-BUC (293MW) Sin violaciones
N-1 TR PRV 500/230 kV	Sin violaciones
N-1 TR SOGA 500/230 kV	Alto flujo por SOGA-COMU SOGA-GUAT + 30%

Tabla 5-31 Resumen resultados alternativa 3 Sogamoso

- Esta alternativa no permite una adecuada evacuación de la generación de Sogamoso.
- Presenta violaciones en condiciones normales y ante contingencias en la red de 230 kV bajo diferentes escenarios de despacho.
- Ante contingencia Comuneros – Barranca, se viola la tensión en Barranca, al quedar dependiendo de Bucaramanga (queda radial a través de una línea de longitud considerable).

Esta alternativa implica un refuerzo adicional: se consideró el enlace Sogamoso – Guatiguará 230 kV conformando la Alternativa 3.1.

Alternativa 3.1: Nueva subestación Sogamoso 500/230 kV, transformador 500/230 kV de 450 MVA, reconfiguración de Primavera – Ocaña 500 kV en Primavera – Sogamoso – Ocaña 500 kV a través de dos circuitos de 31 km, reconfiguración de Comuneros – Guatiguará 230 kV a través de un doble circuito de 2.09 km al punto de apertura y nueva línea circuito sencillo Sogamoso – Guatiguará 230 kV de 45 km (longitudes aproximadas). Ver Gráfica 5-41.



Gráfica 5-41 Alternativa 3.1 Sogamoso

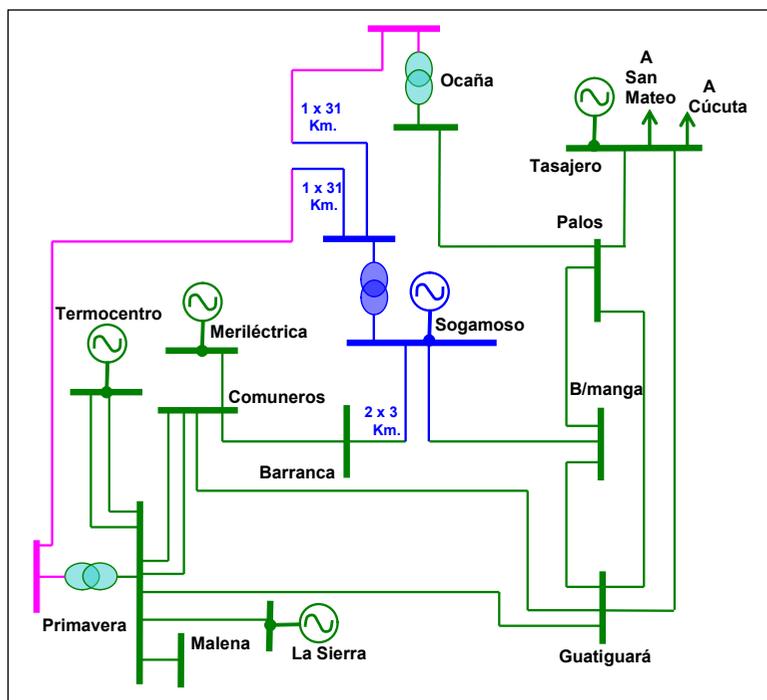
Año	2013	2013
A Panamá MW	300	300
Generación Nordeste	Escenario térmico (alto)	Escenario hidro
Refuerzos	SOGA-GUAT2	SOGA-GUAT2
Condición Normal	El flujo total aumenta y se reparte por cada línea	SOGA-GUAT 1 y 2 elevado flujo (468MW)
N-1 PRV-SOGA 500 kV		
N-1 SOGA-OCA 500 kV		
N-1 COMUN-BARR 230 kV	GUAT-BUCA = 94% BARR = 0.86	SOGA-GUAT +7% (la de menor longitud) GUAT-BUCA = 97% BARR = 0.82 Impacta transformación de BUCA y PALOS
N-1 BARR-BUCA 230 kV		
N-1 PRV-GUAT 230 kV		
N-1 SOGA-COMUN 230 kV		Aumenta flujo por SOGA-GUAT 1 y 2 (520MW)
N-1 SOGA-GUAT 230 kV	Alto flujo por SOGA-GUAT (294 MW) Sin violaciones	SOGA-GUAT +21% (la de menor longitud) TASA=0.94, CUC=0.94, SMT=0.94
N-1 GUAT-BUCA 230 kV		
N-1 GUAT-SOCHA 230 kV		
N-1 GUAT-TASAJ 230 kV		
N-1 GUAT-PALOS 230 kV		TASA=0.95, CUC=0.95, SMT=0.95
N-1 TR PRV 500/230 kV		
N-1 TR SOGA 500/230 kV	Alto flujo por SOGA-GUAT 98% (por la mas corta)	SOGA-GUA + 3%

Tabla 5-32 Resumen resultados alternativa 3.1 Sogamoso

Aún con el refuerzo Sogamoso – Guatiguará, esta alternativa presenta violaciones de carga-bilidad y tensiones ante algunas contingencias, especialmente ante despacho hidráulico.

Barranca continuaría expuesta ante la contingencia Comuneros – Barranca 230 kV.

Alternativa 4: Nueva subestación Sogamoso 500/230 kV, transformador 500/230 kV de 450 MVA, reconfiguración de Primavera – Ocaña 500 kV en Primavera – Sogamoso – Ocaña 500 kV a través de dos circuitos de 31 km y reconfiguración de Barranca – Bucaramanga 230 kV en Barranca – Sogamoso – Bucaramanga 230 kV a través de un doble circuito de 3 km al punto de apertura (longitudes aproximadas). Ver Gráfica 5-42.



Gráfica 5-42 Alternativa 4 Sogamoso

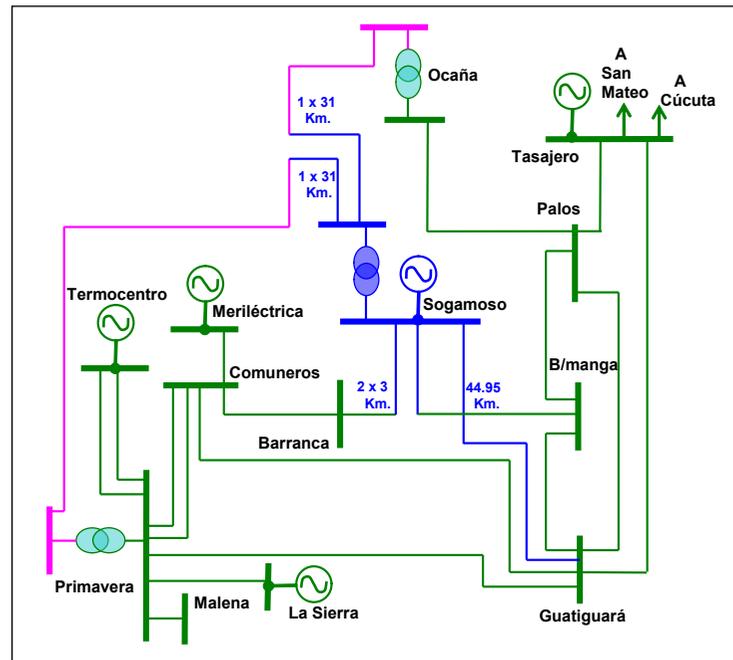
Año	2013
Panamá MW	300
Generación Nordeste	Escenario térmico (alto)
Condiciones Normales:	Alto flujo por SOGA-BUCA (250 MW) Sin violaciones <i>Ante escenario Hidro SOG-BUC > 100%</i>
N-1 PRV-SOGA 500 kV	
N-1 SOGA-OCA 500 kV	Incrementa el flujo por SOGA-BUCA Sin violaciones
N-1 COMUN-BARR 230 kV	
N-1 COMUN-GUAT 230 kV	
N-1 SOGA-BARRAN 230 kV	Incrementa el flujo por SOGA-BUCA Sin violaciones
N-1 SOGA-BUCA 230 kV	Incrementa el flujo por GUAT-BUCA (293MW) <i>TR SOGA5/2 = 102%</i> Sin violaciones
N-1 GUAT-BUCA 230 kV	
N-1 GUAT-TASAJ 230 kV	
N-1 GUAT-PALOS 230 kV	
N-1 TR PRV 500/230 kV	
N-1 TR SOGA 500/230 kV	Alta carga en Transf. PRV5/2

Tabla 5-33 Resumen resultados alternativa 4 Sogamoso

Presenta violaciones en condiciones normales ante un despacho hidráulico. Ante contingencias también presenta algunas violaciones.

Esta alternativa implica un refuerzo adicional: se consideró el enlace Sogamoso – Guatiguará 230 kV conformando la Alternativa 4.1.

Alternativa 4.1: Nueva subestación Sogamoso 500/230 kV, transformador 500/230 kV de 450 MVA, reconfiguración de Primavera – Ocaña 500 kV en Primavera – Sogamoso – Ocaña 500 kV a través de dos circuitos de 31 km, reconfiguración de Barranca – Bucaramanga 230 kV en Barranca – Sogamoso – Bucaramanga 230 kV a través de un doble circuito de 3 km al punto de apertura y nueva línea circuito sencillo Sogamoso – Guatiguará 230 kV de 45 km (longitudes aproximadas). Ver Gráfica 5-43.



Gráfica 5-43 Alternativa 4.1 Sogamoso

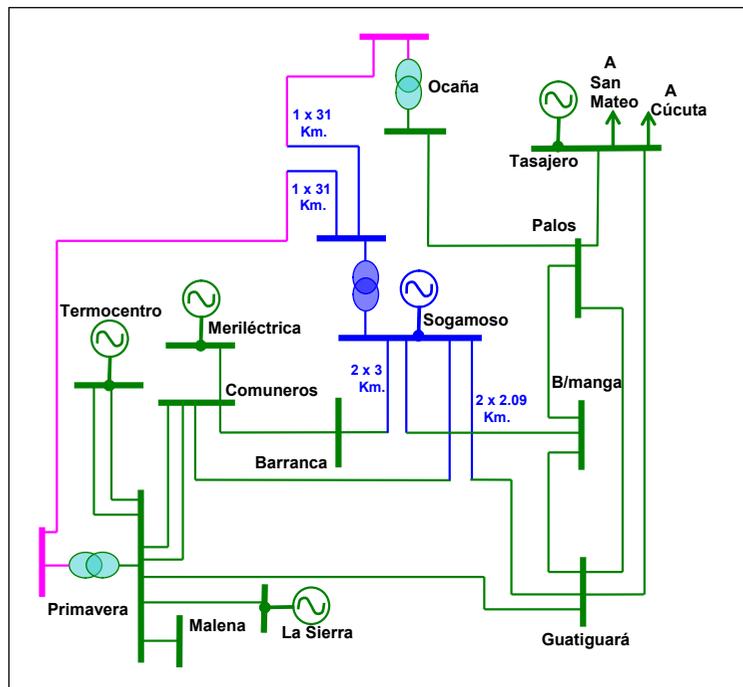
Año	2013	2013
A Panamá MW	300	300
Generación Nordeste	Escenario térmico (alto)	Escenario hidro
Condición Normal		Alto flujo por SOGA-GUAT Alto flujo por SOGA-BUCA PAL=0.96, TASA=0.96, CUC=0.96
N-1 PRV-SOGA 500 kV		
N-1 SOGA-OCA 500 kV		Incrementa el flujo por SOGA-GUAT y SOG-BUCA Sin violaciones
N-1 COMUN-BARR 500 kV		-
N-1 COMUN-GUAT 230 kV		Alto flujo por SOGA-GUAT Sin violaciones
N-1 SOGA-BARRAN 230 kV		-
N-1 SOGA-BUCA 230 kV	SOGA-GUAT = 90% TR SOGA5/2 = 102%	SOGA-GUAT + 10% TAS=0.94, CUC=0.94, SMT=0.94
N-1 GUAT-BUCA 230 kV		
N-1 GUAT-TASAJ 230 kV		TASA=0.94, CUC=0.94, SMT=0.94
N-1 GUAT-PALOS 230 kV		TAS=0.96, CUC=0.96, SMT=0.96 Sin violaciones
N-1 TR PRV 500/230 kV		-
N-1 TR SOGA 500/230 kV	Sin violaciones	SOGA-GUAT + 3%

Tabla 5-34 Resumen resultados alternativa 4.1 Sogamoso

Ante condiciones normales de operación y contingencias para los diferentes despachos analizados, esta alternativa no presenta violaciones de tensión ni de sobrecarga.

Con el fin de superar la contingencia Sogamoso – Bucaramanga, en un escenario hidráulico alto, se deberá garantizar que el enlace Sogamoso – Guatiguará tenga una capacidad superior a 810 A.

Alternativa 5: Nueva subestación Sogamoso 500/230 kV, transformador 500/230 kV de 450 MVA, reconfiguración de Primavera – Ocaña 500 kV en Primavera – Sogamoso – Ocaña 500 kV a través de dos circuitos de 31 km, reconfiguración de Barranca – Bucaramanga 230 kV en Barranca – Sogamoso – Bucaramanga 230 kV a través de un doble circuito de 3 km al punto de apertura y reconfiguración de Comuneros – Guatiguará 230 kV en Comuneros – Sogamoso – Guatiguará 230 kV a través de un doble circuito de 2.09 km al punto de apertura (longitudes aproximadas). Ver Gráfica 5-44.



Gráfica 5-44 Alternativa 5 Sogamoso

Año	2013	2013
Panamá MW	300	300
Generación Nordeste	Escenario Térmico (alto)	Escenario Hidro
Condición Normal		GUAT=0.95, BUC=0.95, PAL=0.95, TASA=0.96, CUC=0.96, SMT=0.96
PRV-SOGA		Sin violaciones
SOGA-OCA		Sin violaciones
COMUN-BARR		Sin violaciones
SOGA-BARRAN		Sin violaciones
SOGA-BUCA	GUAT-BUCA +12 %	SOG-GUAT + 25% TASA=0.93, CUC=0.93, SMT=0.93
PRV-GUAT		Sin violaciones
SOGA-COMUN		Sin violaciones
SOGA-GUAT		SOGA-BUCA +12% TASA=0.93, CUC=0.93, SMT=0.93
GUAT-TASAJ		Sin violaciones
TR PRV5/2		Sin violaciones
TR SOGA5/2	TR PRV = 94% Sin violaciones	Sin violaciones

Tabla 5-35 Resumen resultados alternativa 5 Sogamoso

Esta alternativa no permite una adecuada evacuación de la generación de Sogamoso. Presenta violaciones ante contingencias para diferentes condiciones de despacho.

Resumen de resultados de las alternativas:

- La Alternativa 1 permite evacuar la máxima generación hacia 500 kV ante diferentes condiciones pero se mantiene la dependencia de las térmicas del área para soportar tensiones en 230 kV.
- La Alternativa 2 cumple con los límites, sin embargo, concentra la generación existente (térmica) y los 800 MW de Sogamoso en la red de 230 kV. El enlace con Comuneros 230 kV implica un gran recorrido del flujo hacia Primavera y los centros de carga.
- La Alternativa 3, que reconfigura Comuneros – Guatiguará 230 kV, por si sola es insuficiente. Se consideró el enlace adicional Sogamoso – Guatiguará (Alternativa 3.1) y aún así se presentan violaciones, especialmente ante un escenario hidráulico en el área.
- La Alternativa 4, que reconfigura Barranca – Bucaramanga 230 kV aunque permite soportar la tensión en Barranca ante contingencia Comuneros – Barranca 230 kV, presenta violaciones de cargabilidad en condiciones normales. Se consideró el enlace adicional Sogamoso – Guatiguará (Alternativa 4.1), cumpliendo así con los límites.
- La Alternativa 5 presenta violaciones ante contingencias en diferentes escenarios. Adicionalmente considera el enlace hacia Comuneros, originando un largo recorrido del flujo en 230 kV hacia Primavera y los centros de carga.
- Las alternativas que consideran red a 500 kV presentan menores pérdidas en el STN.

Evaluación Económica:

Se calculó la relación Beneficio/Costo para las alternativas técnicamente viables, es decir, para la Alternativa 2 y la Alternativa 4.1. Ver Tabla 5-36.

Beneficios: i) Valoración de la ENFICC de la planta y
ii) Reducción de los costos operativos.

Costos: i) Costo para el usuario del Cargo por Confiabilidad
ii) Valoración de activos mediante Unidades Constructivas de la resolución CREG 011 de 2009.

Alternativas	Descripción	Costo red (Millones US\$)	Reducción Costo Operativo (Millones US\$)	B/C
1	S/E Sogamoso 500/230 kV Línea Primavera - Sogamoso - Ocaña 500 kV 1x31km + 1x31km 2° Transf. 500/230 kV - 450 MVA en Primavera	26.75		
2	S/E Sogamoso 230 kV Línea Comuneros - Sogamoso - Guatiguará 230 km 2x2km Línea Barranca - Sogamoso - Bucaramanga 230 km 2x3km Línea Sogamoso - Gatiguará 230 kV 1x45 km	11.86	100.42	1.90
3	S/E Sogamoso 500/230 kV + Transf. 500/230 kV - 450 MVA Línea Primavera - Sogamoso - Ocaña 500 kV 1x31km + 1x31km Línea Comuneros - Sogamoso - Guatiguará 230 km 2x2km	30.22		
3,1	S/E Sogamoso 500/230 kV + Transf. 500/230 kV - 450 MVA Línea Primavera - Sogamoso - Ocaña 500 kV 1x31km + 1x31km Línea Comuneros - Sogamoso - Guatiguará 230 km 2x2km Línea Sogamoso - Gatiguará 230 kV 1x45 km	35.74		
4	S/E Sogamoso 500/230 kV + Transf. 500/230 kV - 450 MVA Línea Primavera - Sogamoso - Ocaña 500 kV 1x31km + 1x31km Línea Barranca - Sogamoso - Bucaramanga 230 km 2x3km	30.34		
4,1	S/E Sogamoso 500/230 kV + Transf. 500/230 kV - 450 MVA Línea Primavera - Sogamoso - Ocaña 500 kV 1x31km + 1x31km Línea Barranca - Sogamoso - Bucaramanga 230 km 2x3km Línea Sogamoso - Gatiguará 230 kV 1x45 km	35.86	176.65	2.00
5	S/E Sogamoso 500/230 kV + Transf. 500/230 kV - 450 MVA Línea Primavera - Sogamoso - Ocaña 500 kV 1x31km + 1x31km Línea Comuneros - Sogamoso - Guatiguará 230 km 2x2km Línea Barranca - Sogamoso - Bucaramanga 230 km 2x2km	32.42		

Tabla 5-36 Resultados evaluación económica – Sogamoso

Los beneficios por ENFICC y los costos del Cargo por Confiabilidad para el usuario son los mismos en todas las alternativas.

La Alternativa 4.1 es la que presenta mayor relación Beneficio/Costo dado que, aunque el costo de inversión es superior al de la Alternativa 2, presenta una mayor reducción del costo operativo del sistema. Esto quiere decir que esta alternativa permite desplazar generaciones costosas, reducir restricciones por voltaje y pérdidas en el STN, entre otros beneficios. Ver Tabla 5-37.

Item	Código	Vida útil	Unidad constructiva	Cantidad	Costo unitario Miles\$ Dic/08	Costo total Miles\$ Dic/08
1	SE514	30	Módulo común - Tipo 2 - IM - 500 KV	1	6,131,031	6,131,031
2	SE 510	30	Módulo de barraje - Tipo 2 - IM - 500 kV	1	2,881,856	2,881,856
3	LI222	40	km de línea, 2 circuitos - 230 KV	3	453,582	1,360,746
4	LI221	40	km de línea, 1 circuitos - 230 KV	44.95	300,396	13,502,800
5	SE211	30	Bahía de línea - IM - 230 KV	3	2,569,253	7,707,759
6	SE207	30	Bahía de línea - DBT - 230 KV	1	2,615,170	2,615,170
7	ATR01	30	Autotransformadores Banco 500/230kV 450 MVA	1	18,003,884	18,003,884
8	SE504	30	Bahía de transformador - IM - 500 KV	1	4,972,599	4,972,599
9	SE212	30	Bahía de transformador - IM - 230 KV	1	2,026,751	2,026,751
10	SE219	30	Corte central - IM - 230 KV	2	942,679	1,885,358
11	SE505	30	Corte central - IM - 500 KV	2	4,083,981	8,167,962
12	SE503	30	Bahía de línea - IM - 500KV	2	6,284,579	12,569,158
13	LI521	40	km de línea, 1 circuito, 4 subconductores por fase	62	637,274	39,510,988

Tabla 5-37 Valoración en Unidades Constructivas Alternativa 4.1 - Sogamoso

En conclusión se recomienda la ejecución de la Alternativa 4.1.

Nota: Para efectos de valoración se consideraron subestaciones nuevas en configuración Interruptor y Medio, pero ésta se definirá en los Documentos de Selección de la respectiva Convocatoria.

5.6.5 Conexión central de generación Porce IV

Capacidad: 400 MW

Entrada en operación: 02/01/2015

Inicio OEF: 01/12/ 2015

Adelanto: 11 meses

De acuerdo con la resolución CREG 093 de 2007, en caso de requerir redes de uso para conectar la central, la fecha de entrada en operación de dichas redes será tres meses (3) antes de la entrada en operación de la primera unidad.

Alternativas	Descripción
1	Reconfiguración Primavera - Cerro 500 kV en Primavera - Porce IV - Cerro 500 kV 2x20 km Costo: US\$ 22.67 Millones
2	Dos líneas Porce IV - Porce III 500 kV de 41 km c/u
3	Dos líneas Porce IV - Porce III 230 kV de 41 km c/u
4	Línea Porce IV - Porce II 230 kV de 54 km Línea Porce IV - Guadalupe 230 kV de 56 km
5	Línea Porce IV - Porce III 500 kV de 41 km Reconfiguración Primavera - Cerro 500 kV en Primavera - Porce IV - Cerro 500 kV 2x20 km
6	Dos líneas Porce IV - Cerro 500 kV de 122 km c/u 2º Transformador 500/230 kV en Cerro

Tabla 5-38 Alternativas Planteadas para Porce IV

Para efecto de los análisis de Mediano y Largo Plazo se tomó como referencia la Alternativa recomendada en el estudio de conexión, es decir la número 1. Ver Tabla 5-38.

Esta alternativa permite una adecuada evacuación de la energía de Porce IV. Los análisis muestran que las contingencias más severas se dan sobre las líneas que conectan el proyecto.

El próximo Plan de Expansión continuará con los análisis y la definición de las obras de transmisión requeridas, considerando la evolución de la demanda, la red y el cronograma del proyecto.

5.6.6 Conexión central de generación Pescadero Ituango

Capacidad: 1,200 MW

Entrada en operación: 01/03/2017

Inicio OEF: 01/12/2017

Adelanto: 9 Meses

De acuerdo con la resolución CREG 093 de 2007, en caso de requerir redes de uso para conectar la central, la fecha de entrada en operación de dichas redes será tres meses (3) antes de la entrada en operación de la primera unidad.

Alternativas	Descripción
1	Línea Ituango - Cerro 500 kV de 109.8 km Línea Ituango - Primavera 500 kV de 218 km Línea Ituango - San Carlos 500 kV de 168 km
2	Línea Ituango - Cerro 500 kV de 109.8 km Línea Ituango - Porce III 500 kV de 73.8 km Línea Ituango - San Carlos 500 kV de 168 km
3	Línea Ituango - Cerro 500 kV de 109.8 km Línea Ituango - Primavera 500 kV de 218 km Línea Ituango - Occidente 500 kV de 168 km Nueva S/E Occidente 500 kV (en Antioquia) Costo: US\$ 190.18 Millones

Tabla 5-39 Alternativas planteadas para Pescadero Ituango

En la Tabla 5-39 se indican las alternativas de conexión de la central, siendo la número 1 la recomendada en el estudio de conexión.

Para efecto de los análisis de Mediano y Largo Plazo se tomó como referencia la Alternativa 3, que es una variación de la Alternativa 1. Dicha variación consiste en que uno de los enlaces a 500 kV provenientes de Ituango se conecte con la subestación Occidente en Medellín y no con la subestación San Carlos.

El cambio obedece a la conveniencia de implementar un nuevo punto de inyección en Medellín y evitar una conexión adicional en la subestación San Carlos que actualmente

posee una gran cantidad de elementos (18 entre líneas de 230 kV, 500 kV y transformadores de uso del STN).

De manera complementaria, con la entrada en operación de la central, se consideró el enlace Occidente – Virginia 500 kV con el fin de aumentar las transferencias hacia el Valle y dar soporte ante contingencias.

Los análisis eléctricos muestran que la Alternativa 3 permite la evacuación de la máxima generación de la central ante diferentes condiciones y un adecuado desempeño de la red asociada.

El próximo Plan de Expansión continuará con los análisis y la definición de las obras de transmisión requeridas, considerando la evolución de la demanda, la red y el cronograma del proyecto. Específicamente se deberá analizar la conveniencia de llegar a Occidente en 500 kV y la entrada en operación del enlace complementario.

5.7 INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

5.7.1 Conexión con Panamá

La UPME emitió el concepto de viabilidad técnica de la interconexión entre Colombia y Panamá.

Características del proyecto:

- Capacidad máxima: 300 MW / 75 MVAr.
- Enlace en HVDC de 450 kV entre Colombia y Panamá de 600 km aproximadamente.
- Estaciones convertoras conectadas a la subestación Cerromatoso 500 kV en Colombia y a la subestación Panamá II en Panamá.
- Entrada en operación estimada para el 2013.

La evaluación de la solicitud de conexión consideró los antecedentes técnicos del proyecto (Planes de Expansión anteriores), los resultados del estudio presentado por ISA en octubre de 2008 y los análisis complementarios elaborados por la UPME de acuerdo con la evolución de la expansión en generación y transmisión.

El proyecto mismo, al tratarse de un enlace en corriente directa, deberá garantizar lo siguiente:

- La instalación de bancos de compensación capacitiva para suministrar los reactivos requeridos por las estaciones convertoras, de tal manera que el factor de potencia en el nodo de conexión Cerromatoso 500 kV no se vea afectado y no se generen restricciones por requerimientos de reactivos.
- Un adecuado ajuste del sistema de control de las estaciones convertoras, con el fin de garantizar que las oscilaciones sean amortiguadas.
- Cumplimiento del Código de Redes resolución CREG 025 de 1995 y los estándares internacionales avalados para los enlaces en Corriente Directa.

De otra parte, se debe señalar que el concepto tiene un alcance eléctrico y que la rentabilidad económica y social de la exportación de los recursos energéticos que permitirá este proyecto no fue objeto de la evaluación.

5.7.2 Nuevo Enlace con Ecuador

En febrero de 2009 el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable de la República de Ecuador, manifestó la propuesta de una nueva interconexión entre Colombia y Ecuador con un enlace a 230 kV entre Nueva Loja (Ecuador) y Orito (Colombia).

Al respecto la UPME iniciará los análisis correspondientes previa coordinación de la información con las entidades ecuatorianas. Estos análisis se acogerán a la normatividad vigente.

5.7.3 Factibilidad de interconexión con países de la región

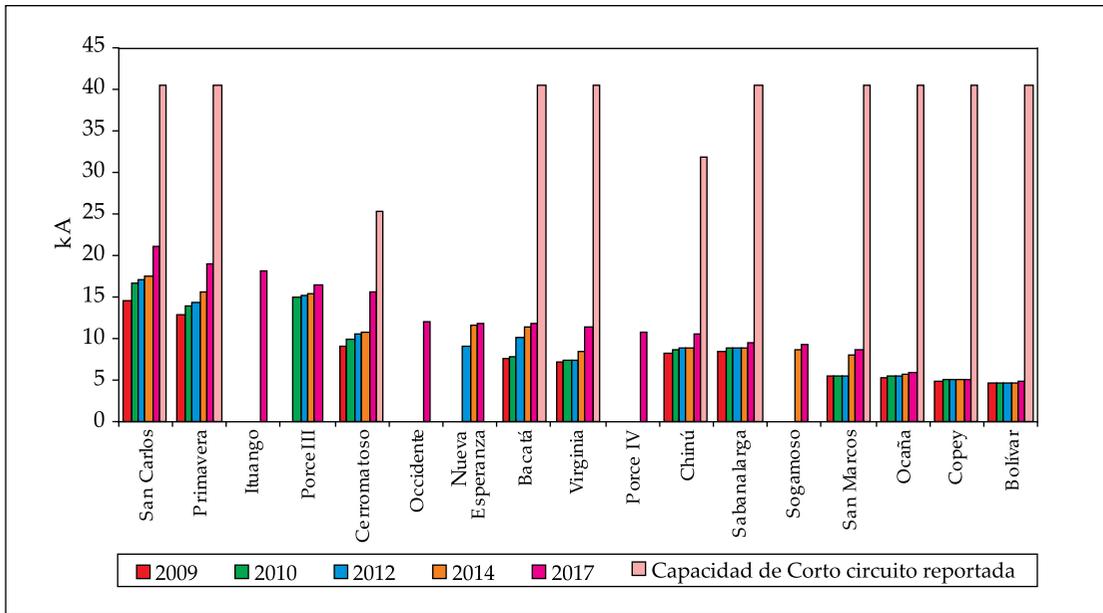
Con el apoyo del PNUD y representantes de los gobiernos respectivos, se está adelantando el Estudio para el análisis de Factibilidad Técnico Económica de Interconexión Eléctrica entre Chile, Bolivia, Perú, Ecuador y Colombia. Se espera que el estudio esté terminado a finales de 2009 y el cual servirá para avanzar en el desarrollo de las iniciativas de intercambios de energía eléctrica entre estos países.

5.8 NIVEL DE CORTOCIRCUITO EN LAS SUBESTACIONES DEL STN

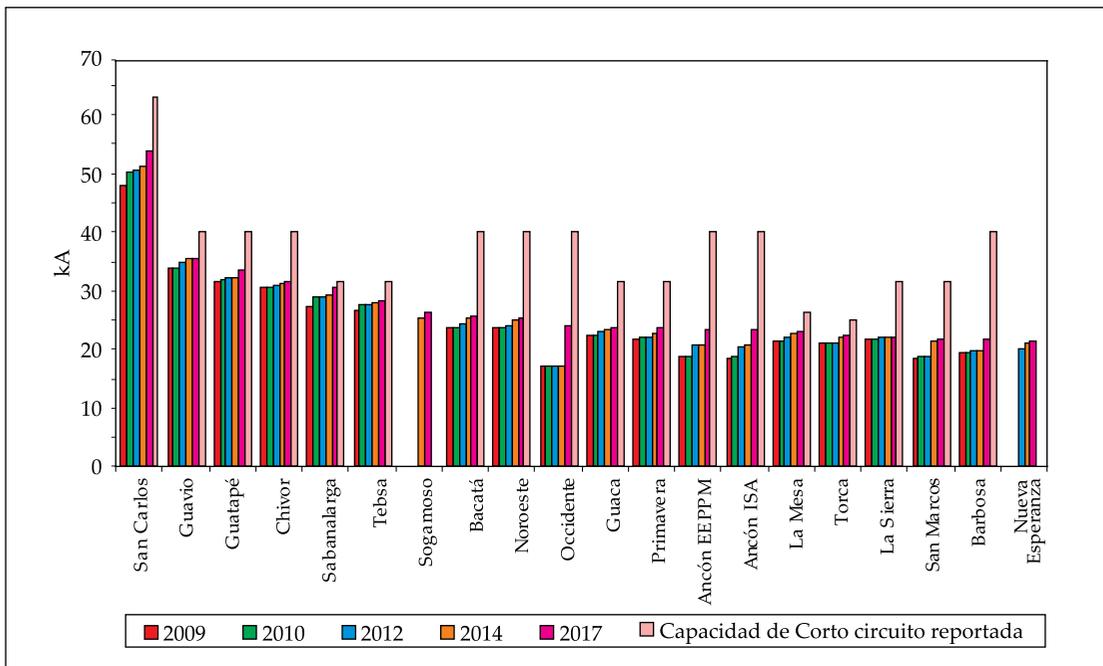
Los análisis de cortocircuito tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

- Expansión definida, incluso en este Plan.
- Única alternativa para la conexión de Porce IV y Pescadero Ituango.
- Reconfiguración de la línea Guatapé – La Sierra 230 kV en Guatapé – San Carlos y San Carlos – La Sierra 230 kV, restableciendo la configuración original a partir de enero de 2009.
- Se asume operativo el cambio de equipos en la subestación Chivor 230 kV de 25 kA a 40 kA y en la subestación San Carlos 230 kV de 40 kA a 63 kA.
- Expansión propuesta para el Mediano Plazo, es decir, el enlace entre Bogotá y Valle a 500 kV y el enlace entre Occidente y Virginia a 500 kV con la entrada de Ituango en 2017.

Los niveles de cortocircuito fueron determinados bajo norma IEC, con el máximo número de unidades en operación, lo cual permite obtener las corrientes máximas de cortocircuito en cada subestación.



Gráfica 5-45 Nivel de corto circuito en Subestaciones 500 kV



Gráfica 5-46 Nivel de corto circuito en Subestaciones 230 kV

Las subestaciones de 500 kV que presentan mayor variación entre su nivel actual y el calculado para 2017 son Bacatá, Primavera, Cerromatoso y San Carlos (Gráfica 5-45) y a nivel de 230 kV son Ancón, Bello, Nueva Bucaramanga (Guatiguará), Primavera, San Carlos, Tasajero y Tunal (Gráfica 5-46).

Las subestaciones que más cerca se encuentran de la capacidad reportada son Cerromatoso, La Mesa, Sabanalarga, Tebsa y Torca a 230 kV, siendo la más crítica la subestación Sabanalarga 230 kV con 1 kA de holgura en el 2017.

La subestación Sogamoso 230 kV desde su entrada en operación presenta un nivel de cortocircuito elevado. La variación al 2017 es cercana a los 2 kA.

Los Transmisores deben estar prestos a realizar las adecuaciones a que haya lugar. De igual manera los Operadores de Red deben estar atentos y analizar el nivel de corto en su sistema.

5.9 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

5.9.1 Estabilidad de voltaje

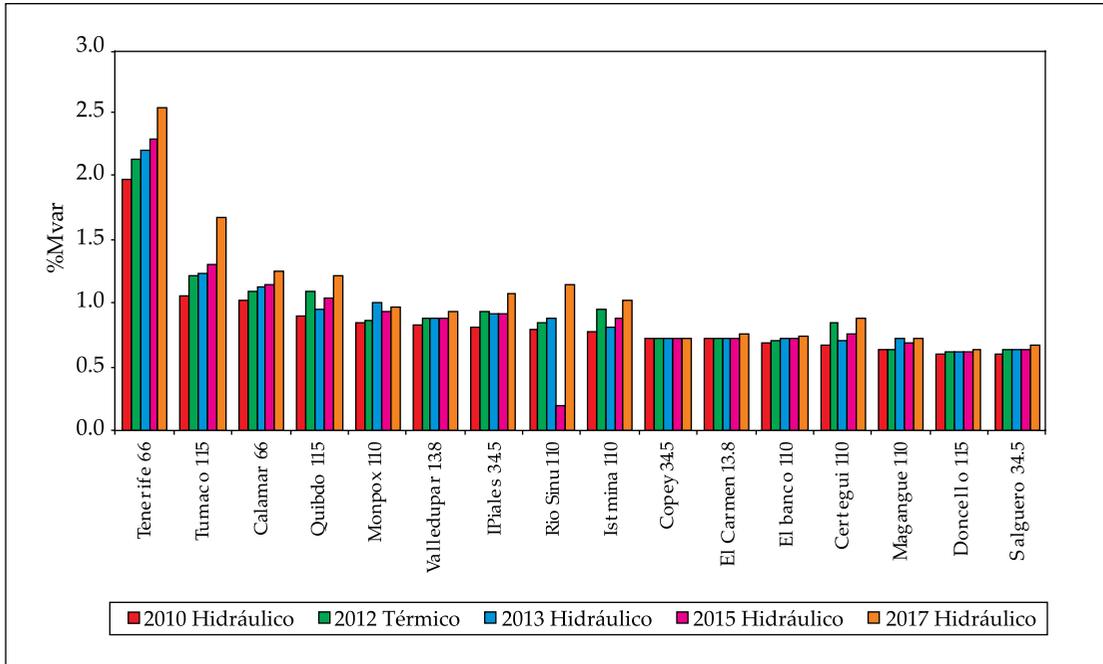
Se realizaron análisis modales y de sensibilidad considerando condiciones de máxima demanda y diferentes escenarios de despacho para determinar el punto de operación (estable o inestable).

Es importante señalar que los nodos con sensibilidad positiva se encuentran en la región estable, siendo los de menor valor los que reflejan mayor estabilidad. El análisis modal determina la participación relativa de los nodos en un área.

Una vez realizado el análisis modal se encuentra que el sistema presenta condiciones estables de voltaje, con valores propios positivos. Sin embargo, los nodos con mayor participación, es decir los más débiles son: Tenerife, Calamar y San Jacinto a 66 kV en Costa, Quibdo, Istmina y Cértegui a 115 kV en Chocó y Tumaco, Junín e Ipiales a 115 kV en Nariño. Estas subestaciones corresponden a sistemas radiales.

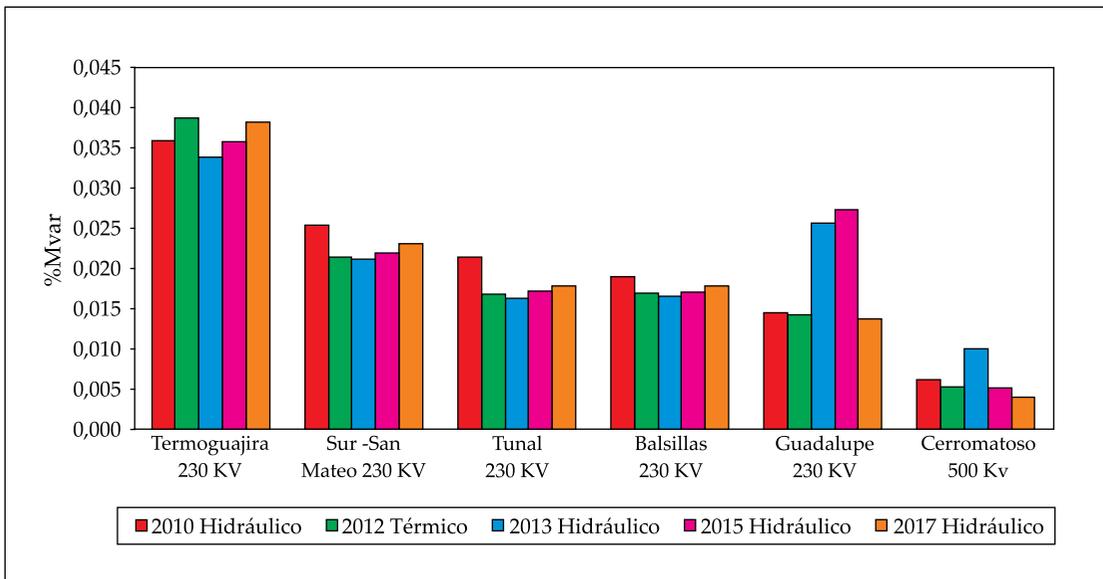
El análisis de sensibilidad muestra un sistema operando en condiciones estables, representadas en sensibilidades propias con valores positivos en todos los nodos.

En la Gráfica 5-47 se puede apreciar que los nodos más débiles son Tenerife, Calamar y Mompox en la Costa, Quibdo, Istmina y Cértegui en Chocó y Tumaco en Nariño, ratificando la necesidad de una solución por parte del OR correspondiente.



Gráfica 5-47 Análisis de sensibilidad del sistema

La Gráfica 5-48 indica las subestaciones que presentan sensibilidades cercanas al 0.040% bajo un escenario de demanda máxima.



Gráfica 5-48 Análisis sensibilidad nodos STN

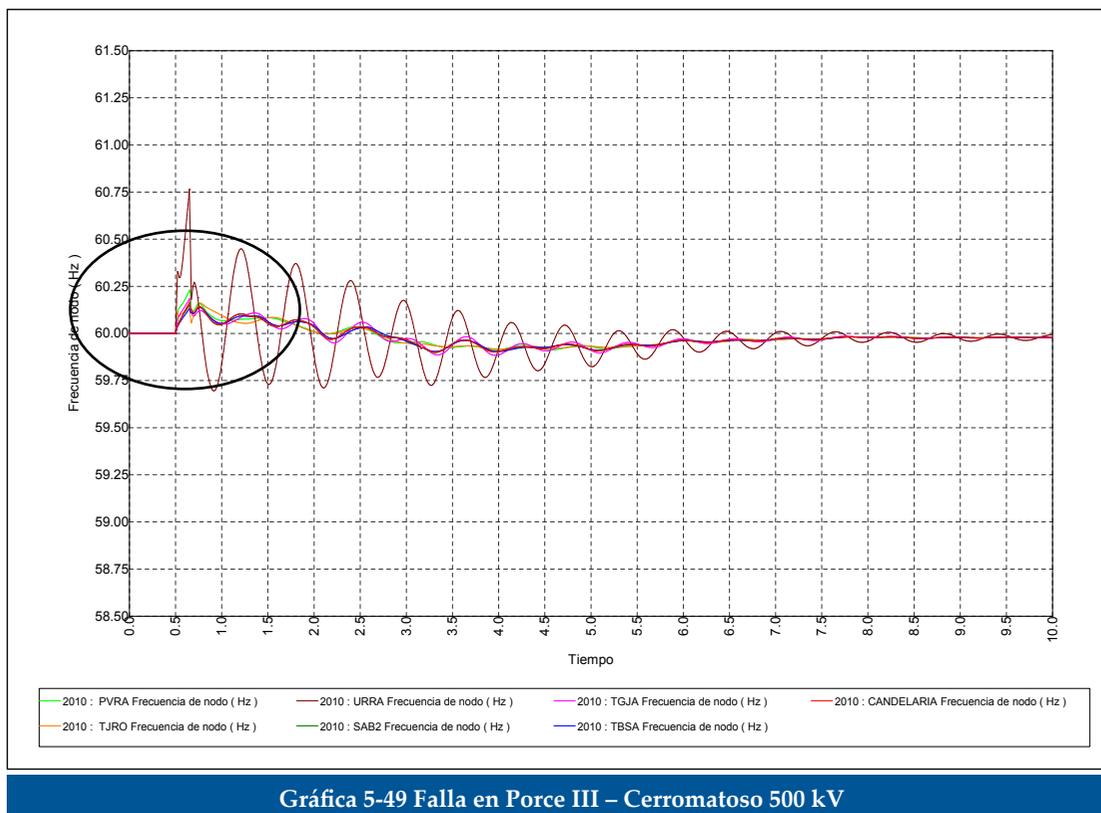
Se encontró que los nodos más débiles del STR no se ven afectados por las alternativas de expansión del STN analizadas en este Plan, pues no impactan directamente sobre dichos nodos.

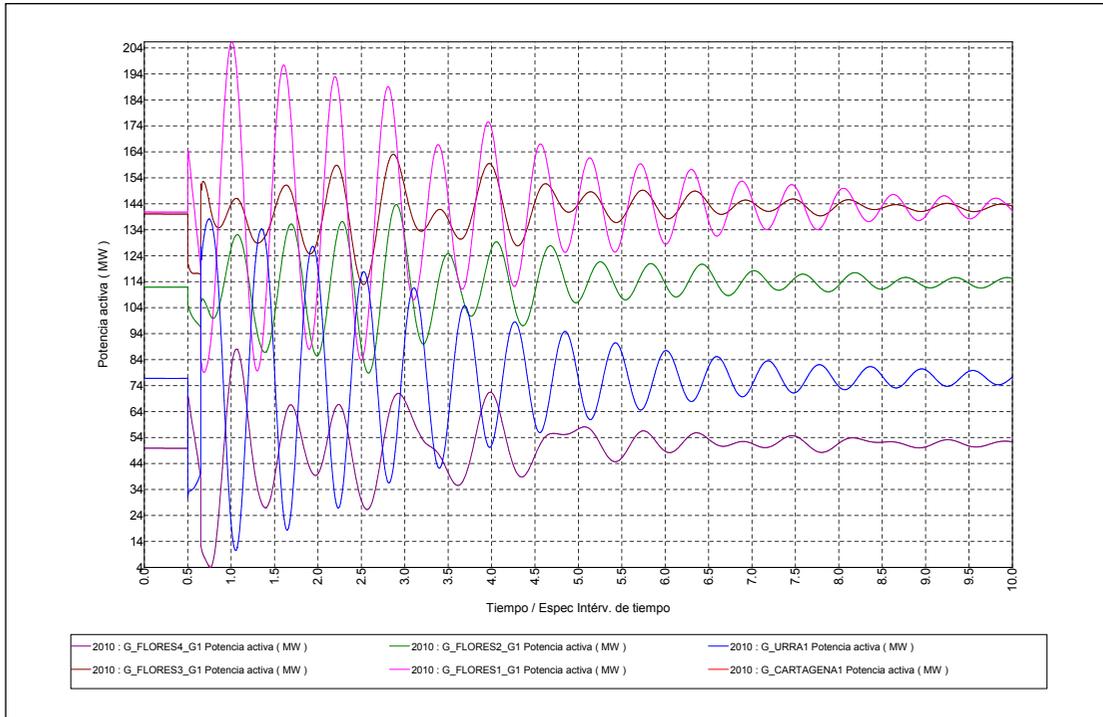
5.9.2 Estabilidad Transitoria

Año 2010:

Los análisis para la conexión de Flores IV y Amoyá muestran condiciones estables ante las diferentes fallas simuladas. La salida del enlace que conecta la central Amoyá implica la pérdida de la generación, no obstante, esta situación no causa impactos de inestabilidad en el sistema.

Se presentan fuertes oscilaciones de potencia y frecuencia, aunque amortiguadas en Urrá y Termoflores ante fallas en líneas asociadas a Porce III. El Sistema es estable ante todas las contingencias aplicadas. Ver Gráfica 5-49 y Gráfica 5-50.



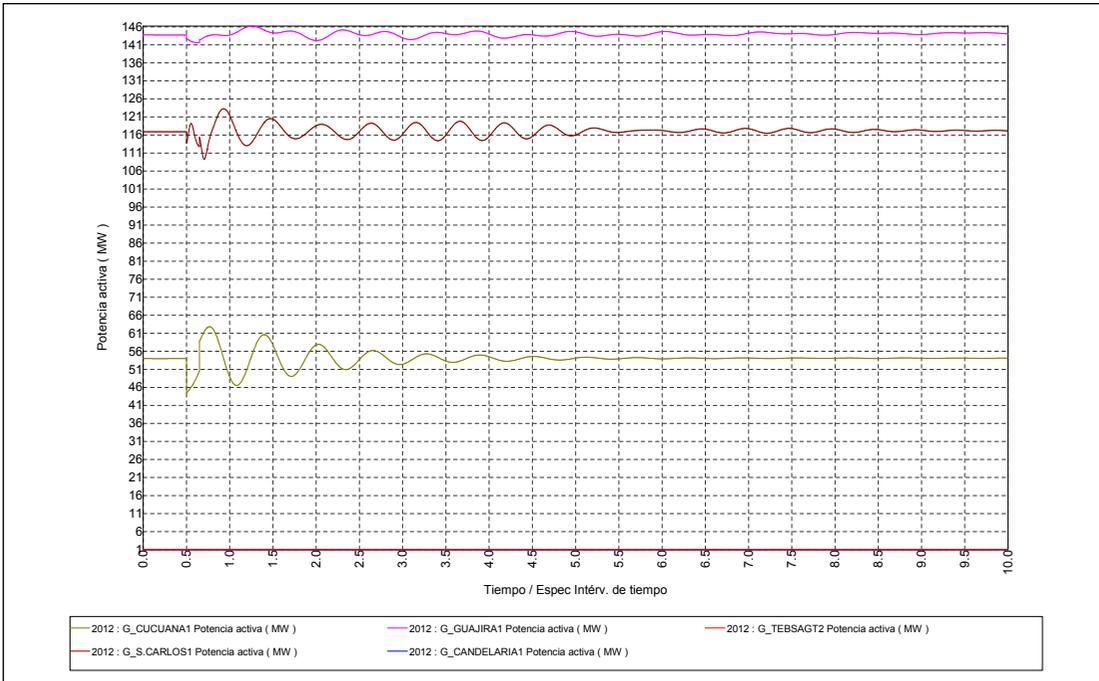


Gráfica 5-50 Falla en Porce III – Cerromatoso 500 kV

Año 2012:

El sistema es estable ante todas las contingencias aplicadas. Se reflejan bajas tensiones en el Valle ante la falla San Carlos – Virginia 500 kV.

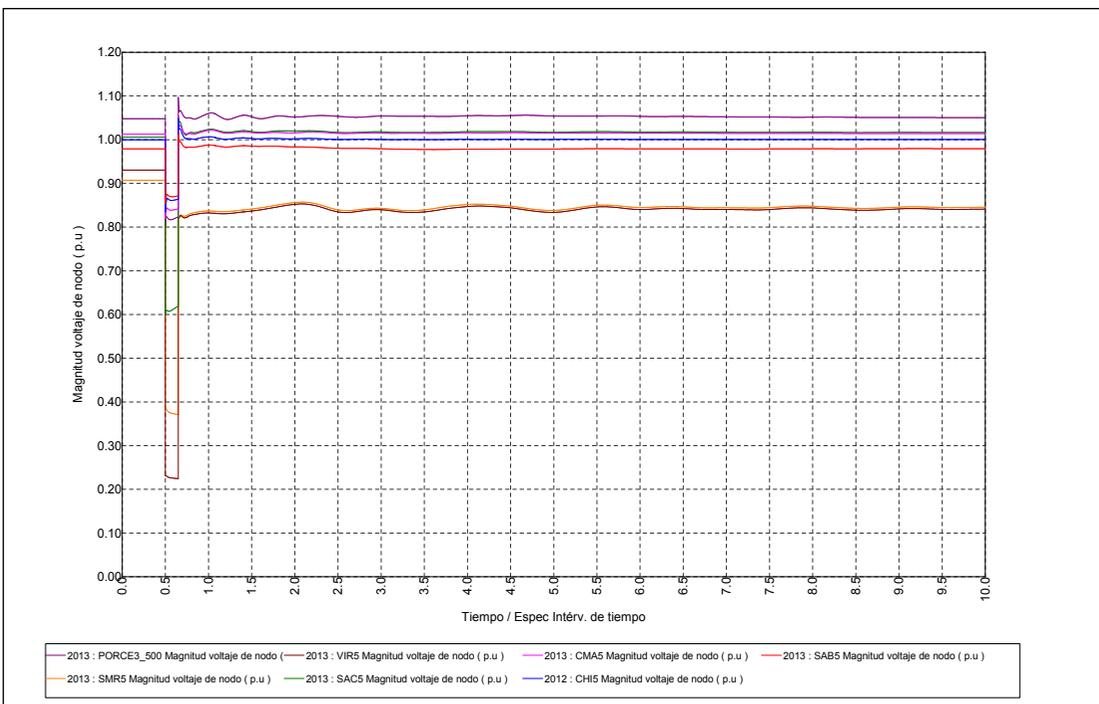
Los análisis para la conexión de Cucuana y Gecelca 3 muestran condiciones estables ante las diferentes fallas simuladas, ver Gráfica 5-51. La pérdida del enlace que conecta la central implica la pérdida de la generación pero esta situación no causa impactos de inestabilidad en el sistema.



Gráfica 5-51 Falla en Betania – Mirolindo 230 kV

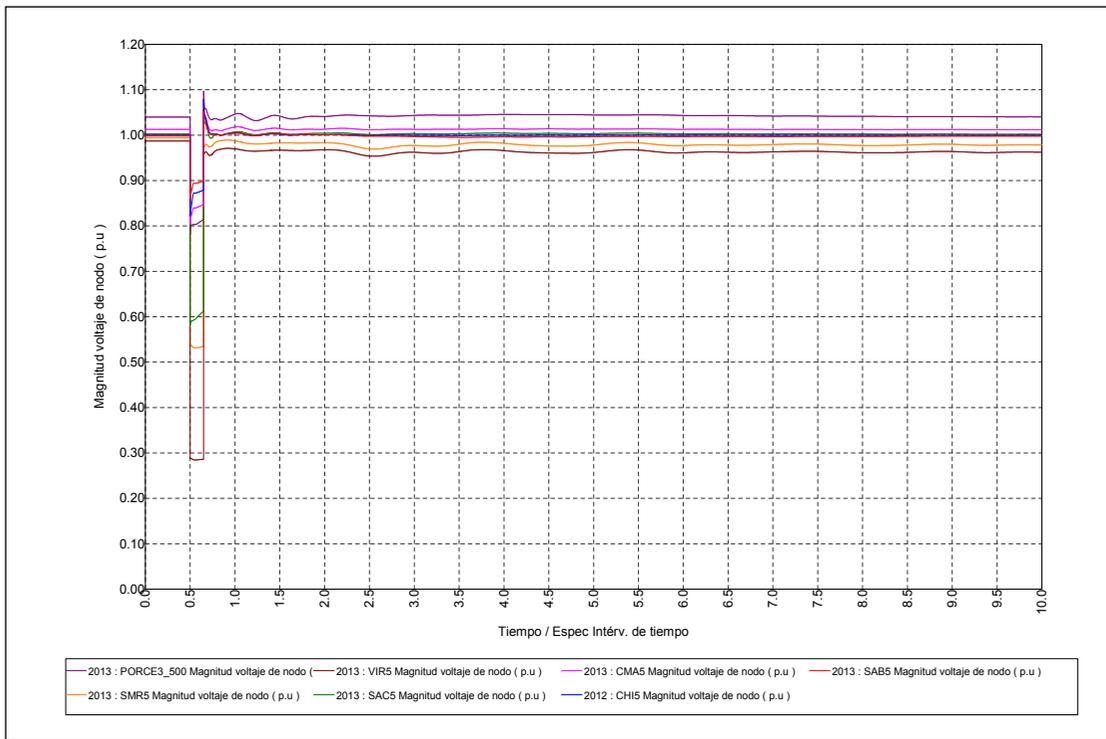
Año 2013:

La Gráfica 5-52 muestra bajos voltajes en Virginia y San Marcos 500 kV ante la falla San Carlos – Virginia 500 kV en caso de no contar con la conexión de la central El Quimbo.



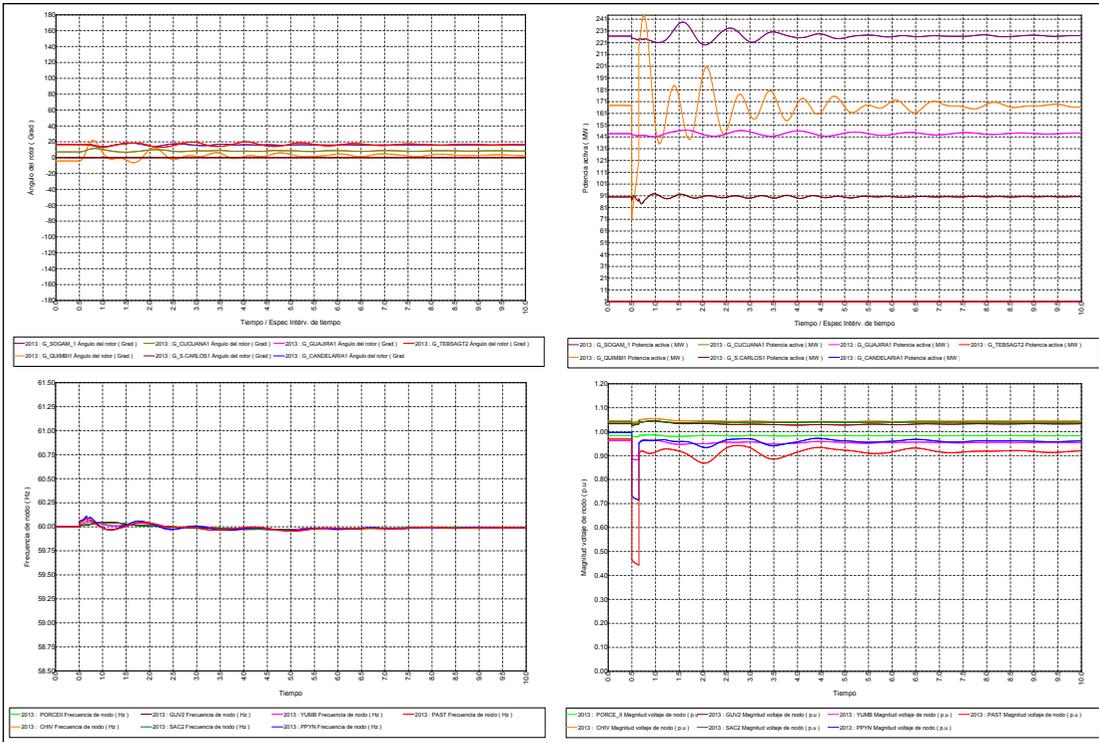
Gráfica 5-52 Falla en San Carlos – Virginia 500 kV sin Quimbo

Con la conexión de Quimbo se reduce la caída de tensión en el Valle ante falla en la línea San Carlos – Virginia 500 kV. Ver Gráfica 5-53.



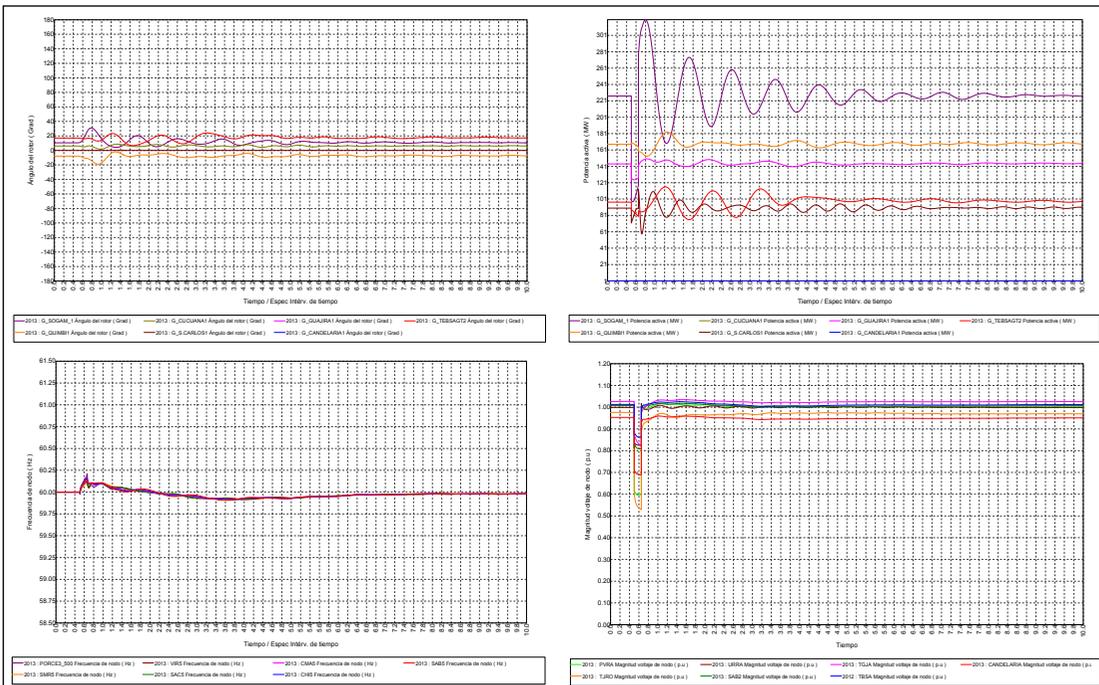
Gráfica 5-53 Falla San Carlos – Virginia 500 kV con Quimbo a 230 kV

En la Gráfica 5-54 se puede apreciar la respuesta de algunos elementos del sistema ante falla en la línea Quimbo – Jamondino considerando la alternativa seleccionada para la conexión de esta central, máximo despacho en el área y altas transferencias a Ecuador.



Gráfica 5-54 Falla Quimbo – Jamondino 230 kV

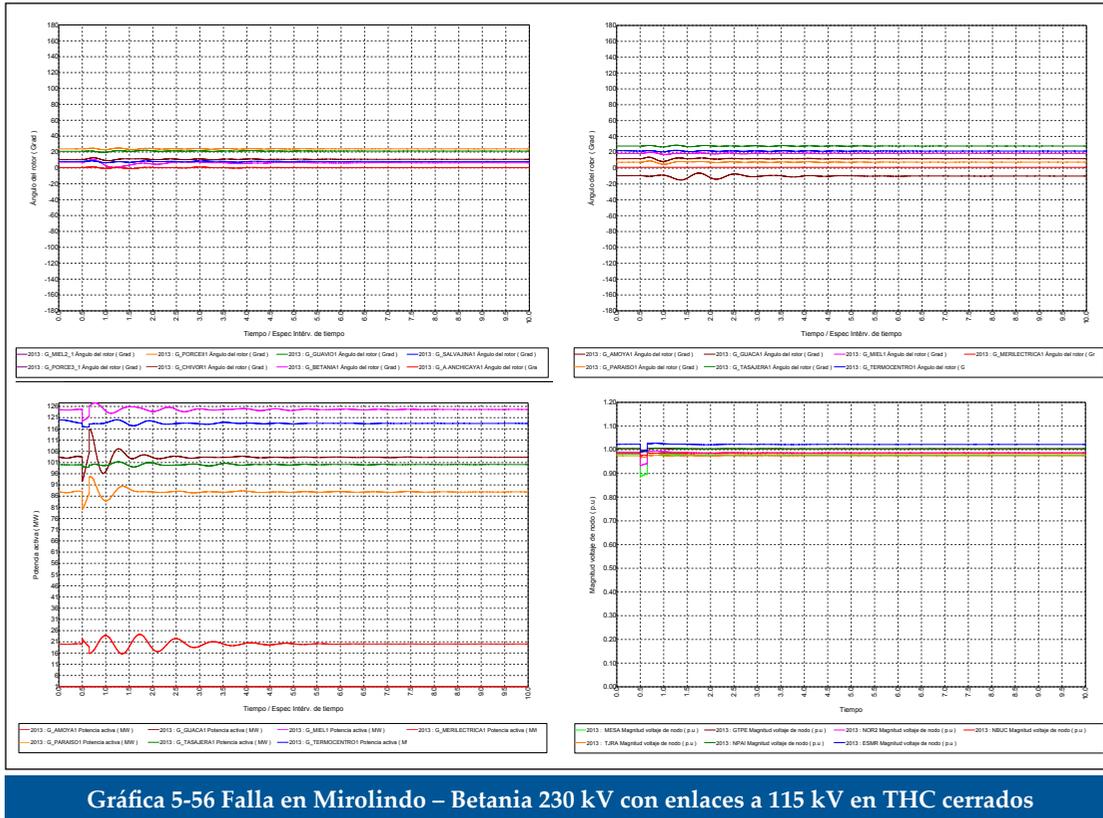
En la Gráfica 5-55 se puede apreciar la respuesta del sistema ante falla en Sogamoso – Primavera 500 kV considerando la alternativa seleccionada para la conexión de la central Sogamoso y máximo despacho en ésta.



Gráfica 5-55 Falla Sogamoso – Primavera 500 kV

El sistema es estable ante todas las contingencias aplicadas.

Se analizó el cierre de los enlaces a nivel de 115 kV entre Tolima y Huila bajo una condición típica de despacho y se encontró que ante la falla de la línea Mirolindo – Betania 230 kV no se presentan problemas de estabilidad transitoria. Esta situación se puede apreciar en la Gráfica 5-56.



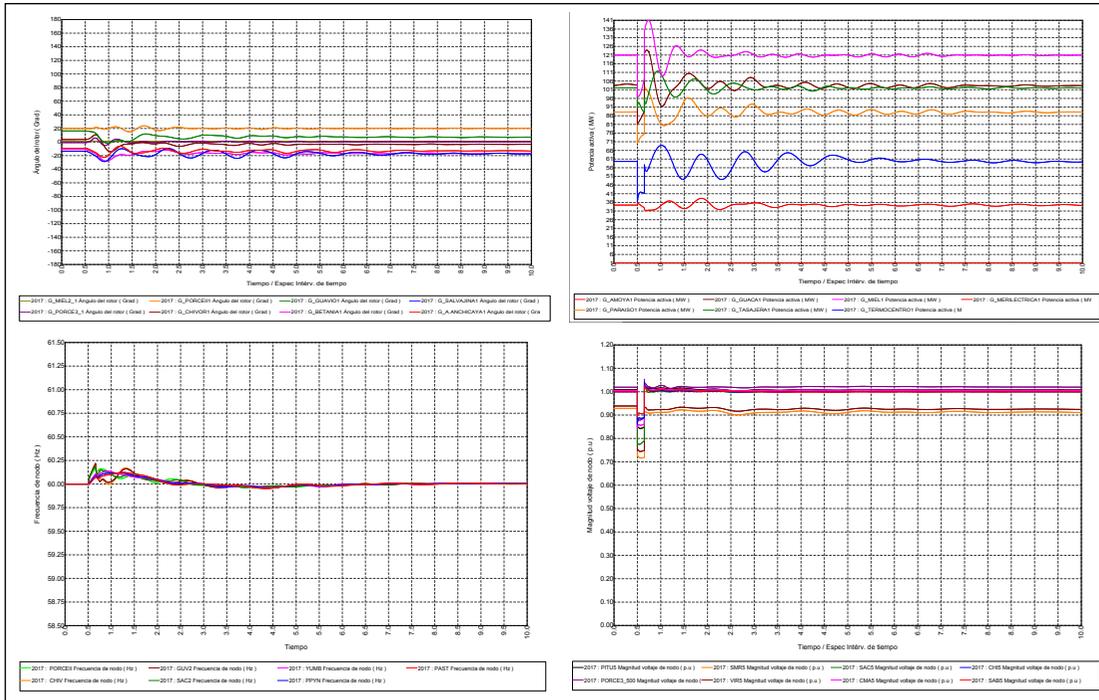
Gráfica 5-56 Falla en Mirolindo – Betania 230 kV con enlaces a 115 kV en THC cerrados

Año 2015:

Respecto a Porce IV, las contingencias más severas se dan sobre las líneas asociadas con la conexión de la central de generación, aunque no causan condiciones inestables. Ante las demás contingencias el sistema permanece estable.

Año 2017:

Se considera en operación la expansión de generación a 2017 y las redes requeridas para su conexión al sistema, adicionalmente la expansión propuesta que se encuentra en proceso de definición.



Gráfica 5-57 Falla Primavera - Bacatá

El sistema es estable ante todas las contingencias analizadas.

Se presentan oscilaciones amortiguadas de voltaje en Jamondino y San Bernardino, provocadas por la variación de potencia de la interconexión con Ecuador. Ver Gráfica 5-57.

5.9.3 Estabilidad de pequeña señal

Se calcularon los modos del sistema representados por los valores propios, los cuales reflejan oscilaciones no amortiguadas cuando su parte real es positiva.

El análisis identificó un sistema estable con oscilaciones de tipo amortiguadas.

No se encontraron diferencias considerables en la respuesta del sistema ante las diferentes alternativas de expansión en transmisión analizadas.

Los resultados muestran lo siguiente:

- Factor de amortiguamiento entre 9.2% y 10.2% con frecuencia promedio de 0.5 Hz para el modo entre Colombia y Ecuador.
- Factor de amortiguamiento entre 3.6% y 8.8% con frecuencia promedio de 0.83 Hz para el modo entre Centro y Costa.
- Factor de amortiguamiento entre 5.7% y 10.2% con frecuencia promedio de 0.83 Hz para el modo entre Suroccidente y Bogotá.

Se identificaron modos de oscilación con bajo factor de amortiguamiento para las centrales Termo Emcali, Termo Valle, San Antonio, Zipaquirá, Flores, Insula, La Herradura, La

Vuelta, Riogrande, Urrá, Termo Centro y Proeléctrica. Al respecto la UPME actualizará la base de datos de parámetros de los controles, con el fin de identificar modificaciones a la respuesta del sistema y de las máquinas.

5.10 RECOMENDACIONES

Las siguientes son las recomendaciones obtenidas de los análisis del Sistema de Transmisión Nacional que deben ser ejecutadas.

Compensación reactiva en el Sur:

- Instalar tres reactores inductivos de barra (maniobrables) de 25 MVAR cada uno, ubicados en las subestaciones Altamira 230 kV, Mocoa 230 kV y San Bernardino 230 kV.
- Fecha requerida de puesta en servicio: de carácter inmediato.
- Se deja abierta la posibilidad de realizar ajustes técnicos al proyecto en los Documentos de Selección de la respectiva Convocatoria.

Cambio de configuración de la subestación Santa Marta 230 kV:

- Realizar las adecuaciones necesarias para el cambio de configuración de Anillo a Interruptor y Medio para cuatro (4) bahías de línea y dos (2) de transformación.
- Fecha requerida de puesta en servicio: noviembre de 2010. El transmisor deberá oficializar si está interesado o no en el proyecto.

Subestación Armenia 230 kV:

- Instalar la nueva subestación Armenia 230 kV.
- Reconfigurar la línea Hermosa – Virginia 230 kV en Hermosa – Armenia y Armenia – Virginia 230 kV, a través de un doble circuito de 40 km aproximadamente al punto de apertura.
- Fecha requerida de puesta en servicio: noviembre de 2011.
- Se deja abierta la posibilidad de realizar ajustes técnicos al proyecto en los Documentos de Selección de la respectiva Convocatoria.

Conexión de la central de generación Miel II:

- Instalar la nueva subestación Miel II a 230 kV.
- Reconfigurar la línea Miel – San Felipe 230 kV en Miel – Miel II y Miel II – San Felipe 230 kV por medio un doble circuito de 2 km aproximadamente al punto de apertura.
- Fecha requerida de puesta en servicio: octubre 1º de 2012.
- Se deja abierta la posibilidad de realizar ajustes técnicos en los Documentos de Selección de la respectiva Convocatoria.

Conexión de la central de generación El Quimbo:

- Instalar la nueva subestación Quimbo 230 kV.
- Línea en doble circuito Quimbo – Subestación en Valle o Cauca (Juanchito o Pance o Páez) a 230 kV con una longitud aproximada entre 140 km y 160 km. El nodo de llegada

del doble circuito depende de condiciones de acceso y espacio en la subestaciones del Valle.

- Reconfigurar la línea Betania – Jamondino 230 kV en Betania – Quimbo y Quimbo – Jamondino 230 kV por medio un doble circuito de 4 km aproximadamente al punto de apertura.
- Nueva línea Quimbo – Altamira a 230 kV de 45 km aproximadamente.
- Instalar reactor inductivo de línea maniobrable de 25 MVAR, en el extremo de Quimbo, para la línea Quimbo – Jamondino 230 kV.
- Fecha requerida de puesta en servicio: octubre 31 de 2013.
- Se deja abierta la posibilidad de realizar ajustes técnicos en los Documentos de Selección de la respectiva Convocatoria.

Conexión de la central de generación Sogamoso:

- Instalar la nueva subestación Sogamoso 500/230 kV.
- Instalar un Transformador 500/230 kV de 450 MVA.
- Reconfigurar la línea Primavera – Ocaña 500 kV en Primavera – Sogamoso y Sogamoso – Ocaña 500 kV por medio de dos circuitos de 31 km aproximadamente al punto de apertura.
- Reconfigurar la línea Barranca – Bucaramanga 230 kV en Barranca – Sogamoso y Sogamoso – Bucaramanga 230 kV por medio de un doble circuito de 2 km aproximadamente al punto de apertura.
- Nueva línea Sogamoso – Guatiguará a 230 kV de 45 km aproximadamente.
- Instalar dos reactores inductivos de línea maniobrables, en el extremo Sogamoso, para las líneas Primavera – Sogamoso y Sogamoso – Ocaña 500 kV. El valor se definirá en los documentos de Selección de la Convocatoria.
- Fecha requerida de puesta en servicio: septiembre de 2013.
- Se deja abierta la posibilidad de realizar ajustes técnicos en los Documentos de Selección de la respectiva Convocatoria.

5.11 CRONOGRAMA DE PROYECTOS

En la Tabla 5-40 se indica la fecha de entrada en operación de los proyectos de transmisión y el tipo de red requerida. Para los proyectos de generación se indica la fecha de entrada en operación de la primera unidad y el inicio de Obligaciones de Energía en firme.

En el caso de Miel II y El Quimbo se ajustaron las fechas de acuerdo con la modificación realizada por los agentes en febrero y marzo de 2009 para cada uno de los proyectos.

Proyectos	FEO	FEO	Inicio	Tipo
	Red	1º Unidad	OEF	RED
Reactores	Requerimiento inmediato			Convocatoria
El Bosque	31/10/2010	30/06/2010		Convocatoria
Termo Flores		2010	01/12/2011	Conexión STN
Porce III	30/06/2010	30/09/2010	01/12/2011	Convocatoria
Amoya		01/12/2010	01/12/2011	Conexión STR
Termocol		01/12/2010	01/12/2012	Conexión STN
Santa Marta	30/11/2010			Ampliación
Nueva Esperanza	31/10/2011	30/06/2011		Convocatoria
Armenia	30/11/2011			Convocatoria
Cucuana		01/12/2011	01/12/2014	Conexión STR
Gecelca		01/12/2012	01/12/2012	Conexión STR
Miel 2	01/10/2012	01/01/2013	01/12/2014	Convocatoria
Sogamoso	01/09/2013	01/12/2013	01/12/2014	Convocatoria
Quimbo	31/10/2013	31/01/2014	01/12/2014	Convocatoria
Porce IV	26/10/2014	26/01/2015	01/12/2015	
P. Ituango	01/12/2016	01/03/2017	01/12/2018	

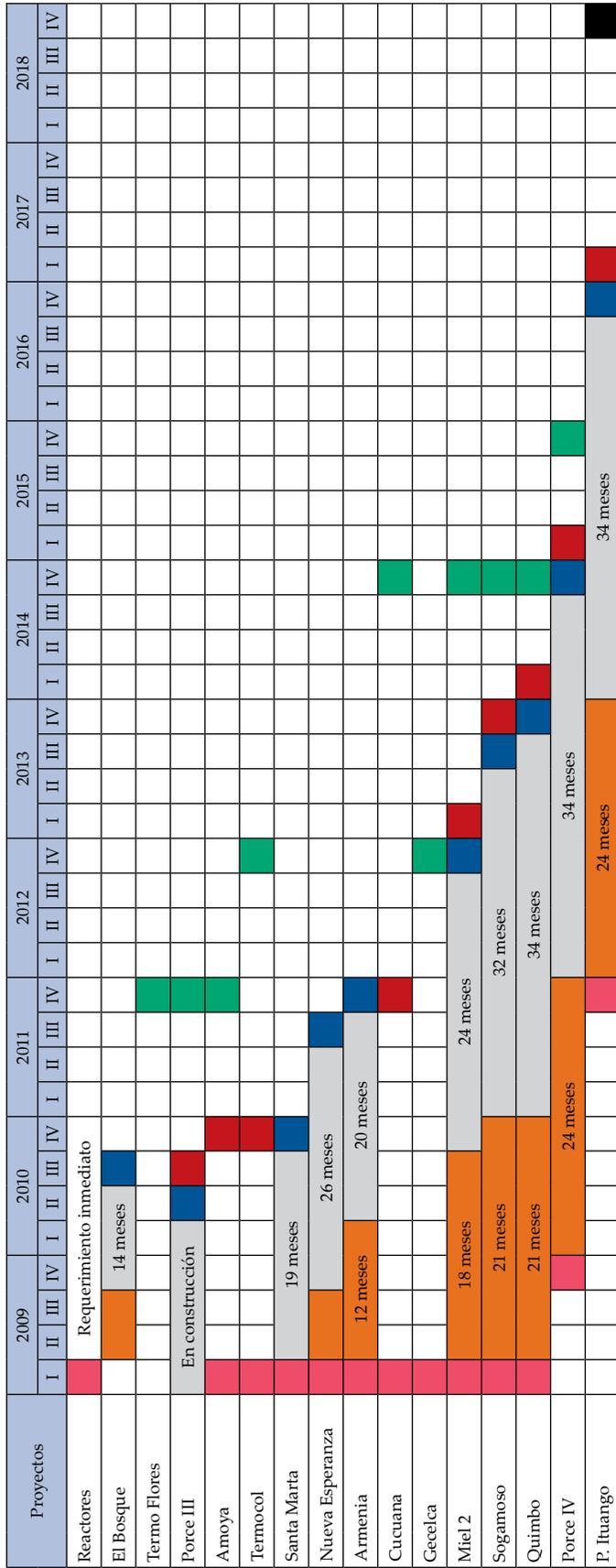
FEO: Fecha de Entrada en Operación Comercial

OEF: Obligaciones de Energía Firme

Ampliación: la ejecuta el transmisor propietario de los activos de transmisión

Tabla 5-40 Fechas de Proyectos de Expansión

La Tabla 5-41 corresponde al cronograma de los proyectos de expansión, señalando para aquellos que requieren redes remuneradas a través de activos de uso del STN, los periodos de Convocatoria y ejecución de obras.



FEO: Fecha de Entrada en Operación Comercial
 OEF: Obligaciones de Energía Firme

- Versión Final del Plan de Expansión
- Convocatoria: Elaboración Doc. Selección / Publicación / Selección Interventor / Selección Inversionista
- Construcción
- Entrada en Operación de la red de Transmisión. Para generadores será tres (3) meses antes de la FEO de la primera unidad
- Fecha Entrada en Operación Comercial de las Plantas de Generación
- Inicio OEF

Tabla 5-41 Cronograma de Proyectos de Expansión

5.12 INVERSIONES EN TRANSMISIÓN

Año	Proyecto	Costo proyecto [Millones US\$]	Inversiones [Millones US\$]	Observación
2010	Reactores Sur del país	5.25	31.94	Convocatoria
	El Bosque	23.94		Convocatoria
	Santa Marta	2.75		Ampliación
2011	Nueva Esperanza	76.23	91.06	Convocatoria
	Armenia	14.83		Convocatoria
2012	Miel 2	3.65	3.65	Convocatoria
	Guayabal 230 kV y líneas			*
2013	El Quimbo	31.84	67.71	Convocatoria
	Sogamoso	35.86		Convocatoria
2014	Enlace Bogotá - Valle a 500 kV	61.06	61.06	*
2015	Porce IV	22.67	22.67	*
2016	-	-	-	-
2017	Ituango	190.18	333.56	*
	Enlace Medellín - Valle a 500 kV	143.38		*
			611.65	

Valores dados en dólares de diciembre de 2008

- * Corresponde a proyectos que serán definidos en próximas versiones del Plan
Ampliación: la ejecuta el transmisor propietario de los activos de transmisión

Tabla 5-42 Inversiones en Transmisión

En la Tabla 5-42 se indican las inversiones en transmisión para los próximos 10 años. Hasta el 2013 la expansión está definida, en adelante se consideraron posibles proyectos de acuerdo con las necesidades del sistema. Es posible que en respuesta a la evolución de la demanda y del sistema, se definan obras de transmisión adicionales.



6

Anexos

6.1 PROYECCIÓN DESAGREGADA MENSUAL DE ENERGÍA Y POTENCIA

	Energía en GWh/mes			Potencia máxima en MW		
	Esc. bajo	Esc. medio	Esc. alto	Esc. bajo	Esc. medio	Esc. alto
ene/08	4,418	4,418	4,418	8,474	8,474	8,474
feb/08	4,315	4,315	4,315	8,678	8,678	8,678
mar/08	4,364	4,364	4,364	8,529	8,529	8,529
abr/08	4,470	4,470	4,470	8,628	8,628	8,628
may/08	4,513	4,513	4,513	8,707	8,707	8,707
jun/08	4,378	4,374	4,374	8,541	8,541	8,541
jul/08	4,595	4,595	4,595	8,524	8,524	8,524
ago/08	4,547	4,547	4,547	8,540	8,540	8,540
sep/08	4,544	4,544	4,544	8,709	8,709	8,709
oct/08	4,683	4,683	4,683	8,763	8,763	8,763
nov/08	4,460	4,460	4,460	8,800	8,800	8,800
dic/08	4,584	4,584	4,584	9,079	9,079	9,079
ene/09	4,465	4,465	4,465	8,493	8,493	8,493
feb/09	4,290	4,334	4,378	8,784	8,950	9,115
mar/09	4,677	4,723	4,769	8,770	8,944	9,117
abr/09	4,497	4,545	4,592	8,742	8,922	9,103
may/09	4,648	4,697	4,747	8,732	8,920	9,108
jun/09	4,495	4,546	4,597	8,652	8,848	9,044
jul/09	4,680	4,743	4,788	8,711	8,914	9,118
ago/09	4,740	4,804	4,849	8,732	8,942	9,153
sep/09	4,641	4,704	4,747	8,824	9,042	9,259
oct/09	4,772	4,836	4,881	8,895	9,119	9,343
nov/09	4,640	4,703	4,747	8,958	9,188	9,419
dic/09	4,805	4,870	4,916	9,299	9,536	9,773
ene/10	4,683	4,775	4,831	8,971	9,171	9,420
feb/10	4,460	4,548	4,601	9,075	9,278	9,529
mar/10	4,848	4,944	5,001	9,189	9,394	9,649
abr/10	4,657	4,749	4,804	9,125	9,329	9,582
may/10	4,852	4,947	5,005	9,125	9,329	9,582
jun/10	4,664	4,755	4,811	9,015	9,216	9,466
jul/10	4,845	4,940	4,997	9,281	9,488	9,745
ago/10	4,907	5,003	5,061	9,094	9,297	9,549
sep/10	4,804	4,899	4,955	9,188	9,393	9,648
oct/10	4,939	5,037	5,095	9,218	9,424	9,680
nov/10	4,803	4,898	4,955	9,324	9,532	9,791
dic/10	4,974	5,072	5,131	9,715	9,932	10,201
ene/11	4,842	4,966	5,063	9,277	9,538	9,874

Continúa 1/6

	Energía en GWh/mes			Potencia máxima en MW		
	Esc. bajo	Esc. medio	Esc. alto	Esc. bajo	Esc. medio	Esc. alto
feb/11	4,612	4,730	4,822	9,385	9,648	9,988
mar/11	5,013	5,141	5,242	9,503	9,770	10,114
abr/11	4,816	4,939	5,035	9,436	9,701	10,043
may/11	5,017	5,145	5,246	9,436	9,702	10,043
jun/11	4,822	4,945	5,042	9,323	9,584	9,922
jul/11	5,010	5,138	5,238	9,597	9,867	10,215
ago/11	5,074	5,203	5,305	9,404	9,669	10,009
sep/11	4,968	5,094	5,194	9,502	9,768	10,113
oct/11	5,108	5,238	5,341	9,533	9,800	10,146
nov/11	4,967	5,094	5,194	9,642	9,913	10,262
dic/11	5,143	5,275	5,378	10,047	10,329	10,693
ene/12	4,995	5,162	5,302	9,569	9,914	10,339
feb/12	4,757	4,916	5,049	9,680	10,029	10,459
mar/12	5,171	5,344	5,489	9,802	10,155	10,590
abr/12	4,967	5,134	5,273	9,733	10,084	10,516
may/12	5,175	5,348	5,493	9,733	10,085	10,517
jun/12	4,974	5,141	5,280	9,616	9,963	10,390
jul/12	5,167	5,340	5,485	9,899	10,257	10,696
ago/12	5,233	5,409	5,555	9,700	10,050	10,481
sep/12	5,124	5,296	5,439	9,800	10,154	10,589
oct/12	5,268	5,445	5,592	9,832	10,187	10,624
nov/12	5,123	5,295	5,438	9,945	10,304	10,746
dic/12	5,305	5,483	5,631	10,363	10,737	11,197
ene/13	5,155	5,361	5,545	9,875	10,297	10,814
feb/13	4,909	5,106	5,281	9,990	10,416	10,939
mar/13	5,336	5,550	5,741	10,115	10,547	11,077
abr/13	5,126	5,332	5,515	10,045	10,473	10,999
may/13	5,340	5,554	5,745	10,045	10,474	11,000
jun/13	5,133	5,339	5,522	9,923	10,347	10,867
jul/13	5,333	5,546	5,737	10,216	10,652	11,187
ago/13	5,401	5,617	5,810	10,011	10,438	10,962
sep/13	5,288	5,500	5,689	10,114	10,546	11,076
oct/13	5,437	5,655	5,849	10,147	10,580	11,112
nov/13	5,287	5,499	5,688	10,264	10,702	11,239
dic/13	5,475	5,694	5,890	10,694	11,151	11,711
ene/14	5,322	5,567	5,800	10,196	10,692	11,311
feb/14	5,069	5,302	5,524	10,314	10,816	11,443
mar/14	5,510	5,763	6,005	10,444	10,952	11,586
abr/14	5,293	5,536	5,768	10,371	10,875	11,506
may/14	5,514	5,768	6,009	10,371	10,876	11,506
jun/14	5,300	5,544	5,777	10,246	10,744	11,367
jul/14	5,506	5,759	6,001	10,548	11,061	11,702
ago/14	5,576	5,833	6,078	10,336	10,839	11,467
sep/14	5,460	5,711	5,950	10,443	10,951	11,585
oct/14	5,613	5,872	6,118	10,477	10,986	11,623
nov/14	5,459	5,710	5,950	10,597	11,113	11,757
dic/14	5,653	5,913	6,161	11,042	11,579	12,250
ene/15	5,489	5,780	6,071	10,515	11,102	11,840

Continúa 2/6

	Energía en GWh/mes			Potencia máxima en MW		
	Esc. bajo	Esc. medio	Esc. alto	Esc. bajo	Esc. medio	Esc. alto
feb/15	5,227	5,505	5,782	10,637	11,231	11,977
mar/15	5,682	5,984	6,286	10,771	11,372	12,128
abr/15	5,458	5,749	6,038	10,696	11,292	12,043
may/15	5,686	5,989	6,290	10,696	11,293	12,043
jun/15	5,466	5,757	6,046	10,567	11,156	11,898
jul/15	5,678	5,980	6,281	10,878	11,485	12,249
ago/15	5,751	6,057	6,362	10,659	11,254	12,002
sep/15	5,631	5,930	6,228	10,770	11,371	12,127
oct/15	5,789	6,097	6,404	10,805	11,408	12,166
nov/15	5,630	5,929	6,228	10,929	11,539	12,306
dic/15	5,830	6,140	6,449	11,387	12,023	12,822
ene/16	5,653	6,002	6,356	10,831	11,527	12,394
feb/16	5,384	5,716	6,053	10,956	11,661	12,538
mar/16	5,853	6,213	6,580	11,094	11,807	12,696
abr/16	5,622	5,969	6,321	11,016	11,725	12,607
may/16	5,857	6,218	6,585	11,017	11,725	12,607
jun/16	5,630	5,977	6,330	10,884	11,583	12,455
jul/16	5,849	6,209	6,575	11,205	11,925	12,822
ago/16	5,924	6,289	6,660	10,979	11,685	12,565
sep/16	5,800	6,157	6,520	11,093	11,806	12,694
oct/16	5,963	6,330	6,704	11,129	11,844	12,736
nov/16	5,799	6,156	6,520	11,257	11,981	12,882
dic/16	6,005	6,375	6,751	11,729	12,483	13,422
ene/17	5,823	6,227	6,653	11,155	11,959	12,973
feb/17	5,545	5,930	6,336	11,284	12,098	13,124
mar/17	6,028	6,447	6,887	11,426	12,250	13,289
abr/17	5,791	6,192	6,616	11,346	12,165	13,196
may/17	6,032	6,451	6,892	11,347	12,165	13,196
jun/17	5,799	6,201	6,625	11,210	12,018	13,037
jul/17	6,024	6,442	6,882	11,540	12,372	13,421
ago/17	6,101	6,524	6,971	11,308	12,124	13,151
sep/17	5,973	6,388	6,825	11,425	12,249	13,287
oct/17	6,142	6,568	7,017	11,462	12,289	13,330
nov/17	5,973	6,387	6,824	11,594	12,430	13,484
dic/17	6,185	6,614	7,066	12,080	12,951	14,049
ene/18	5,993	6,465	6,959	11,481	12,417	13,572
feb/18	5,707	6,157	6,628	11,614	12,561	13,729
mar/18	6,204	6,693	7,205	11,760	12,719	13,902
abr/18	5,959	6,430	6,921	11,677	12,630	13,805
may/18	6,208	6,698	7,210	11,678	12,631	13,805
jun/18	5,968	6,439	6,931	11,537	12,478	13,638
jul/18	6,200	6,689	7,200	11,877	12,846	14,040
ago/18	6,279	6,774	7,292	11,638	12,588	13,758
sep/18	6,147	6,632	7,139	11,758	12,718	13,900
oct/18	6,321	6,819	7,341	11,797	12,759	13,945
nov/18	6,147	6,632	7,139	11,932	12,906	14,106
dic/18	6,365	6,867	7,392	12,433	13,447	14,697
ene/19	6,171	6,717	7,295	11,823	12,901	14,226

Continúa 3/6

	Energía en GWh/mes			Potencia máxima en MW		
	Esc. bajo	Esc. medio	Esc. alto	Esc. bajo	Esc. medio	Esc. alto
feb/19	5,878	6,397	6,948	11,960	13,051	14,391
mar/19	6,389	6,954	7,552	12,111	13,215	14,572
abr/19	6,137	6,680	7,255	12,026	13,122	14,470
may/19	6,394	6,959	7,558	12,026	13,123	14,470
jun/19	6,146	6,689	7,265	11,881	12,964	14,295
jul/19	6,385	6,949	7,547	12,231	13,346	14,717
ago/19	6,466	7,038	7,644	11,986	13,078	14,421
sep/19	6,331	6,891	7,483	12,109	13,213	14,570
oct/19	6,509	7,085	7,694	12,149	13,256	14,617
nov/19	6,330	6,890	7,483	12,288	13,409	14,785
dic/19	6,555	7,135	7,748	12,804	13,971	15,406
ene/20	6,365	6,948	7,568	12,194	13,345	14,758
feb/20	6,062	6,617	7,208	12,336	13,499	14,930
mar/20	6,590	7,193	7,835	12,491	13,669	15,117
abr/20	6,330	6,910	7,526	12,403	13,574	15,012
may/20	6,594	7,198	7,841	12,404	13,574	15,012
jun/20	6,339	6,919	7,537	12,254	13,410	14,831
jul/20	6,585	7,188	7,829	12,615	13,805	15,268
ago/20	6,669	7,280	7,930	12,362	13,528	14,961
sep/20	6,530	7,128	7,764	12,489	13,667	15,115
oct/20	6,714	7,329	7,983	12,530	13,712	15,165
nov/20	6,529	7,127	7,763	12,674	13,870	15,339
dic/20	6,761	7,380	8,039	13,206	14,451	15,982
ene/21	6,528	7,186	7,850	12,506	13,802	15,308
feb/21	6,217	6,844	7,476	12,652	13,962	15,486
mar/21	6,758	7,440	8,127	12,810	14,137	15,680
abr/21	6,492	7,146	7,807	12,721	14,038	15,571
may/21	6,763	7,445	8,133	12,721	14,039	15,571
jun/21	6,501	7,156	7,818	12,568	13,869	15,383
jul/21	6,754	7,434	8,121	12,938	14,278	15,837
ago/21	6,840	7,529	8,225	12,678	13,991	15,518
sep/21	6,697	7,372	8,053	12,809	14,136	15,679
oct/21	6,886	7,580	8,280	12,851	14,182	15,730
nov/21	6,696	7,371	8,052	12,999	14,345	15,911
dic/21	6,934	7,633	8,338	13,544	14,946	16,578
ene/22	6,695	7,450	8,182	12,825	14,309	15,956
feb/22	6,376	7,096	7,793	12,974	14,475	16,141
mar/22	6,931	7,713	8,471	13,137	14,657	16,344
abr/22	6,658	7,409	8,137	13,045	14,554	16,230
may/22	6,936	7,719	8,477	13,046	14,555	16,230
jun/22	6,667	7,419	8,148	12,888	14,379	16,034
jul/22	6,926	7,708	8,465	13,268	14,803	16,507
ago/22	7,015	7,806	8,573	13,001	14,505	16,175
sep/22	6,868	7,643	8,394	13,136	14,655	16,342
oct/22	7,061	7,858	8,630	13,179	14,703	16,396
nov/22	6,867	7,642	8,393	13,330	14,872	16,584
dic/22	7,111	7,913	8,691	13,889	15,496	17,280
ene/23	6,881	7,681	8,481	13,182	14,752	16,539

Continúa 4/6

	Energía en GWh/mes			Potencia máxima en MW		
	Esc. bajo	Esc. medio	Esc. alto	Esc. bajo	Esc. medio	Esc. alto
feb/23	6,553	7,315	8,077	13,335	14,923	16,731
mar/23	7,124	7,952	8,780	13,503	15,110	16,941
abr/23	6,843	7,638	8,434	13,408	15,005	16,823
may/23	7,129	7,957	8,787	13,409	15,005	16,823
jun/23	6,852	7,649	8,446	13,247	14,824	16,620
jul/23	7,119	7,946	8,774	13,637	15,261	17,110
ago/23	7,210	8,048	8,886	13,363	14,954	16,766
sep/23	7,059	7,879	8,700	13,501	15,108	16,939
oct/23	7,258	8,101	8,946	13,545	15,158	16,994
nov/23	7,058	7,878	8,700	13,701	15,332	17,190
dic/23	7,309	8,158	9,008	14,276	15,975	17,911
ene/24	7,071	7,909	8,772	13,547	15,191	17,106
feb/24	6,734	7,533	8,354	13,704	15,367	17,305
mar/24	7,321	8,188	9,081	13,876	15,560	17,522
abr/24	7,032	7,866	8,724	13,779	15,451	17,400
may/24	7,326	8,194	9,088	13,779	15,451	17,400
jun/24	7,042	7,877	8,736	13,613	15,265	17,190
jul/24	7,315	8,182	9,075	14,014	15,715	17,697
ago/24	7,409	8,287	9,191	13,733	15,399	17,341
sep/24	7,254	8,114	8,999	13,875	15,558	17,520
oct/24	7,458	8,342	9,252	13,920	15,609	17,577
nov/24	7,253	8,113	8,998	14,080	15,788	17,779
dic/24	7,511	8,401	9,317	14,670	16,450	18,525
ene/25	7,258	8,164	9,095	13,904	15,679	17,737
feb/25	6,912	7,775	8,662	14,066	15,861	17,943
mar/25	7,514	8,452	9,416	14,242	16,061	18,168
abr/25	7,218	8,119	9,045	14,143	15,948	18,041
may/25	7,519	8,458	9,423	14,143	15,949	18,042
jun/25	7,228	8,130	9,058	13,972	15,756	17,824
jul/25	7,508	8,446	9,410	14,384	16,221	18,349
ago/25	7,605	8,554	9,530	14,095	15,895	17,981
sep/25	7,445	8,375	9,331	14,241	16,059	18,166
oct/25	7,655	8,611	9,594	14,287	16,111	18,226
nov/25	7,445	8,374	9,330	14,451	16,296	18,435
dic/25	7,709	8,671	9,661	15,058	16,980	19,208
ene/26	7,448	8,431	9,440	14,270	16,192	18,409
feb/26	7,094	8,029	8,991	14,435	16,380	18,623
mar/26	7,711	8,728	9,773	14,616	16,586	18,857
abr/26	7,407	8,384	9,388	14,514	16,470	18,725
may/26	7,717	8,734	9,780	14,515	16,470	18,725
jun/26	7,418	8,396	9,401	14,339	16,271	18,499
jul/26	7,706	8,722	9,766	14,762	16,751	19,045
ago/26	7,804	8,834	9,891	14,465	16,414	18,662
sep/26	7,641	8,649	9,684	14,615	16,584	18,855
oct/26	7,856	8,892	9,957	14,662	16,638	18,916
nov/26	7,640	8,648	9,683	14,831	16,829	19,134
dic/26	7,911	8,955	10,027	15,453	17,535	19,936
ene/27	7,647	8,696	9,787	14,650	16,702	19,087

Continúa 5/6

	Energía en GWh/mes			Potencia máxima en MW		
	Esc. bajo	Esc. medio	Esc. alto	Esc. bajo	Esc. medio	Esc. alto
feb/27	7,283	8,282	9,322	14,820	16,896	19,308
mar/27	7,917	9,003	10,133	15,006	17,108	19,551
abr/27	7,605	8,648	9,734	14,901	16,989	19,414
may/27	7,922	9,010	10,140	14,901	16,989	19,414
jun/27	7,615	8,660	9,747	14,721	16,784	19,180
jul/27	7,911	8,997	10,126	15,155	17,279	19,745
ago/27	8,012	9,112	10,255	14,851	16,931	19,349
sep/27	7,845	8,921	10,041	15,004	17,106	19,549
oct/27	8,066	9,173	10,324	15,053	17,162	19,612
nov/27	7,844	8,920	10,040	15,226	17,359	19,838
dic/27	8,122	9,237	10,396	15,865	18,087	20,670
ene/28	7,850	8,968	10,144	15,039	17,224	19,782
feb/28	7,476	8,541	9,661	15,213	17,424	20,011
mar/28	8,127	9,284	10,502	15,404	17,643	20,262
abr/28	7,806	8,918	10,088	15,296	17,520	20,121
may/28	8,133	9,291	10,509	15,297	17,520	20,121
jun/28	7,817	8,931	10,102	15,112	17,308	19,878
jul/28	8,121	9,278	10,494	15,558	17,819	20,464
ago/28	8,225	9,397	10,629	15,245	17,460	20,053
sep/28	8,053	9,200	10,406	15,402	17,641	20,260
oct/28	8,280	9,459	10,699	15,453	17,698	20,326
nov/28	8,052	9,199	10,405	15,630	17,902	20,560
dic/28	8,338	9,526	10,775	16,286	18,653	21,422
ene/29	8,055	9,252	10,519	15,432	17,771	20,513
feb/29	7,672	8,812	10,018	15,611	17,977	20,751
mar/29	8,339	9,579	10,890	15,807	18,203	21,011
abr/29	8,011	9,202	10,461	15,697	18,075	20,865
may/29	8,346	9,586	10,898	15,697	18,076	20,865
jun/29	8,022	9,214	10,475	15,508	17,858	20,613
jul/29	8,334	9,572	10,882	15,965	18,384	21,221
ago/29	8,440	9,695	11,021	15,644	18,014	20,794
sep/29	8,264	9,492	10,791	15,806	18,201	21,009
oct/29	8,496	9,759	11,095	15,857	18,260	21,077
nov/29	8,263	9,491	10,790	16,039	18,470	21,320
dic/29	8,556	9,828	11,173	16,712	19,245	22,214
ene/30	8,265	9,547	10,910	15,835	18,336	21,276
feb/30	7,872	9,092	10,391	16,018	18,549	21,523
mar/30	8,557	9,884	11,295	16,220	18,782	21,793
abr/30	8,220	9,494	10,850	16,106	18,651	21,641
may/30	8,563	9,891	11,303	16,107	18,651	21,641
jun/30	8,231	9,508	10,865	15,912	18,426	21,380
jul/30	8,551	9,877	11,287	16,381	18,969	22,010
ago/30	8,660	10,003	11,432	16,052	18,588	21,568
sep/30	8,479	9,794	11,192	16,218	18,780	21,791
oct/30	8,718	10,070	11,508	16,271	18,841	21,862
nov/30	8,478	9,793	11,191	16,458	19,057	22,113
dic/30	8,779	10,141	11,588	17,148	19,857	23,040

6.2 DISTRIBUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTORES

Basados en los consumos de electricidad por sector, obtenidos para esta proyección, se desagregó la demanda final nacional por cada uno de los sectores modelados, para lograr esto se asumió que la demanda recuperada se distribuye proporcionalmente en los sectores residencial y comercial, además la demanda de cargas especiales se adicionó al sector industrial. La demanda de cada sector incluye pérdidas.

	GWh			Tasa de crecimiento %		
	Bajo	Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto
2007	20,216	20,216	20,216			
2008	20,461	20,539	20,617	1.21%	1.60%	1.98%
2009	20,681	20,928	21,132	1.07%	1.89%	2.50%
2010	21,058	21,473	21,722	1.82%	2.61%	2.79%
2011	21,387	21,933	22,363	1.56%	2.14%	2.95%
2012	21,678	22,404	23,011	1.36%	2.15%	2.90%
2013	22,011	22,893	23,680	1.54%	2.18%	2.91%
2014	22,377	23,407	24,389	1.66%	2.25%	3.00%
2015	22,714	23,922	25,126	1.51%	2.20%	3.02%
2016	23,051	24,472	25,916	1.48%	2.30%	3.14%
2017	23,395	25,019	26,729	1.49%	2.23%	3.14%
2018	23,748	25,621	27,580	1.51%	2.41%	3.18%
2019	24,108	26,239	28,496	1.52%	2.41%	3.32%
2020	24,479	26,721	29,105	1.54%	1.84%	2.14%
2021	24,736	27,229	29,745	1.05%	1.90%	2.20%
2022	25,011	27,835	30,569	1.11%	2.22%	2.77%
2023	25,355	28,302	31,252	1.37%	1.68%	2.23%
2024	25,624	28,661	31,787	1.06%	1.27%	1.71%
2025	26,233	29,508	32,876	2.38%	2.96%	3.42%
2026	26,854	30,395	34,035	2.37%	3.01%	3.53%
2027	27,499	31,273	35,197	2.40%	2.89%	3.42%
2028	28,156	32,167	36,385	2.39%	2.86%	3.38%
2029	28,820	33,103	37,633	2.36%	2.91%	3.43%
2030	29,495	34,069	38,933	2.34%	2.92%	3.45%

Tabla 6-1 Proyección de demanda residencial.

	GWh			Tasa de Crecimiento %		
	Bajo	Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto
2007	10,514	10,514	10,514			
2008	10,973	11,015	11,056	4.37%	4.76%	5.16%
2009	11,840	11,982	12,099	7.90%	8.78%	9.43%
2010	12,821	13,074	13,226	8.28%	9.12%	9.31%
2011	13,825	14,178	14,456	7.83%	8.45%	9.30%
2012	14,813	15,309	15,723	7.14%	7.97%	8.77%
2013	15,830	16,465	17,030	6.87%	7.55%	8.31%
2014	16,872	17,649	18,389	6.58%	7.19%	7.98%
2015	17,889	18,840	19,789	6.03%	6.75%	7.61%
2016	18,901	20,066	21,249	5.66%	6.51%	7.38%
2017	19,912	21,294	22,750	5.35%	6.12%	7.06%
2018	20,926	22,576	24,302	5.09%	6.02%	6.82%
2019	21,939	23,879	25,933	4.85%	5.77%	6.71%
2020	22,992	25,098	27,338	4.80%	5.10%	5.42%
2021	23,952	26,366	28,802	4.17%	5.05%	5.36%
2022	24,894	27,704	30,425	3.93%	5.07%	5.64%
2023	25,871	28,878	31,888	3.93%	4.24%	4.81%
2024	26,861	30,045	33,322	3.83%	4.04%	4.50%
2025	27,614	31,061	34,607	2.81%	3.38%	3.86%
2026	28,385	32,129	35,976	2.79%	3.44%	3.96%
2027	29,188	33,194	37,360	2.83%	3.32%	3.85%
2028	30,011	34,286	38,782	2.82%	3.29%	3.81%
2029	30,846	35,431	40,280	2.78%	3.34%	3.86%
2030	31,702	36,617	41,845	2.77%	3.35%	3.89%

Tabla 6-2 Proyección de demanda comercial

	GWh			Tasa de Crecimiento %		
	Bajo	Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto
2007	18,307	18,307	18,307			
2008	18,664	18,735	18,806	1.95%	2.34%	2.73%
2009	19,137	19,366	19,555	2.53%	3.37%	3.98%
2010	19,831	20,222	20,457	3.63%	4.42%	4.61%
2011	20,469	20,992	21,403	3.22%	3.80%	4.62%
2012	21,098	21,805	22,395	3.07%	3.87%	4.64%
2013	21,730	22,601	23,377	2.99%	3.65%	4.38%
2014	22,399	23,430	24,412	3.08%	3.67%	4.43%
2015	23,113	24,342	25,567	3.19%	3.89%	4.73%
2016	23,820	25,288	26,780	3.06%	3.89%	4.74%
2017	24,571	26,277	28,073	3.15%	3.91%	4.83%
2018	25,319	27,316	29,404	3.04%	3.95%	4.74%
2019	26,168	28,482	30,932	3.36%	4.27%	5.20%
2020	27,132	29,618	32,260	3.68%	3.99%	4.29%
2021	27,945	30,761	33,603	2.99%	3.86%	4.16%
2022	28,809	32,061	35,211	3.09%	4.22%	4.78%
2023	29,783	33,246	36,710	3.38%	3.70%	4.26%
2024	30,868	34,527	38,293	3.64%	3.85%	4.31%
2025	31,772	35,738	39,817	2.93%	3.51%	3.98%
2026	32,697	37,010	41,441	2.91%	3.56%	4.08%
2027	33,663	38,282	43,086	2.95%	3.44%	3.97%
2028	34,652	39,588	44,779	2.94%	3.41%	3.93%
2029	35,658	40,958	46,563	2.90%	3.46%	3.98%
2030	36,690	42,379	48,429	2.89%	3.47%	4.01%

Tabla 6-3 Proyección de demanda industrial

	GWh			Tasa de Crecimiento %		
	Alto	Medio	Bajo	Bajo	Medio	Alto
2007	3,814	3,814	3,814			
2008	3,740	3,797	3,811	-1.94%	-0.45%	-0.07%
2009	3,740	3,785	3,822	-1.13%	-0.33%	0.27%
2010	3,724	3,797	3,842	-0.42%	0.34%	0.52%
2011	3,710	3,804	3,879	-0.39%	0.18%	0.97%
2012	3,672	3,795	3,898	-1.02%	-0.25%	0.48%
2013	3,649	3,796	3,926	-0.61%	0.02%	0.73%
2014	3,626	3,793	3,952	-0.64%	-0.07%	0.66%
2015	3,602	3,793	3,984	-0.67%	0.00%	0.81%
2016	3,566	3,785	4,009	-1.00%	-0.20%	0.62%
2017	3,537	3,783	4,041	-0.80%	-0.08%	0.81%
2018	3,507	3,783	4,072	-0.86%	0.02%	0.77%
2019	3,477	3,785	4,110	-0.84%	0.04%	0.93%
2020	3,464	3,781	4,118	-0.39%	-0.10%	0.19%
2021	3,434	3,780	4,129	-0.85%	-0.02%	0.27%
2022	3,394	3,778	4,149	-1.15%	-0.07%	0.47%
2023	3,383	3,776	4,170	-0.33%	-0.03%	0.51%
2024	3,374	3,774	4,186	-0.26%	-0.06%	0.39%
2025	3,397	3,821	4,257	0.66%	1.23%	1.69%
2026	3,417	3,868	4,331	0.61%	1.24%	1.75%
2027	3,438	3,910	4,401	0.61%	1.08%	1.60%
2028	3,457	3,950	4,467	0.55%	1.02%	1.52%
2029	3,474	3,990	4,536	0.48%	1.02%	1.53%
2030	3,488	4,029	4,604	0.42%	0.98%	1.51%

Tabla 6-4 Proyección de demanda otros agentes

6.3 EXPANSIÓN REPORTADA POR LOS OPERADORES DE RED

Año de entrada	Nombre	Tensión (kv)	Elemento	Descripción	Capacidad
Codensa					
2008	Comsisa	115	Subestación	Nueva	65 MVA
2008	Comsisa - Termostiza	115	Línea	Reconfigura el circuito Termostiza - Chia	800 A
2008	Comsisa - Chia	115	Línea	Reconfigura el circuito Termostiza - Chia	800 A
2008	Salitre	115	Compensación	Compensación capacitiva	4 X 45 MVAR
2009	Calle Primera	115	Subestación	Cambia de 57.5 kv a 115 kv	60
2009	Calle Primera - Concordia	115	Línea	Cambio de nivel de tensión de 57.5 kv a 115 kv	800 A
2009	Calle Primera - Veraguas	115	Línea	Cambio de nivel de tensión de 57.5 kv a 115 kv	800 A
2009	Centro Urbano	115	Subestación	Cambia de 57,5 kv a 115 kv	60 MVA
2009	Centro Urbano - Salitre	115	Línea	Cambio de nivel de tensión de 57.5 kv a 115 kv	800 A
2009	Centro Urbano - Veraguas	115	Línea	Cambio de nivel de tensión de 57,5 kv a 115 kv	800 A
2009	Florida - Tibabuyes	115	Línea	Reconfigura Bacatá - Tibabuyes	800 A
2009	Florida - Bacatá	115	Línea	Reconfigura Bacatá - Tibabuyes	800 A
2009	Techo	115	Compensación	Compensación capacitiva	1 X 45 MVAR
2009	Tenjo	115	Compensación	Compensación capacitiva	1 X 45 MVAR
2010	Florida	115	Subestación	Nueva	120 MVA
2010	Concordia	115	Compensación	Compensación capacitiva	1 X 45 MVAR
2010	Noroeste 230 Kv	230/115/13.8	Transformador	Tercer transformador, Tridevanado	168 MVA
2010	Torca 230 Kv	230/115/13.8	Transformador	Quinto transformador, Tridevanado	300 MVA
2011	Sauces (Nueva Esperanza)	500	Subestación	Forma parte de propuesta de expansión en el STN	450 MVA
2011	Sauces 500 Kv (Nueva Esperanza)	500/120/11.4	Transformador	Primer transformador, forma parte de propuesta de expansión en el STN	
2011	Tunal - Veraguas	115	Línea	Reconfigura Laguneta - Veraguas 115 kv y Tunal - La Paz 115 kv	800 A
2011	Laguneta - La Paz	115	Línea	Reconfigura Laguneta - Veraguas 115 kv y tunal - La Paz 115 kv	800 A
2011	Laguneta - Nueva Esperanza	115	Línea	Reconfigura Laguneta - La Paz 115 kv	800 A
2011	La Paz - Nueva Esperanza	115	Línea	Reconfigura Laguneta - La Paz 115 kv	800 A
2011	Techo - Nueva Esperanza	115	Línea	Reconfigura Techo - Bosa 115 kv	800 A
2011	Bosa - Nueva Esperanza 1	115	Línea	Reconfigura Techo - Bosa 115 kv	800 A
2011	Bosa - Nueva Esperanza 2	115	Línea	Reconfigura Bosa - Laguneta 115 kv quedando abierta en Laguneta	800 A
2011	Muña - Nueva Esperanza	115	Línea	Circuito nuevo	800 A
2011	Terminal - Salitre	115	Línea	Reconfigura Salitre - Fontibón	800 A
2011	Terminal - Fontibón	115	Línea	Reconfigura Salitre - Fontibón	800 A
2011	Terminal	115	Subestación	Nueva	120 MVA
2012	Bacata 500 Kv	500/120/11.4	Transformador	Segundo transformador, tridevanado	450 MVA
2013	Balsillas 220 Kv	220/120/13.8	Transformador	Quinto transformador, tridevanado	240 MVA
2013	Balsillas 220 Kv	220/120/13.8	Transformador	Sexto transformador, tridevanado	240 MVA
Centrales Eléctricas del Cauca - Cedelca					
2009	Principal	115/13.2	Transformador	Reemplazo transformador existente 26 mva	30 MVA
2010	Guapi	115	Subestación	Nueva subestación	20 MVA
2010	Brazo Seco	115	Subestación	Nueva subestación	22 MVA
2010	Brazo Seco-Guapi	115	Línea	Circuito nuevo	464 A
2012	San Bernardino-Guapi	115	Línea	Circuito nuevo	464 A
2012	S/Corrales	115	Subestación	Nueva subestación	20 MVA
2015	Julumito	115	Subestación	Nueva subestación	75 MVA
2015	San Bernardino-Julumito	115	Línea	Circuito nuevo	455 A

Continúa 1/5

Año de entrada	Nombre	Tensión (kv)	Elemento	Descripcion	Capacidad
Centrales Eléctricas de Nariño - Cedenar					
2009	Jardinera	230/115	Subestación	Propuesta de expansión a nivel STN	150 MVA
2009	Jardinera-Jamondino	220	Línea	Reconfiguración de 56 km de la línea jamondino- junin aislada a 230 kv, hoy en servicio a 115 kv	200 A
2009	Jardinera	230/115/13.8	Transformador	Hace parte de proyecto s/e jardinera 230 kv	75/75/4.7 MVA
2009	Jardinera1	115	Subestación	Nueva subestación	150 MVA
2009	Jardinera	115/34.5/13.8	Transformador	Nuevo transformador	40/40/1.5 MVA
2010	Ancuya3	115	Subestación	Nueva subestación	50 MVA
2009	Jardinera-Ancuya	115	Línea	Circuito nuevo	200 A
2010	Jardinera -Panamericana	115	Línea	Circuito nuevo	200 A
2010	Ancuya	115/34.5/13.8	Transformador	Nuevo transformador	25/25/1.5 MVA
2010	Suroriente	115/34.5/13.8	Transformador		25/25/1.5 MVA
2020	Suroriente2	230	Subestación	Propuesta de expansión a nivel stn	150 MVA
2020	Suroriente	230/115/13.8	Transformador	Hace parte de proyecto S/E Suroriente 230 kv	75/75/1.5 MVA
2020	Suroriente1	115	Subestación		150 MVA
2020	Suroriente-Jamondino	220	Línea		200 A
2020	Suroriente-Jardinera	220	Línea		200 A
2020	Suroriente-Pasto	115	Línea	Circuito nuevo	200 A
2020	Suroriente-Catambuco	115	Línea	Circuito nuevo	200 A
2021	Rosaflorida	115/34./13.2	Transformador	Nuevo transformador	30/30/1.5 MVA
2025	Panamericana	115/34.5/13.2	Transformador	Nuevo transformador	75/75/1.5 MVA
Centrales Electricas de Norte de Santander - CENS					
2008	Sevilla	115/13.8	Transformador	Nuevo transformador	32/32/10.6 MVA
Central Hidroeléctrica de Caldas - CHEC					
2008	Ínsula-Liofilizado	115	Línea	Cambia de 33 kv a 115 kv	
2010	Armenia	230	Subestación	Propuesta de expansión a nivel STN	150 MVA
2010	Armenia 1	230/115/13.8	Transformador	Hace parte de proyecto s/e Armenia 230 kv. Conectado a la S/E Armenia 115 kv	150 MVA
2010	Armenia - La Hermosa	230	Línea	Circuito nuevo. Propuesta de expansión a nivel STN (40 km)	530 A
2013	Esmeralda 230 Kv	230/115/13.8	Transformador	Tercer transformador, Tridevanado	180 MVA
Empresa de Energía de Boyacá - EBSA					
2008	Tunja - Chiquinquirá	115	Línea	Circuito nuevo	427 A
2008	Vte Arcabuco-Tunja	115	Línea	Circuito nuevo	600 A
2008	Termopaipa	230/115	Transformador	Tercer transformador	90 MVA
2008	Termopaipa	115/34.5/13.2	Transformador	Cuarto transformador	25/15/10 MVA
2009	Paipa - Sogamoso Ii	115	Línea	Circuito nuevo	600 A
Empresa de Energía de Pereira - EEP					
2008	Dosquebradas - Pavas	115	Línea	Reconfigura Dosquebradas - Papeles	527 A
2008	Pavas	115	Subestación	Nueva subestación	75 MVA
2008	Pavas - Papeles	115	Línea	Reconfigura Dosquebradas - Papeles	527 A
2009	Virginia - Pavas	115	Línea	Doble circuito nuevo	687 A
2009	Virginia 2	230/115	Transformador	Segundo transformador, tridevanado	90 MVA
Empresas Publicas de Medellín - EPM					
Actual	Envigado-Guayabal 1 Y 2	110	Línea	Los dos circuitos existentes salen de operación por ampliación via regional en Medellín	

Continúa 2/5

Año de entrada	Nombre	Tensión (kv)	Elemento	Descripcion	Capacidad
Actual	Guayabal-Ancon Sur	110	Línea	Se reconfigura para conectarse a la s/e envigado y suplir retiro de los 2 circuitos envigado - guayabal	
2008	Guayabal-Envigado	110	Línea	Nuevo circuito de la reconfiguración	467 Amp
2008	Envigado-Ancon Surnvigado-Ancon Sur	110	Línea	Nuevo circuito de la reconfiguración	468 Amp
2010	Yarumal li	110	Subestacion	Traslado de la s/e para ampliación	40 MVA
2010	Guayabal	110/13.2	Transformador	Transformador nuevo	30 MVA
2010	Apartadó	110/44	Transformador	Transformador nuevo	40 MVA
2011	Segovia	110	Subestacion	Nueva subestación.	40 MVA
2011	El Tigre-Segovia	110	Línea	Nueva línea	467 Amp
2011	Segovia	110/44	Transformador	Transformador nuevo	40 MVA
2014	Guayabal	220	Subestacion	Nueva subestación del stn	180 MVA
2014	Guayabal	220/110/44	Transformador	Transformador nuevo conexión al STN	180 MVA
2014	Ancon Sur - Guayabal	220	Línea	Nueva línea	915 Amp
2021	Caucasia	110/44	Transformador	Transformador nuevo	40 MVA
Electricaribe					
2008	Termoflores	115	Subestación	Unir barras de Flores 1 y Flores 2, reemplaza nueva Barranquilla	150 MVA
2008	Termoflores	220/110	Transformador	Segundo transformador, Bidevanado	150 MVA
2008	Baranoa	110/34.5/13.8	Transformador	Nuevo nivel de tensión primer transformador	60/35/30 MVA
2008	Libertador	110/13.8	Transformador	Segundo transformador	30 MVA
2008	Candelaria	220/110	Transformador	Propuesta de expansión a nivel STN	100 MVA
2009	Tenera	66/13.8	Transformador	Nuevo transformador	45 MVA
2009	Mompox	110/34.5/13.8	Transformador	Reemplaza el existente 110/34.5/13.8	40/20/20 MVA
2009	Bosque	230	Subestación	Propuesta de expansión a nivel STN	100 MVA
2009	Chambacú	110 - 66/13.8	Transformador	Primer transformador	50 MVA
2009	Chambacú	110 - 66/13.8	Transformador	Segundo transformador	50 MVA
2009	Bocagrande	110 - 66/13.8	Transformador	Primer transformador	50 MVA
2009	Bocagrande	110 - 66/13.8	Transformador	Segundo transformador	50 MVA
2009	Bosque	220/110-66	Transformador	Propuesta de expansión a nivel STN	150 MVA
2009	Bosque -Chambacú-1	66	Línea	Reconfiguración Cartagena-Chambacú 66kv	504 A.
2009	Tcartagena-Zaragocilla	66	Línea	Reconfiguración Cartagena-Chambacú 66kv	504 A.
2009	Bosque -Chambacú-2	66	Línea	Reconfiguración Zaragocilla-Chambacú 66kv	504 A.
2009	Manzanares	110/13.8	Transformador	Nuevo transformador	50 MVA
2009	Juan Mina	110	Subestación	Nueva para atención de nueva demanda	50 MVA
2009	Juan Mina	110/13.8	Transformador	Nuevo transformador	50 MVA
2009	Nva. Barranquilla-Juan Mina	110	Línea	Nuevo circuito	712 A.
2009	La Sierpe	115	Subestación	Nueva para atención de nueva demanda	30 MVA
2009	San Marcos-La Sierpe	110	Línea	Nuevo circuito	643 A.
2009	La Sierpe	110/34.5/13.8	Transformador	Nuevo transformador	30/20/15 MVA
2009	Riohacha - Maicao	110	Línea	Nuevo circuito	712 A.
2010	Cereté	115	Subestación	Nueva subestación	50 MVA
2010	Bolívar-Bosque	220	Línea	Propuesta de expansión a nivel STN, reconfigurando el circuito bosque Ternera	630 A.
2010	Bosque-Tenera	220	Línea	Propuesta de expansión a nivel STN, reconfigurando el circuito bosque Ternera	630 A.
2010	Tenerife	66	Subestación	Nueva subestación	20 MVA
2010	Tenerife	66/34.5	Transformador	Nuevo transformador	20 MVA

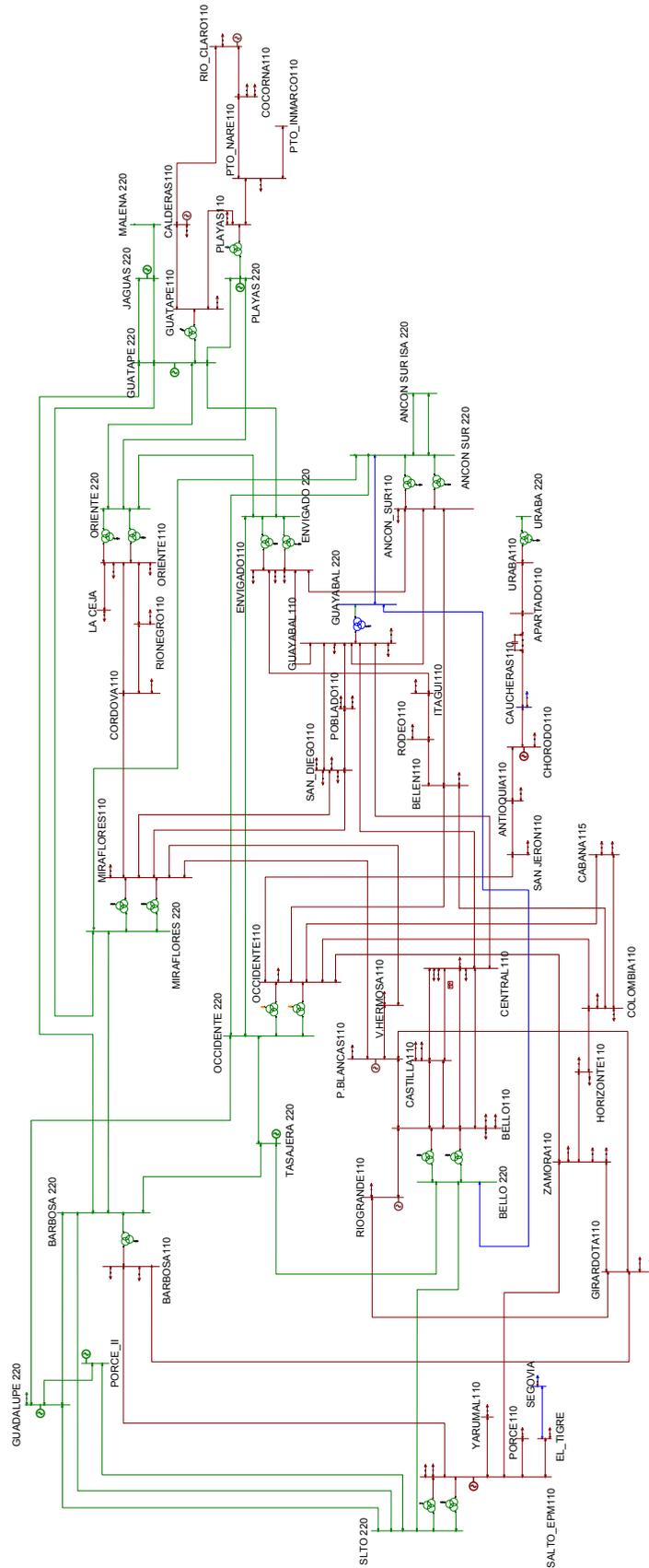
Continúa 3/5

Año de entrada	Nombre	Tensión (kv)	Elemento	Descripcion	Capacidad
2010	Manzanillo	66	Subestación	Nueva subestación	30 MVA
2010	Manzanillo	66/13.8	Transformador	Nuevo transformador	30 MVA
2010	Tenera-Manzanillo	66	Línea	Reconfiguración Tenera-Bayunca 66kv	945 A.
2010	Manzanillo-Bayunca	66	Línea	Reconfiguración Tenera-Bayunca 66kv	945 A.
2010	Calamar	66/34.5	Transformador	Nuevo transformador	30/20/10 MVA
2010	Calamar-Tenerife	66	Línea	Nuevo circuito	500 A.
2010	Chinú	500/110	Transformador	Ampliación de capacidad, cambiando uno de los trafos existentes por otro nuevo	3x83.33 MVA
2010	Cereté	110/13.8	Transformador	Nuevo transformador	30 MVA
2010	Chinú-Cerete	110	Línea	Nuevo circuito	712 A.
2010	Cerete-Montería	110	Línea	Nuevo circuito	712 A.
2010	Manzanares	110/13.8	Transformador	Reemplazo de los trafos actuales	50 MVA
2011	Riomar	110	Subestación	Cambio de nivel de tensión de 34,5 a 110 kv	100 MVA
2011	Riomar	110/13.8	Transformador	Primer transformador	50 MVA
2011	Riomar	110/13.8	Transformador	Segundo transformador	50 MVA
2011	Fundación	110/34.5	Transformador	Nuevo	50 MVA
2011	Termoflores-Riomar	110	Línea	Reconfiguración Riomar - Oasis 110 kv	945 A.
2011	Riomar-Oasis	110	Línea	Reconfiguración Riomar - Oasis 110 kv	945 A.
2012	San Jacinto	66/34.5/13.8	Transformador	Nuevo transformador	25/15/10 MVA
2012	Rio Sinú	110/34.5/13.8	Transformador	Ampliar transformación	45/30/15 MVA
2012	Bosque-Chambacú	110	Línea	Nuevo circuito	712 A.
2012	Bosque-Bocagrande	110	Línea	Nuevo circuito	712 A.
2012	Chambacú-Bocagrande	110	Línea	Nuevo circuito	712 A.
Electrificadora del Caqueta - Electrocaqueta					
2009	Doncello	115	Subestación	Nueva subestación - Barra Sencilla	15 MVA
2009	Centro (Florencia) - Doncello	115	Línea	Cambio de nivel de tensión de 34,5 kv a 115 kv. Línea asilada para 115 kv	593 A.
Electrificadora del Meta - EMSA					
2008	Puerto López	115	Subestación	Cambia de 34.5 kv a 115 kv	15 MVA
2008	Puerto López	115/34.5	Transformador	Transformador nuevo	15 MVA
2008	Ocoa - Puerto López	115	Línea	Cambia de 34.5 kv a 115 kv	
2009	Suria	115	Subestación	Reconfigurado línea entre Ocoa y Puerto López	30 MVA
2009	Suria	115/34.5/13.2	Transformador	Transformador nuevo	ND
Enertolima					
2009	Brisas	115	Subestación	Nueva subestación	40/50 MVA
2009	Brisas	115/34.5	Transformador	Nuevo transformador	50 MVA
2009	Mirolindo	230/115/13.2	Transformador	Segundo transformador de conexión al STN	150 MVA
2010	Mirolindo - Brisas	115	Línea	Circuito nuevo	763 A
Empresa de Energía del Pacífico - EPSA					
2009	Alto Anchicaya	220/115/13.8	Transformador	Nuevo transformador	90/90/30 MVA
2009	Alto Anchicaya - Bajo Anchicaya	115	Línea	Reconfigura el circuito B. Anchicaya - Chipichape 1	400 A
2009	Alto Anchicaya - Chipichape	115	Línea	Reconfigura el circuito B. Anchicaya - Chipichape 1	400 A
2009	Jamundí 115	115/34.5	Transformador	Nuevo transformador	25 MVA
2009	Palmaseca	115/34.5	Transformador	Nuevo transformador	25 MVA
2010	Sub220	230/115/13.8	Transformador	Nuevo transformador	120/120/30 MVA
2009	Jamundi	115	Subestación	Nueva subestación	25 MVA
2009	Palmaseca	115	Subestación	Nueva. Configuración Barra Sencilla	25 MVA

Continúa 4/5

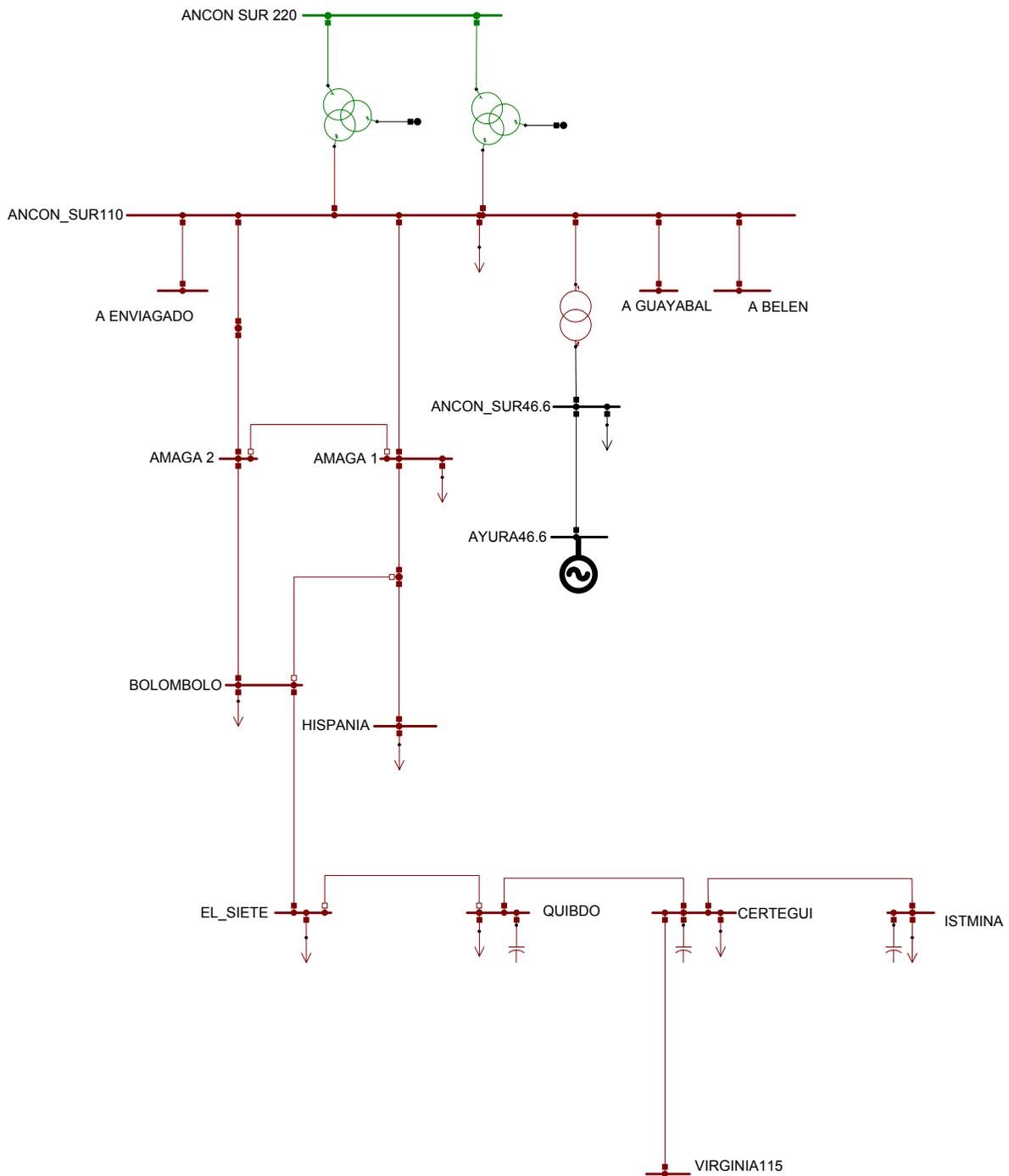
Año de entrada	Nombre	Tensión (kv)	Elemento	Descripcion	Capacidad
2009	Pance - Jamundi	115	Línea	Reconfigura Pance - Santander	540 A
2009	Jamundi - Santander	115	Línea	Reconfigura Pance - Santander	540 A
2009	Guachal-Palmaseca	115	Línea	Reconfigura Guachal - Sucromiles 115 kv	800 A
2009	Palmaseca-Sucromiles	115	Línea	Reconfigura Guachal - Sucromiles 115 kv	800 A
2010	Sub220	230/115	Subestación	Propuesta de expansión a nivel STN. S/E	90 MVA
2010	Sub220 - Alto Anchicaya	230	Línea	Propuesta de expansión a nivel STN	1000 A
2010	Sub220 - Bajo Anchicaya115	115	Línea	Reconfigura el circuito B. Anchicaya - Chipichape 2	400 A
2010	Sub220 - Chipichape115	115	Línea	Reconfigura el circuito B. Anchicaya - Chipichape 2	1000 A
2010	Sub220 - Yumbo	230	Línea	Propuesta de expansión a nivel stn	1000 A
2011	San Marcos-Cerrito	115	Línea	Circuito nuevo	900 A
2012	Altoanchicaya-Pailon	115	Línea	Circuito nuevo	800 A
2014	San Marcos	500/115/13.2	Transformador	Nuevo transformador	120/120/30 MVA
2016	Sub220	230/115/13.8	Transformador	Segundo nuevo transformador	120/120/30 MVA
2018	Cartago	230/115/13.2	Transformador	Nuevo transformador	168/168/60 MVA
EMCALI					
2010	Alfárez	115	Subestación	Nueva subestación.	90 MVA
2010	Derivación Línea Pance - Meléndez	115	Línea	Reconfigura línea Pance - Meléndez para la S/E Alferez	987 A
2010	Alfárez	115/34.5/13.8	Transformador	Nuevo transformador	90/30/70 MVA
2011	Ladera 115	115	Subestación	Nueva subestacion	12.5 MVA
2011	Derivación Línea Pance - San Antonio	115	Línea	Reconfigura línea Pance - San Antonio para la futura S/E Ladera	987 A
2011	Ladera 115	115/13.8	Transformador	Nuevo transformador	12.5 MVA
2012	Guachal	115/34.5	Transformador	Nuevo transformador. Conexión D/Y	58 MVA
2012	Arroyohondo 115	115	Subestación	Cambia de 34.5 kv a 115 kv	60 MVA
2012	Termoyumbo - Arroyohondo	115	Línea	Circuito nuevo	987 A
2012	Arroyohondo 115	115/34.5	Transformador	Nuevo transformador . Conexión D/Y	60 MVA
2012	Terron Colorado	115	Subestación	Nueva subestacion	12.5 MVA
2012	Terron Colorado	115/13.8	Transformador	Nuevo transformador	12.5 MVA
Electrificadora de Santander - ESSA					
2009	Guatiguará 115	115	Subestación	Nueva subestacion	150 MVA
2009	Guatiguará 1	230/115/13.2	Transformador	Nuevo transformador	150 MVA
2009	Bucaramanga-Guatiguará	115	Línea	Reconfigura Bucaramanga-San Gil	400 A
2009	Guatiguará-San Gil	115	Línea	Reconfigura Bucaramanga-San Gil	400 A
2009	Wilches	115	Subestación	Nueva	20 MVA
2009	Wilches - Termobarranca	115	Línea	Circuito nuevo	400 A
2009	Palos T4	115/34.5	Transformador	Segundo transformador	40 MVA
2009	Florida T3	115/34.5	Transformador	Segundo transformador	40 MVA
2009	Barbosa T1	115/34.5	Transformador	Reemplazo transformador	40 MVA
2009	Termobarranca T-Inter 1-2	115/34.5	Transformador	Segundo transformador	40 MVA
2010	Florida - San Gil	115	Línea	Eliminar conexión en T	400 A
2010	Palenque T4	115/34.5	Transformador	Reemplazo transformador	40 MVA

6.4 DIAGRAMAS UNIFILARES



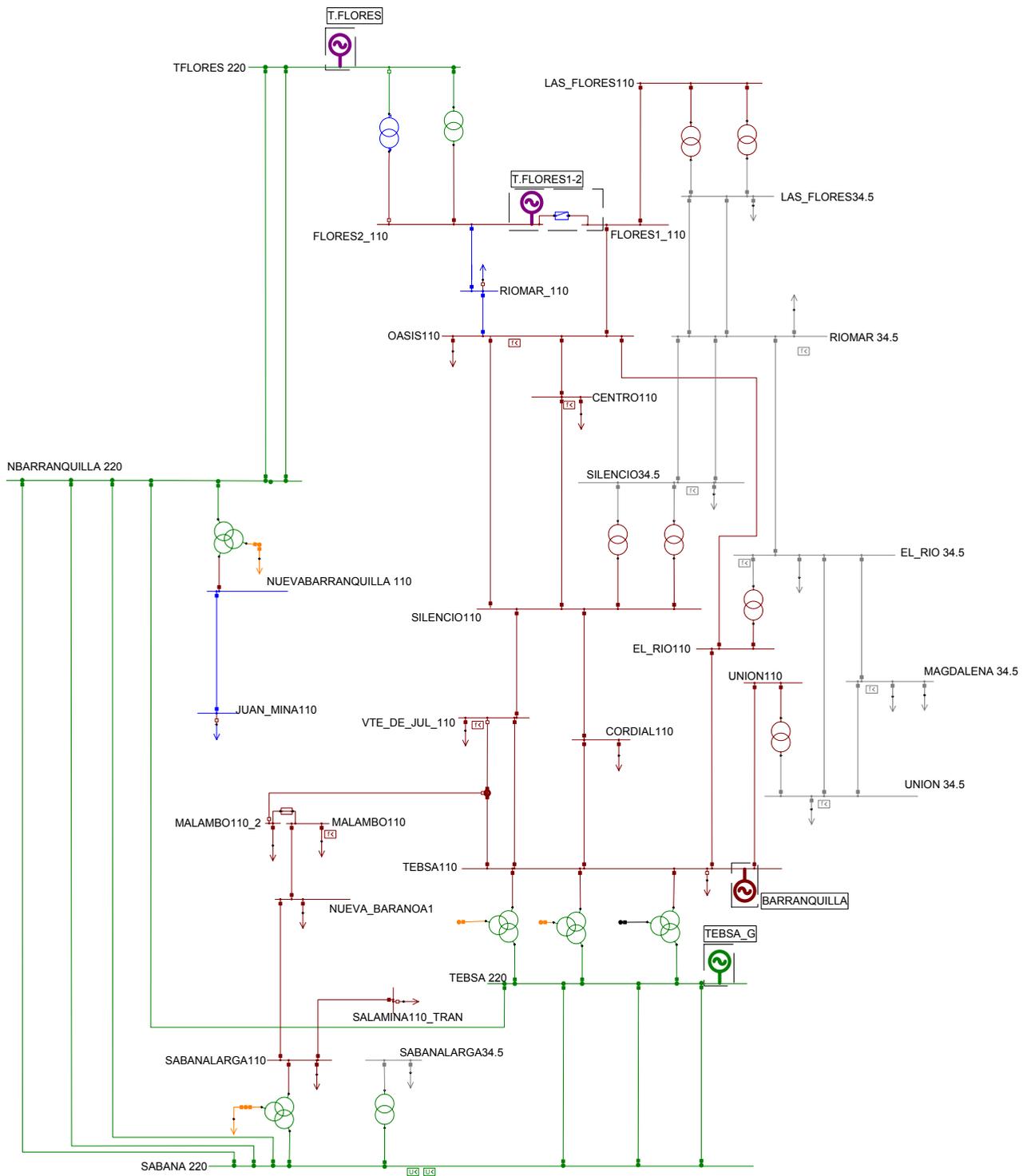
ÁREA ANTIOQUIA

■ 220 kV ■ 110 kV ■ Proyectos de expansión



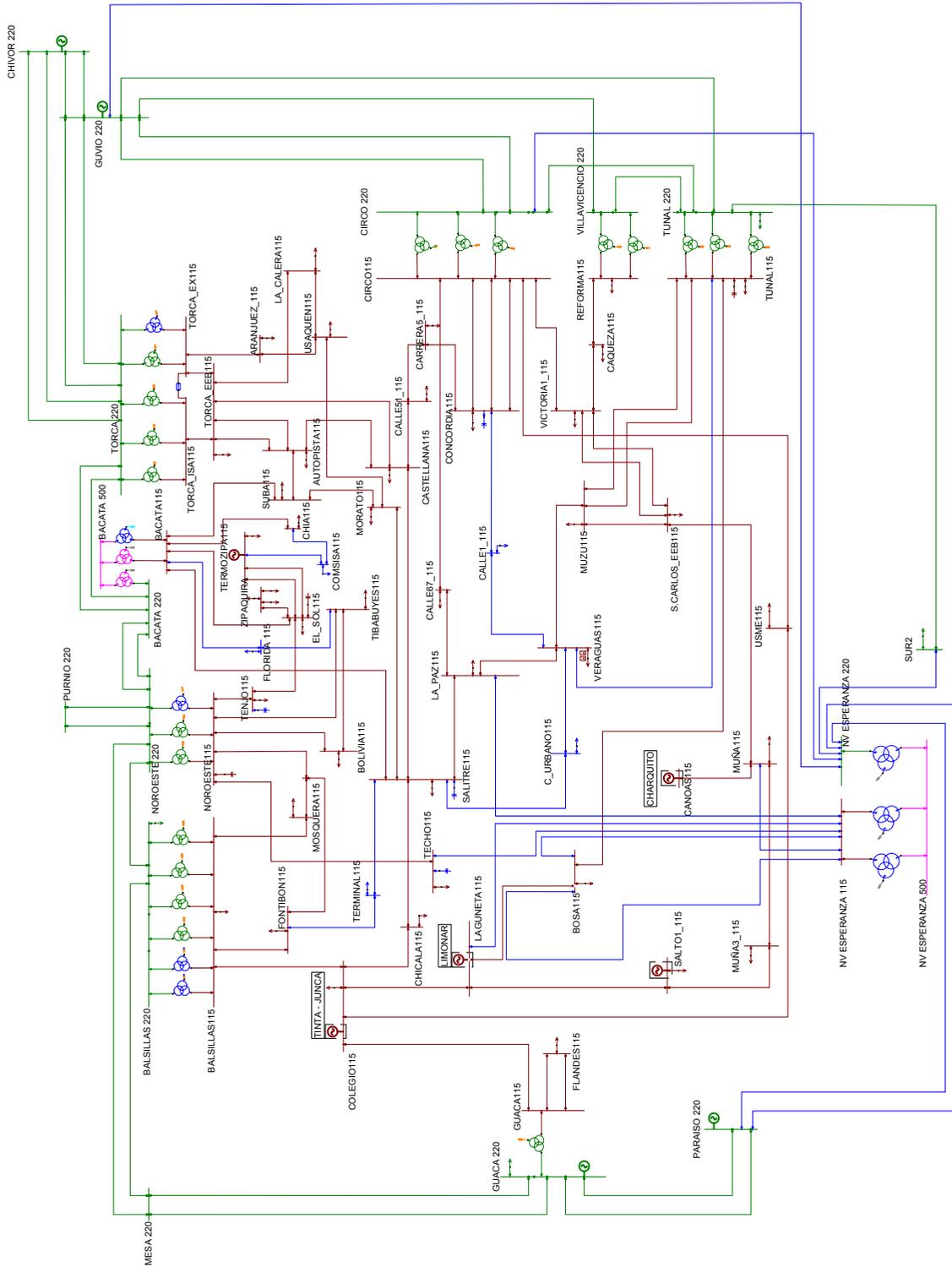
ÁREA ANTIOQUIA - CHOCO

■ 220 kV ■ 110 kV ■ Proyectos de expansión



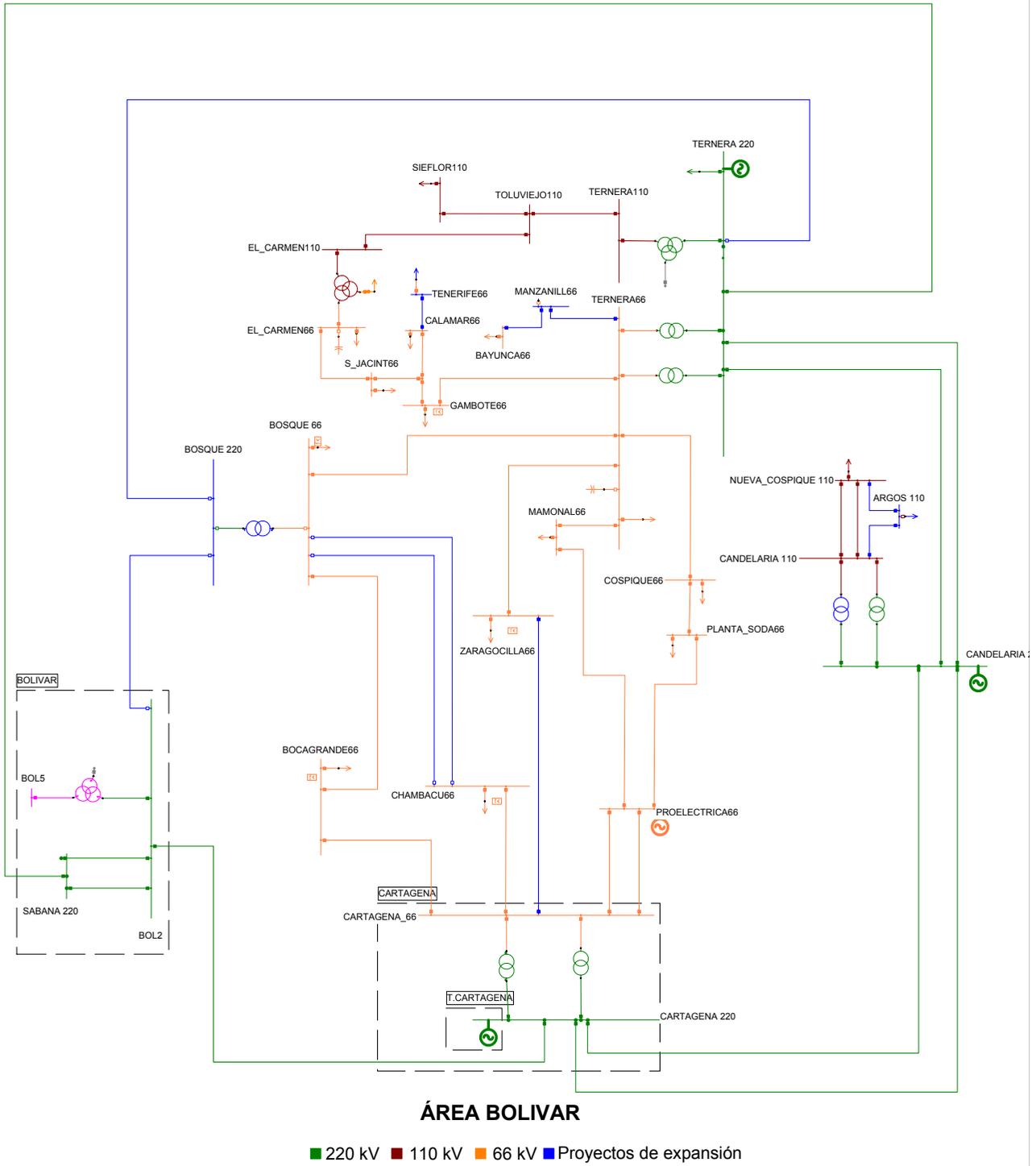
ÁREA ATLÁNTICO

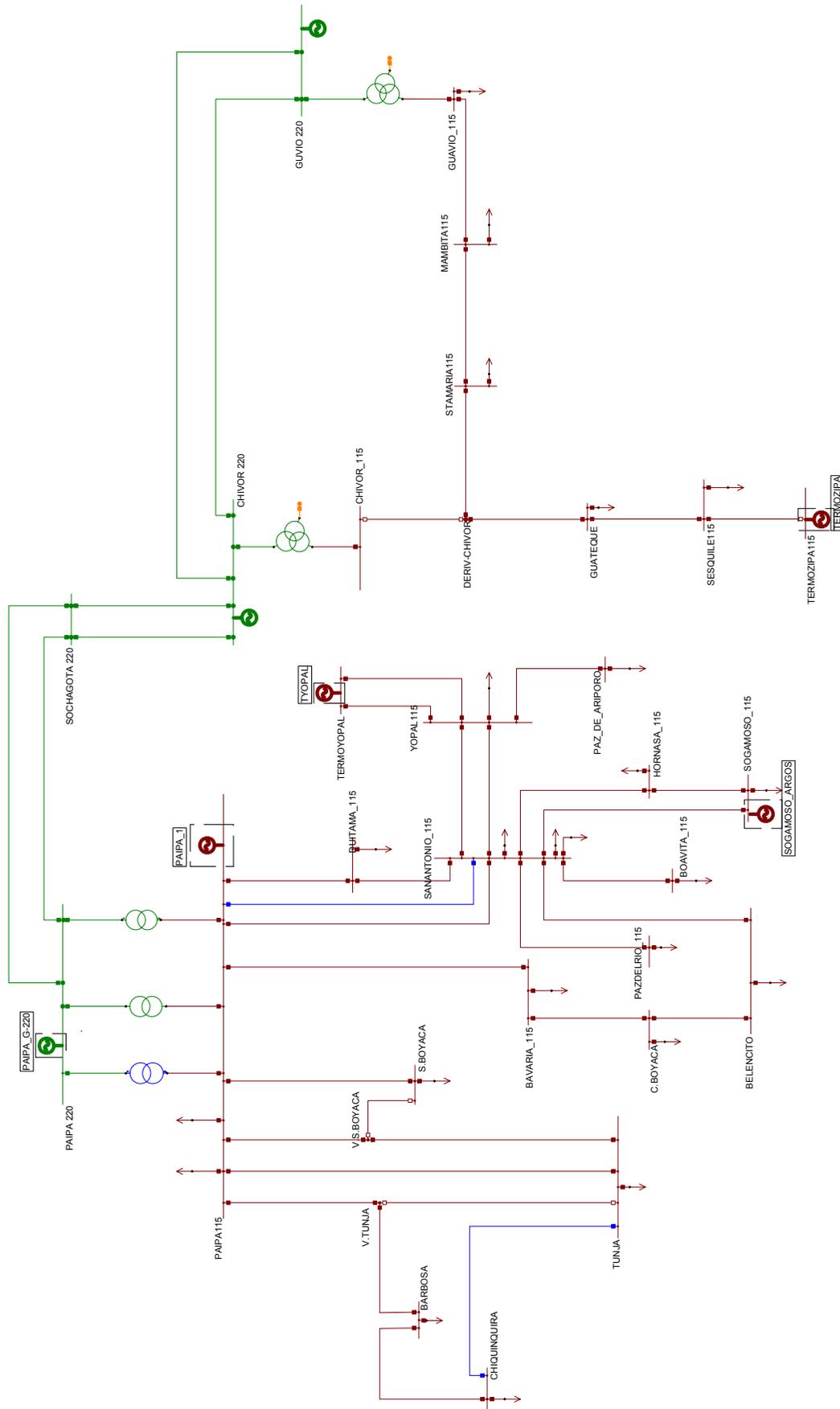
■ 220 kV ■ 110 kV ■ 34.5 kV ■ Proyectos de expansión



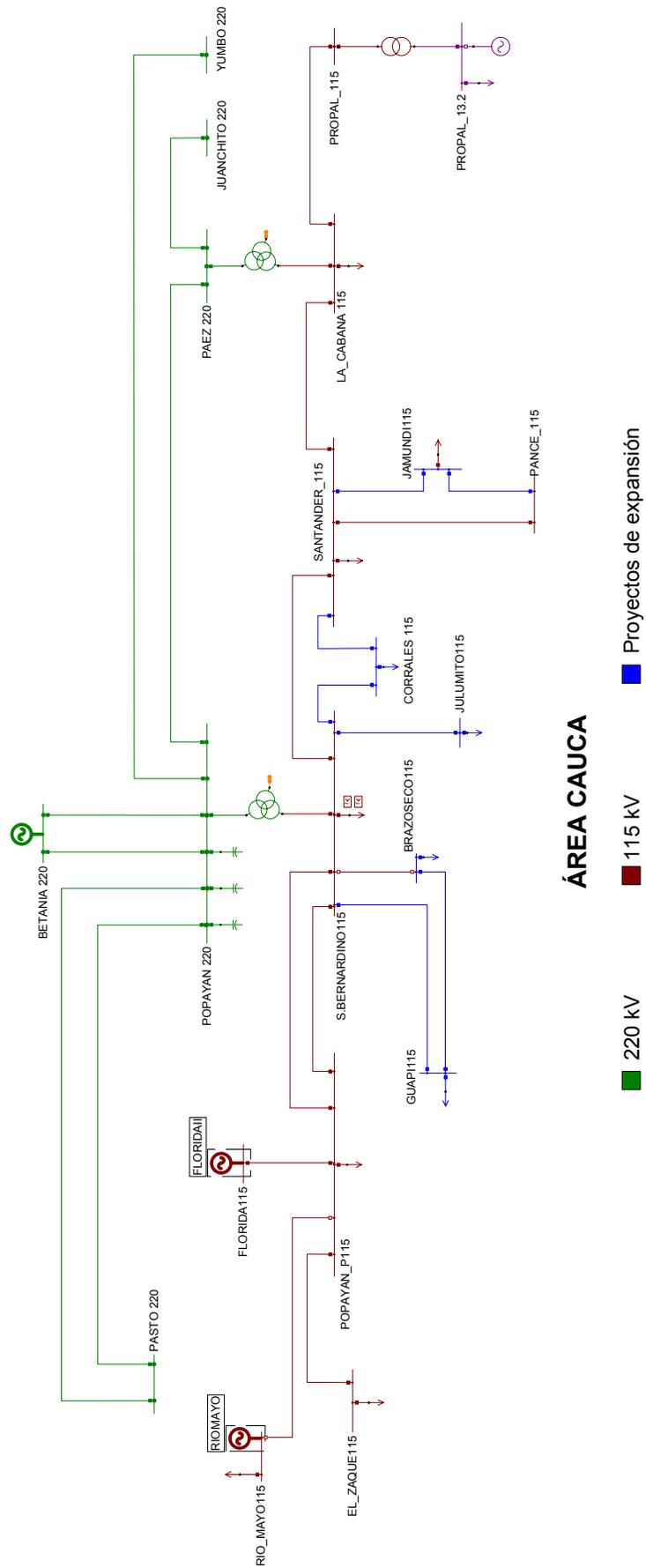
ÁREA BOGOTÁ

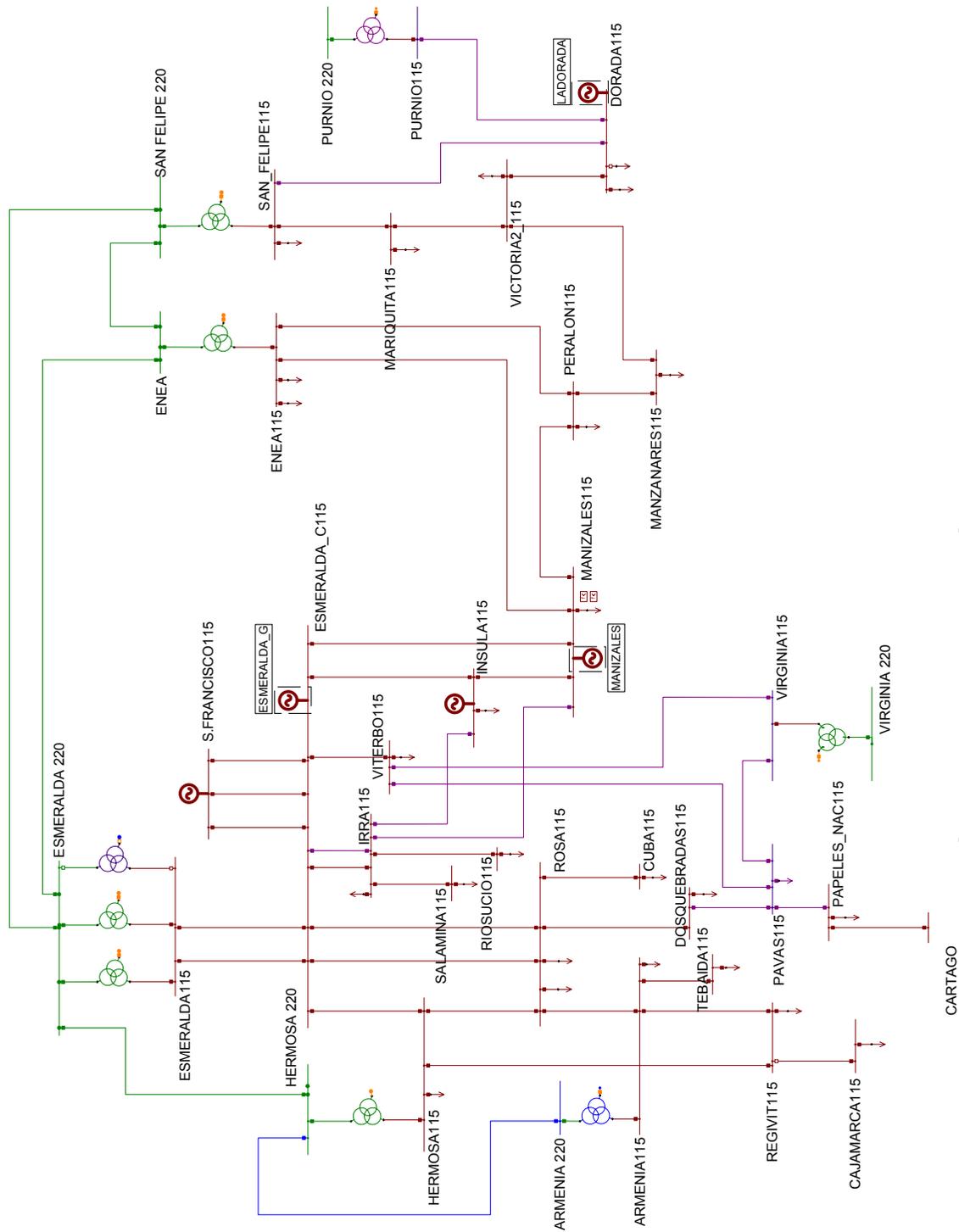
■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de expansión





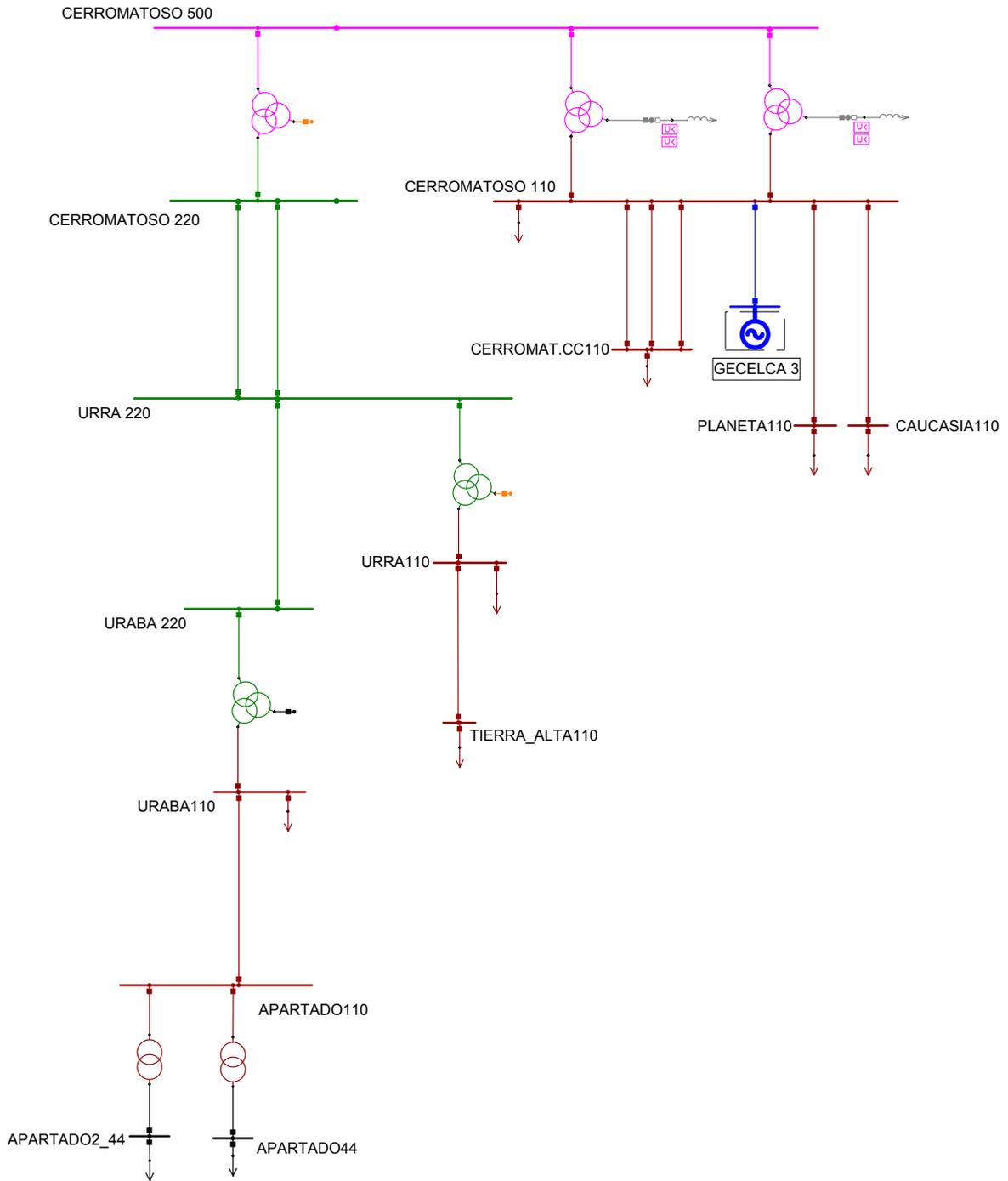
ÁREA BOYACÁ
 ■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de expansión





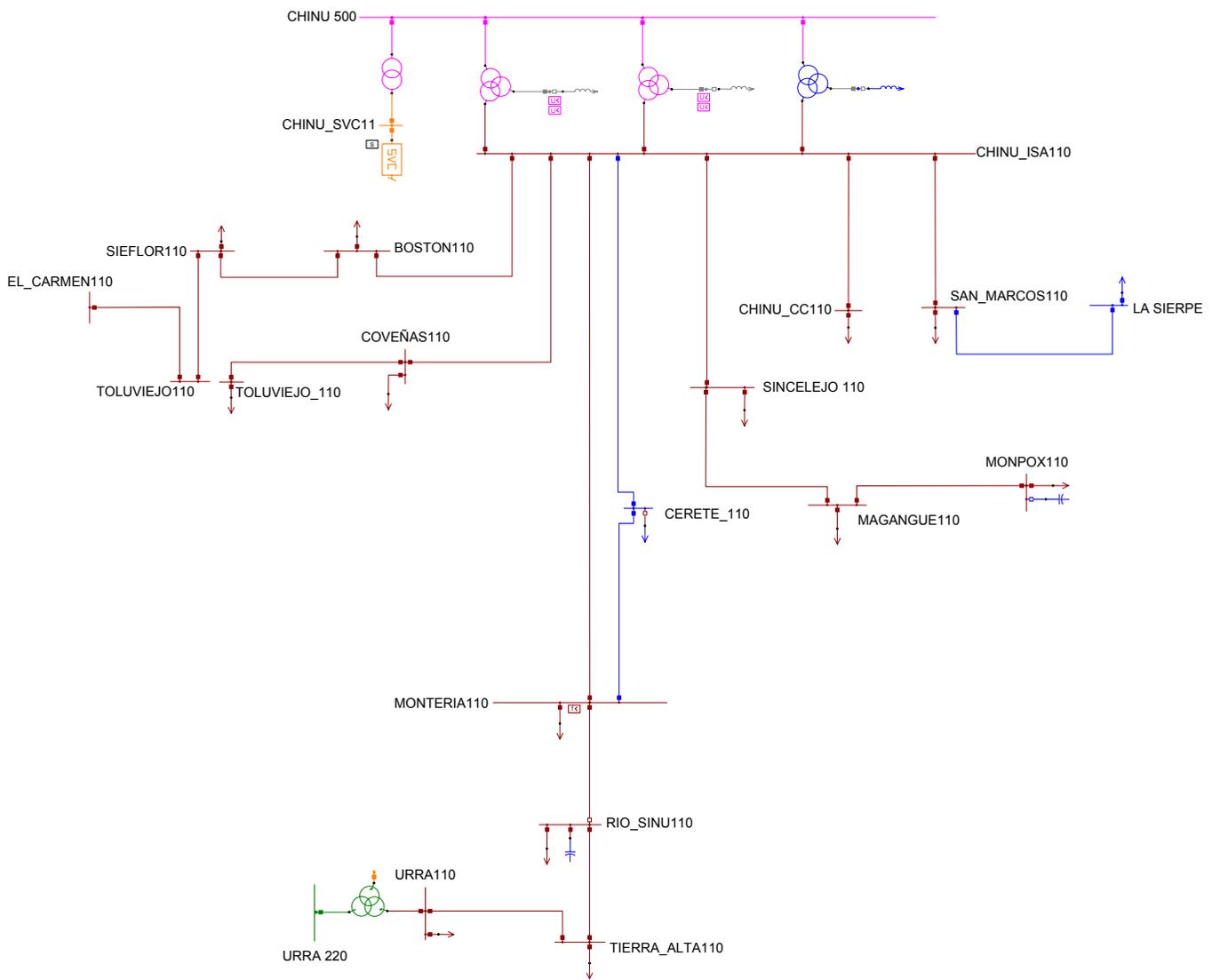
ÁREA CALDAS - QUINDÍO - RISARALDA

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Expansión definida ■ Expansión propuesta



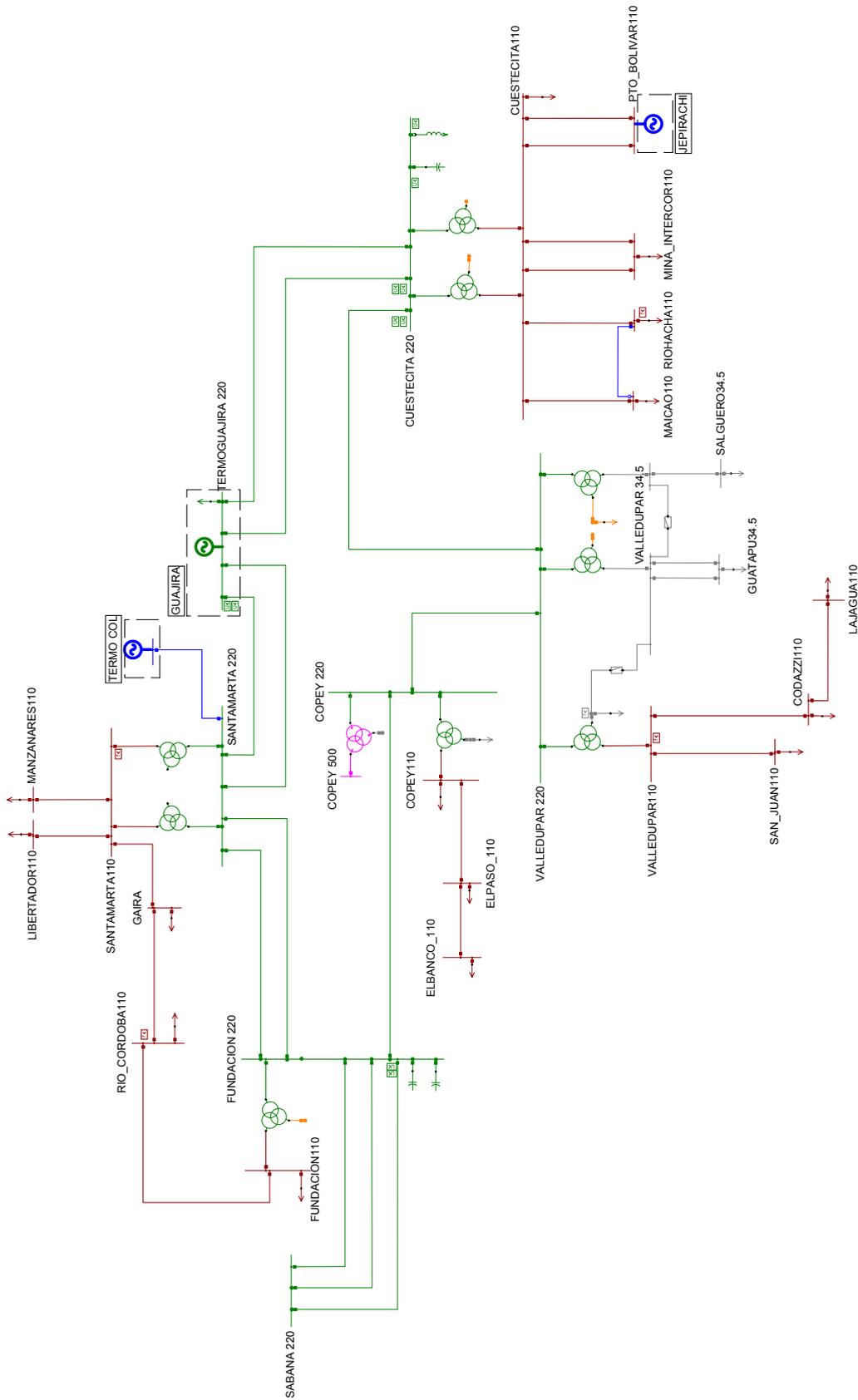
ÁREA CERROMATOSO

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



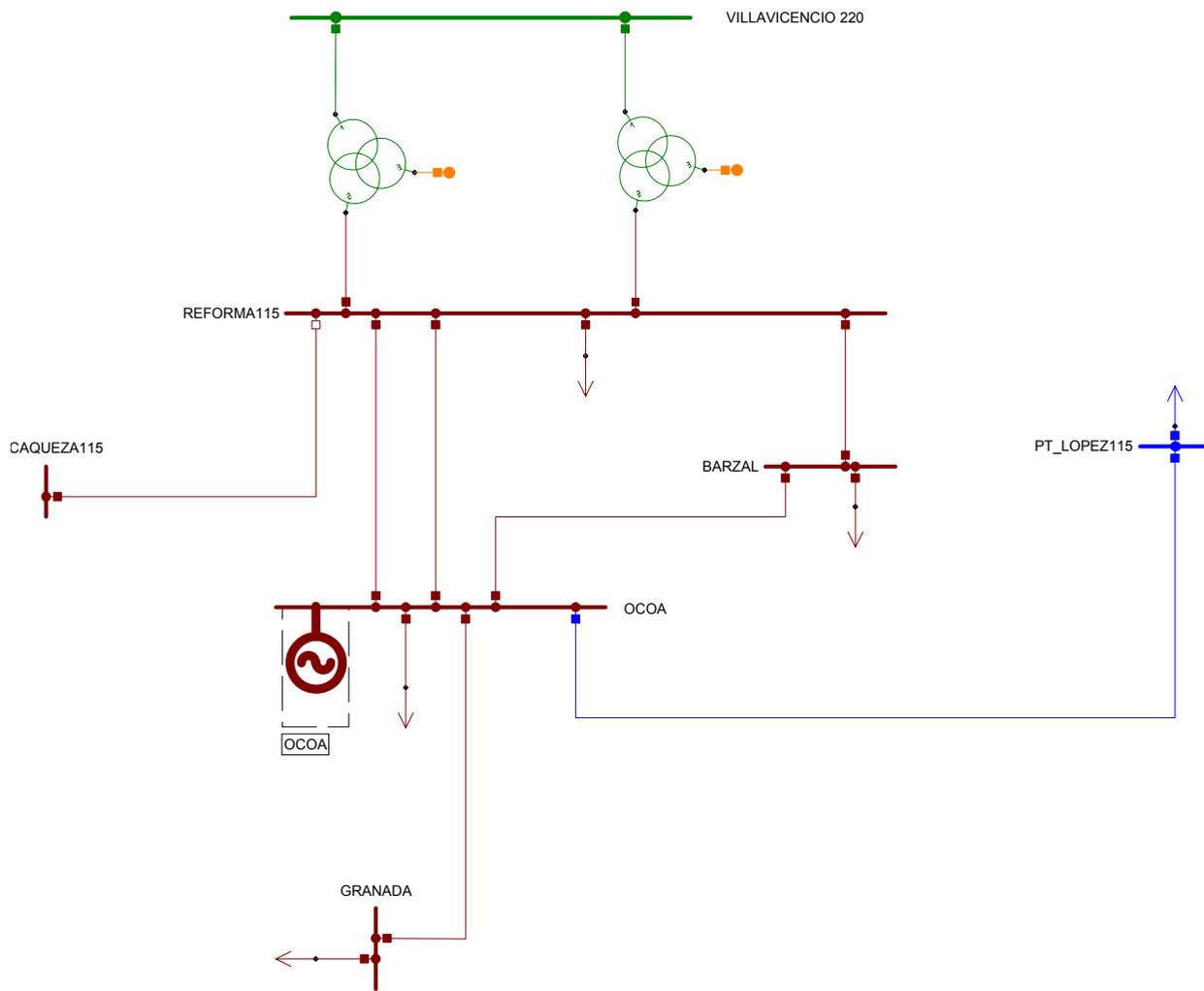
ÁREA CHINÚ

■ 500 kV
 ■ 220 kV
 ■ 110 kV
 ■ Proyectos de expansión



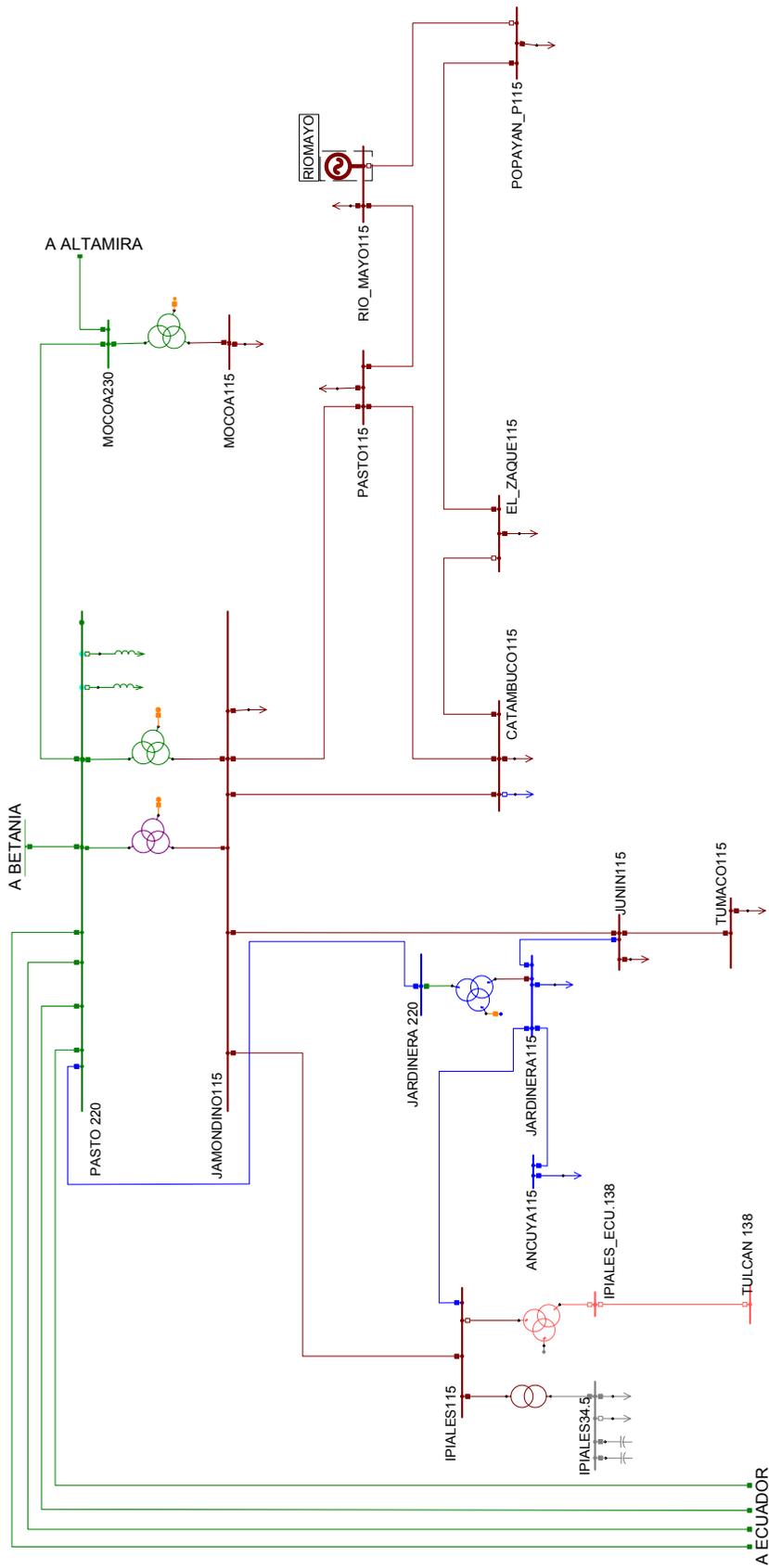
ÁREA GUAJIRA - CESAR - MAGDALENA

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



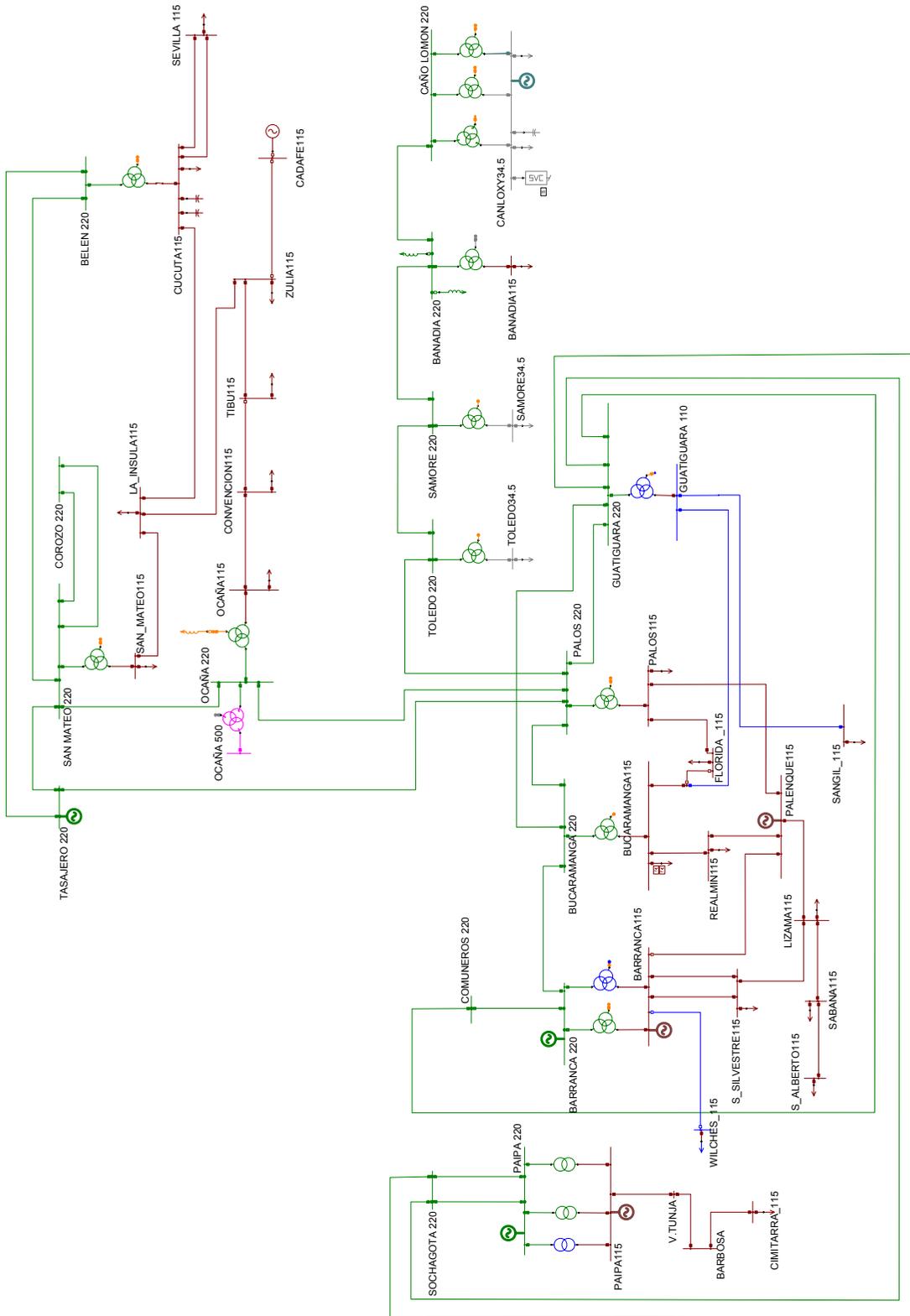
ÁREA META

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de expansión



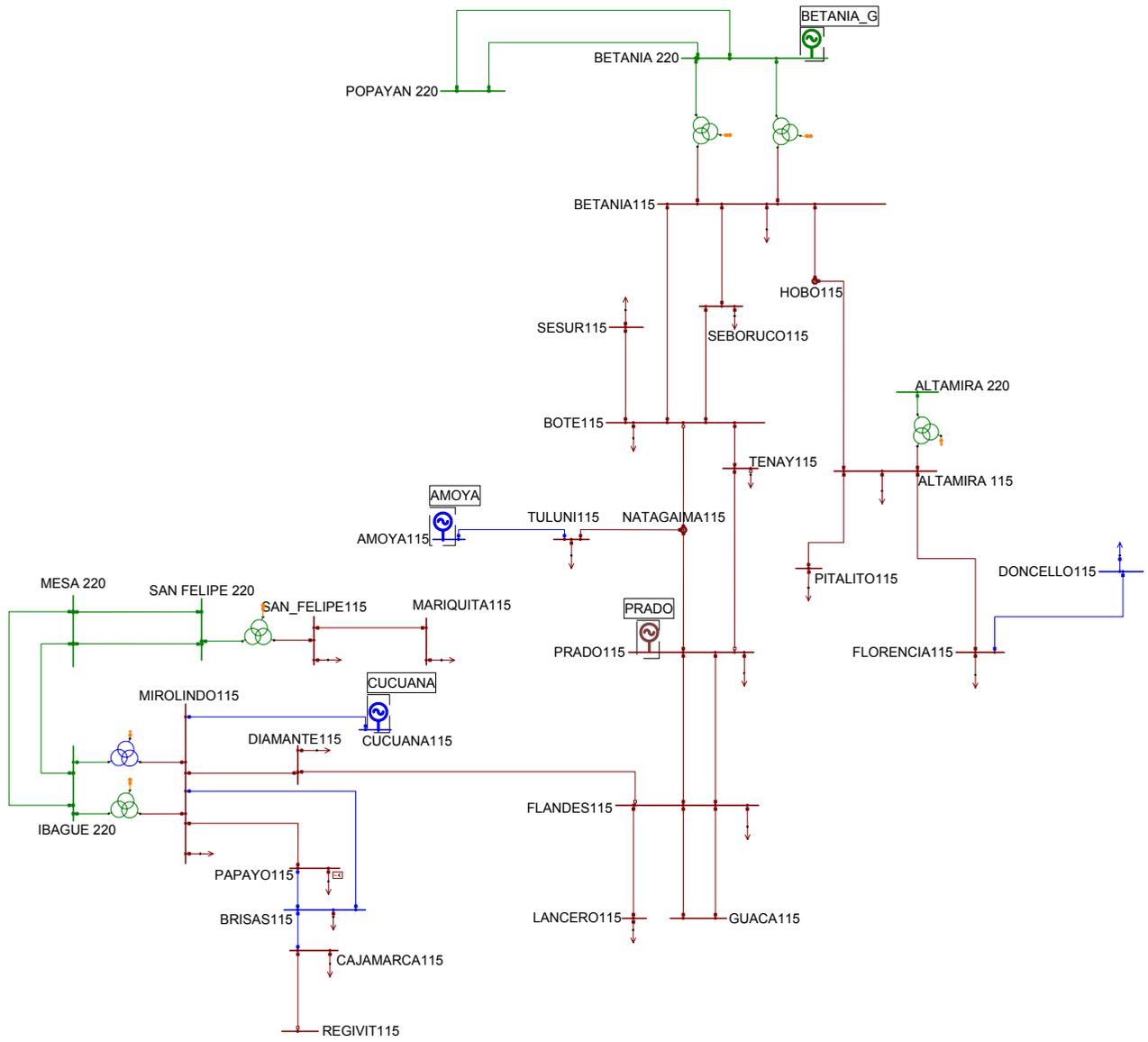
ÁREA NARIÑO

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



ÁREA NORDESTE

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



ÁREA TOLIMA - HUILA - CAQUETA

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de expansión

6.5 NIVEL DE CORTO CIRCUITO EN EL STN

Subestación	Área	Voltaje kV	Capacidad de Corto Reportada [kA]	Niveles de Cortocircuito de Interrupción RMS (Norma IEC)									
				2009		2010		2012		2014		2017	
				3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)
Bacatá	Bogotá	500	40	7.5	7.5	7.7	7.6	9.6	9.9	11.1	11.3	11.6	11.7
Bolívar	Costa	500	40	4.5	4.4	4.6	4.4	4.6	4.4	4.6	4.4	4.7	4.5
Cerromatoso	Costa	500	25	8.9	9.0	9.8	9.8	10.4	10.2	10.5	10.3	15.5	14.1
Chinú	Costa	500	31.5	7.7	8.1	8.2	8.6	8.5	8.8	8.6	8.8	10.4	10.1
Copey	Costa	500	40	4.8	4.4	4.9	4.5	4.9	4.5	5.0	4.5	5.1	4.6
Ituango	EPM	500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.0	10.2
Nueva Esperanza	Bogotá	500	-	-	-	-	-	8.5	8.9	10.6	11.4	11.1	11.7
Ocaña	Nordeste	500	40	5.3	4.5	5.4	4.6	5.4	4.6	5.6	4.8	5.8	4.9
Occidente	EPM	500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.8	10.2
Porce IV	EPM	500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.6	9.8
PorceIII	EPM	500	-	-	-	11.9	14.8	12.1	15.0	12.2	15.1	13.4	16.2
Primavera	EPM	500	40	12.6	11.3	13.7	11.9	14.2	12.2	15.4	13.2	18.7	15.4
Sabanalarga	COSTA	500	40	8.0	8.4	8.5	8.7	8.6	8.8	8.7	8.9	9.5	9.4
San Carlos	EPM	500	40	14.4	14.3	16.5	16.1	16.8	16.3	17.3	16.7	20.8	19.2
San Marcos	EPSA	500	40	5.3	4.8	5.4	4.8	5.4	4.9	7.8	6.6	8.6	7.0
Sogamoso	Nordeste	500	-	-	-	-	-	-	-	8.6	7.8	9.1	8.1
Virginia	EPSA	500	40	7.1	6.0	7.3	6.2	7.3	6.2	8.3	6.7	11.3	8.7
Altamira	THB	230	ND	4.5	3.7	4.5	3.7	4.5	3.7	8.2	6.5	8.2	6.5
Alto Anchicayá	EPSA	230	31.5	10.7	11.0	10.9	11.4	11.0	11.4	11.4	11.7	11.5	11.8
Ancón EPPM	EPM	230	40	18.7	16.6	18.8	16.7	20.6	19.0	20.7	19.1	23.4	21.0
Ancón ISA	EPM	230	40	18.6	16.5	18.8	16.6	20.5	18.8	20.7	18.9	23.3	20.8
Armenia	CHEC	230	-	-	-	-	-	7.1	6.2	7.3	6.3	7.4	6.4
Bacatá	Bogotá	230	40	22.8	23.7	23.0	23.9	23.1	24.4	24.2	25.3	24.9	25.8
Balsillas	Bogotá	230	31.6	16.6	16.6	16.7	16.7	16.8	16.8	17.3	17.1	17.7	17.3
Banadia	Nordeste	230	12.5	1.9	2.1	1.9	2.1	1.9	2.1	2.0	2.1	2.0	2.1
Barbosa	EPM	230	40	19.5	17.5	19.6	17.6	19.9	17.8	19.9	17.8	21.7	18.8
Barranca	Nordeste	230	31.5	8.8	9.9	9.0	10.1	9.0	10.1	11.6	12.4	12.3	13.2
Belén	Nordeste	230	ND	5.3	5.7	5.3	5.7	5.3	5.7	5.6	5.9	7.4	8.0
Bello	EPM	230	31.5	13.6	12.3	13.6	12.3	16.7	15.2	16.7	15.3	18.5	16.4
Betania	THB	230	ND	9.8	12.0	9.8	12.0	9.9	12.0	13.0	15.2	13.1	15.2
Bolívar	Costa	230	40	15.5	16.5	15.9	16.7	15.3	16.1	15.4	16.2	16.3	16.9
Bosque	Costa	230	-	-	-	-	-	12.6	12.9	12.6	12.9	13.3	13.5
Bucaramanga	Nordeste	230	31.5	9.0	7.4	9.2	7.5	9.2	7.5	12.6	10.2	13.3	10.6
Candelaria	Costa	230	40	15.5	18.7	15.8	18.8	15.4	18.6	15.5	18.6	16.8	20.5
Caño Limón	Nordeste	230	12.5	1.7	1.9	1.7	1.9	1.7	1.9	1.7	1.9	1.7	2.0
Cartagena	Costa	230	31.5	15.3	18.3	15.5	18.2	15.3	18.1	15.3	18.2	16.6	19.7
Cartago	EPSA	230	40	9.5	8.4	9.6	8.5	9.5	8.4	9.9	8.6	10.2	8.9
Cerromatoso	Costa	230	20	10.9	13.4	11.4	13.9	11.7	14.3	11.8	14.3	13.5	16.2
Chivor	Bogotá	230	40	27.4	30.7	27.5	30.7	27.7	30.9	28.1	31.2	28.3	31.4

Continúa 1/3

Subestación	Área	Voltaje kV	Capacidad de Corto Reportada [kA]	Niveles de Cortocircuito de Interrupción RMS (Norma IEC)									
				2009		2010		2012		2014		2017	
				3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)
Circo	Bogotá	230	31.6	14.7	13.8	14.8	13.8	15.3	14.1	15.8	14.4	15.9	14.5
Comuneros	Nordeste	230	20	10.0	10.7	10.1	10.8	10.1	10.8	12.1	12.4	13.3	14.0
Copey	Costa	230	25	8.3	8.9	8.7	9.2	8.7	9.2	8.7	9.2	8.9	9.3
Cuestecitas	Costa	230	31.5	4.5	4.7	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8
El Salto	EPM	230	31.5	16.6	17.3	16.6	17.3	16.9	17.6	16.9	17.6	18.0	18.4
Enea	CHEC	230	31.5	9.4	7.7	9.4	7.7	9.4	7.7	9.5	7.9	9.7	7.9
Envigado	EPM	230	40	15.3	13.5	15.4	13.6	15.5	13.7	15.5	13.7	17.4	15.1
Esmeralda	CHEC	230	31.5	19.2	17.8	19.4	18.0	19.4	18.1	20.5	19.6	21.3	20.2
Fundación	Costa	230	40	10.6	9.2	11.9	10.1	11.9	10.1	12.0	10.1	12.1	10.2
Guaca	Bogotá	230	31.5	21.2	22.4	21.3	22.4	21.9	22.9	22.5	23.4	22.9	23.6
Guadalupe	EPM	230	40	17.2	18.9	17.3	19.0	17.5	19.2	17.5	19.2	18.7	20.1
Guatapé	EPM	230	40	30.6	31.6	31.2	32.1	31.3	32.1	31.5	32.3	33.2	33.5
Guavio	Bogotá	230	40	30.4	33.8	30.5	33.8	31.4	34.9	32.1	35.4	32.4	35.7
Guayabal	EPM	230	-	-	-	-	-	16.4	14.4	16.5	14.5	18.1	15.5
Ibagué	THB	230	20	6.4	5.1	6.4	5.1	6.8	5.3	6.8	5.3	6.9	5.3
Jaguas	EPM	230	31.5	20.2	19.3	20.5	19.4	20.5	19.4	20.6	19.5	21.2	19.9
Jardinera	Cedelca_cedenar	230	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.4	3.3
Juanchito	EPSA	230	30	13.6	13.0	13.8	13.1	13.8	13.1	16.0	14.6	16.2	14.7
La Hermosa	CHEC	230	ND	11.4	10.0	11.4	10.1	9.5	8.3	9.7	8.5	9.9	8.6
La Mesa	Bogotá	230	26.2	21.4	21.5	21.5	21.5	22.1	21.9	22.7	22.4	23.1	22.6
La Sierra	EPM	230	31.5	21.0	21.8	21.2	21.9	21.3	22.0	21.4	22.1	21.7	22.3
Malena	EPM	230	40	14.7	12.3	14.9	12.4	15.0	12.5	15.2	12.6	15.6	12.8
Merielectrica	Nordeste	230	ND	9.6	10.4	9.7	10.5	9.7	10.5	11.6	11.9	12.7	13.6
Miel	EPM	230	40	17.2	16.7	17.3	16.7	17.7	17.4	18.4	18.2	18.6	18.3
Miel II	EPM	230	-	-	-	-	-	-	-	11.5	10.3	11.6	10.4
Miraflores	EPM	230	40	16.1	14.1	16.3	14.2	16.4	14.4	16.4	14.4	17.8	15.2
Mocoa	Cedelca_cedenar	230	N.D.	3.6	2.9	3.6	2.9	3.6	2.9	4.1	3.2	4.1	3.2
Noroeste	Bogotá	230	40	22.9	23.6	23.1	23.7	23.2	24.1	24.2	24.9	24.9	25.3
Nueva Barranquilla	Costa	230	31.5	17.3	17.1	19.2	19.1	19.3	19.1	19.3	19.2	19.8	19.5
Nueva Bucaramanga	Nordeste	230	40	10.3	8.6	10.4	8.7	10.4	8.7	14.9	12.6	16.0	13.2
Nueva Esperanza	Bogotá	230	-	-	-	-	-	18.1	20.1	19.2	21.2	19.5	21.5
Nueva Paipa	Nordeste	230	40	11.0	10.6	11.1	10.7	11.1	10.7	11.5	11.0	12.1	11.7
Ocaña	Nordeste	230	20	7.1	7.6	7.2	7.6	7.2	7.7	7.4	7.8	7.7	8.1
Occidente	EPM	230	40	17.1	14.7	17.2	14.8	17.2	14.8	17.3	14.9	24.0	24.2
Oriente	EPM	230	40	14.3	12.3	14.4	12.3	14.4	12.4	14.5	12.4	15.3	12.8
Paez	Cedelca_cedenar	230	31.5	7.4	6.1	7.4	6.1	7.4	6.1	10.6	8.3	10.7	8.3
Paipa	Nordeste	230	ND	10.8	10.8	10.9	11.0	10.9	11.0	11.2	11.3	11.9	12.0
Palos	Nordeste	230	40	8.8	7.5	9.0	7.7	9.0	7.7	11.4	9.5	12.2	10.0
Pance	EPSA	230	30	14.1	13.2	14.1	13.3	14.1	13.3	15.6	14.2	15.8	14.3
Paraiso	Bogotá	230	31.5	19.7	20.2	19.8	20.3	20.5	20.8	21.1	21.2	21.3	21.4

Continúa 2/3

Subestación	Área	Voltaje kV	Capacidad de Corto Reportada [kA]	Niveles de Cortocircuito de Interrupción RMS (Norma IEC)									
				2009		2010		2012		2014		2017	
				3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)
Pasto	Cedelca_cedenar	230	31.5	6.9	5.6	6.9	5.6	6.9	5.6	7.9	6.3	7.9	6.9
Playas	EPM	230	40	15.9	15.1	16.1	15.2	16.2	15.2	16.2	15.2	16.6	15.5
Popayán	Cedelca_cedenar	230	31.5	8.4	6.7	8.4	6.7	8.5	6.7	9.0	7.0	9.0	7.0
Porce II	EPM	230	31.5	17.1	18.9	17.2	19.0	17.4	19.1	17.4	19.2	18.5	20.1
Primavera	EPM	230	31.5	21.3	21.8	21.7	22.1	21.9	22.2	22.5	22.8	23.4	23.6
Purnio	EPM	230	31.5	19.6	15.1	19.8	15.2	20.0	15.4	20.5	15.7	20.8	15.8
Quimbo	THB	230	-	-	-	-	-	-	-	12.6	13.6	12.6	13.6
Reforma	Bogotá	230	20	7.9	7.4	7.9	7.4	8.7	8.1	8.9	8.2	8.9	8.3
Sabanalarga	Costa	230	31.5	23.9	27.3	25.9	29.0	26.1	29.1	26.2	29.2	27.7	30.5
Salvajina	EPSA	230	31.5	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.8	8.7	8.9	8.7
Samoré	Nordeste	230	31.5	2.3	2.4	2.3	2.4	2.3	2.4	2.4	2.4	2.4	2.5
San Carlos	EPM	230	63	40.6	47.9	42.7	50.2	43.2	50.6	43.9	51.3	46.5	53.8
San Felipe	CHEC	230	31.5	15.1	12.2	15.1	12.2	15.3	12.3	15.9	13.0	16.0	13.1
San Marcos	EPSA	230	31.5	17.6	18.4	17.9	18.8	18.0	18.9	20.8	21.3	21.5	21.9
San Mateo (Bogotá)	Bogotá	230	31.5	11.8	9.6	11.8	9.6	12.8	10.5	13.2	10.7	13.3	10.7
San Mateo (Cúcuta)	Nordeste	230	20	5.4	5.8	5.4	5.9	5.4	5.9	5.7	6.1	7.5	8.1
Santa Martha	Costa	230	31.5	6.6	5.8	9.2	8.9	9.2	8.9	9.2	8.9	9.3	9.0
Sogamoso	Nordeste	230	-	-	-	-	-	-	-	19.6	25.3	20.5	26.3
Sub	EPSA	230	-	-	-	12.9	11.6	13.0	11.6	14.0	12.2	14.2	12.3
Tasajera	EPM	230	40	17.8	17.9	17.9	17.9	18.7	18.6	18.8	18.7	21.3	20.7
Tasajero	Nordeste	230	40	5.9	6.6	6.0	6.6	6.0	6.6	6.4	6.9	9.0	10.6
Tebsa	Costa	230	31.5	23.2	26.7	24.5	27.8	24.5	27.8	24.6	27.8	25.2	28.3
Termocentro	EPM	230	N.D.	17.8	18.3	18.1	18.5	18.2	18.5	18.6	18.9	19.2	19.3
Termoflores	Costa	230	40	15.4	15.4	17.4	18.3	17.4	18.3	17.4	18.3	17.7	18.5
Termoguajira	Costa	230	31.5	7.7	9.0	8.6	9.8	8.6	9.8	8.6	9.8	8.6	9.8
Ternera	Costa	230	31.5	15.4	17.6	15.7	17.8	15.1	17.3	15.1	17.4	16.4	18.8
Toledo	Nordeste	230	31.5	3.0	2.9	3.0	2.9	3.0	2.9	3.2	3.0	3.2	3.0
Torca	Bogotá	230	25	21.1	20.2	21.2	20.3	21.2	20.4	22.0	20.9	22.4	21.2
Tunal	Bogotá	230	31.5	14.4	14.1	14.5	14.2	17.0	17.6	17.8	18.3	18.1	18.5
Urabá	Costa	230	20	3.1	3.3	3.1	3.3	3.1	3.3	3.1	3.3	3.2	3.3
Urrá	Costa	230	25	7.0	8.4	7.0	8.5	7.1	8.6	7.1	8.6	7.4	8.8
Valledupar	Costa	230	31.5	4.6	4.2	4.7	4.2	4.7	4.2	4.7	4.3	4.7	4.3
Virgina	EPSA	230	31.5	16.2	16.3	16.6	16.7	16.4	16.6	17.4	17.4	18.6	18.6
Yumbo	EPSA	230	31.5	17.4	17.3	17.9	18.0	18.0	18.1	20.2	19.8	20.8	20.2

80% Cap. Equipos < Nivel de Corto < 89% Cap. Equipos
90% Cap. Equipos < Nivel de Corto < 100% Cap. Equipos



