Plan de Expansión de Referencia
Generación – Transmisión
2010-2024

Ricardo Rodríguez Yee
Director General UPME

Beatriz Herrera Jaime
Subdirectora de Planeación Energética (E)

Elaboró
Subdirección de Planeación Energética

Con el apoyo del **Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión – CAPT**, conformado por:
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
Cerro Matoso S.A.
Codensa S.A. E.S.P.
Electricaribe S.A. E.S.P.
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.
Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.
Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P.
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.
Isagen S.A. E.S.P.
Ministerio de Minas y Energía
XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

Equipo de trabajo UPME

Ambiental
Olga Victoria Gonzáles
Héctor Hernando Herrera

Demanda
Ismael León Muñoz
Jaime Fernando Andrade Mahecha

Generación
Dora Liliam Castaño Ramírez
Haider Enrique Amaranto San Juan
Luis Alexander Rico

Hidrocarburos
Juan Felipe Cárdenas
Sandra Johana Leyva Rolón
Verónica Ortiz Cerón

Transmisión
Javier Andrés Martínez Gil
Marco Antonio Caro Camargo
Raúl Gil Naranjo
Carmen Andrea Rojas Castellanos
Alfonso Segura López

Carrera 50 No 26-20
Tel. (571) 2220601- Fax (571) 2219537
Bogotá, Colombia
Diciembre de 2009

TABLA DE CONTENIDO

1 PROYECCIONES NACIONALES 5

1.1 METODOLOGÍA 5
1.2 SUPUESTOS DE LA PRESENTE REVISIÓN 6
1.2.1 PIB y Población 6
1.2.2 Pérdidas de Energía Eléctrica del STN 7
1.2.3 Pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución 7
1.2.4 Cargas Especiales 8
1.3 ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA EN EL CORTO PLAZO 9
1.4 ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE ENERGÍA Y POTENCIA MÁXIMA EN EL LARGO PLAZO 11

2 PLAN DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN 14

2.1 RECURSOS ENERGÉTICOS 14
2.1.1 Carbón Mineral 14
2.1.2 Gas Natural 19
2.1.2.1 Reservas de Gas Natural 19
2.1.2.2 Producción de Gas Nautral 20
2.1.2.3 Precios de Gas Natural 22
2.1.3 Combustibles Líquidos 25
2.1.3.1 Producción 25
2.1.3.2 Precios Combustibles Líquidos utilizados para la generación térmica 26
2.2 CARGO POR CONFIABILIDAD 28
2.3 REGISTRO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN 29
2.3.1 Proyectos de Generación en desarrollo 31
2.4 DEMANDA Y OFERTA DE ENERGÍA EN CENTRO AMÉRICA Y ECUADOR 32
2.4.1 Demanda de energía en Centro América 32
2.4.2 Demanda de energía en Ecuador 32
2.4.3 Oferta y proyectos de generación en Ecuador 33
2.4.4 Proyectos de generación en Centro América 34
2.5 COMPORTAMIENTO DE LA GENERACIÓN EN COLOMBIA CONSIDERANDO SOLO PROYECTOS DEL CARGO POR CONFIABILIDAD. 34
2.6 VISIÓN DE MEDIANO Y LARGO PLAZO EN LA EXPANSIÓN DE GENERACIÓN EN COLOMBIA 36
2.6.1 Supuestos Principales 38
2.6.2 Alternativa 1 38
2.6.3 Alternativa 2 44
2.7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 46

3 PLAN DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN 48

3.1 EXPANSIÓN DEFINIDA 48
3.2 DIAGNÓSTICO STN Y STR 49
3.3 VISIÓN DE LARGO PLAZO – REQUERIMIENTOS AÑO 2024 52
3.4 ANÁLISIS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO 54
3.4.1 Análisis Área Antioquia – Chocó 54
3.4.2 Análisis Área Atlántico 56
3.4.3 Análisis Área Bogotá 59
3.4.4 Análisis Área Bolívar 62
3.4.5 Análisis Área Cauca – Nariño 65
3.4.6 Análisis Área Córdoba – Sucre 70
3.4.7 Análisis STR Cerromatoso 73

3.4.8 Análisis Área Caldas – Risaralda – Quindío *74*
3.4.9 Análisis Área Guajira – Cesar – Magdalena *78*
3.4.9.1 Análisis conexión Central Termocol 79
3.4.10 Área Nordeste *80*
3.4.11 Análisis Área Tolima – Huila – Caquetá *83*
3.4.12 Análisis Área Valle del Cauca *84*

4 ASPECTOS AMBIENTALES DEL PLAN 89

4.1 FACTOR DE EMISIÓN DE CO_2 DEL SIN PARA PROYECTOS MDL 89
4.1.1 Contextualización *89*
4.1.2 Metodología de Cálculo *90*
4.1.3 Resultados *90*
4.2 COSTOS DE GESTIÓN AMBIENTAL 91
4.2.1 Modelo CGA Costos de Gestión Ambiental *92*
GENERALIDADES 92
4.2.2 Cálculo de los Indicadores de Impacto y de Costos *93*
4.3 PERSPECTIVAS DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA 96
4.3.1 Carbón *96*
TECNOLOGÍAS 97
DISPONIBILIDAD DEL RECURSO 99
4.4 VISION AMBIENTAL ESTRATEGICA PARA LA FORMULACIÓN Y ACTUALIZACIÓN DEL PLAN DE EXPANSION DE REFERENCIA GENERACION Y TRANSMISION 101

5 ANEXOS 105

5.1 PROYECCIONES DE ENERGÍA Y POTENCIA MÁXIMA 105
5.2 PROYECCIÓN ANUAL DE DEMANDA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA 113
5.3 PROYECCIÓN ANUAL DE POTENCIA MÁXIMA NACIONAL 114
5.4 EXPANSIÓN REPORTADA POR LOS OPERADORES DE RED – 2009 115

1 PROYECCIONES NACIONALES

1.1 METODOLOGÍA

Para la elaboración de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia se emplea una combinación de diferentes modelos a fin de obtener la mejor aproximación a través del horizonte de pronóstico. La demanda de energía eléctrica 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.

Demanda = Ventas (distribuidoras) + Cargas Especiales + Pérdidas

Utilizando modelos econométricos se analiza el comportamiento anual de las series de ventas totales de energía[1], 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, el cual 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 plazo 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-

[1] Las series de ventas, PIB y otras se actualizaron en julio de 2009.

2008. Finalmente, a este pronóstico mensualizado se adicionan elementos exógenos como efectos calendario particulares causados por años 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 con base en la información de los últimos años. 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, permite completar la definición de los escenarios alto, medio y bajo de potencia.

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.

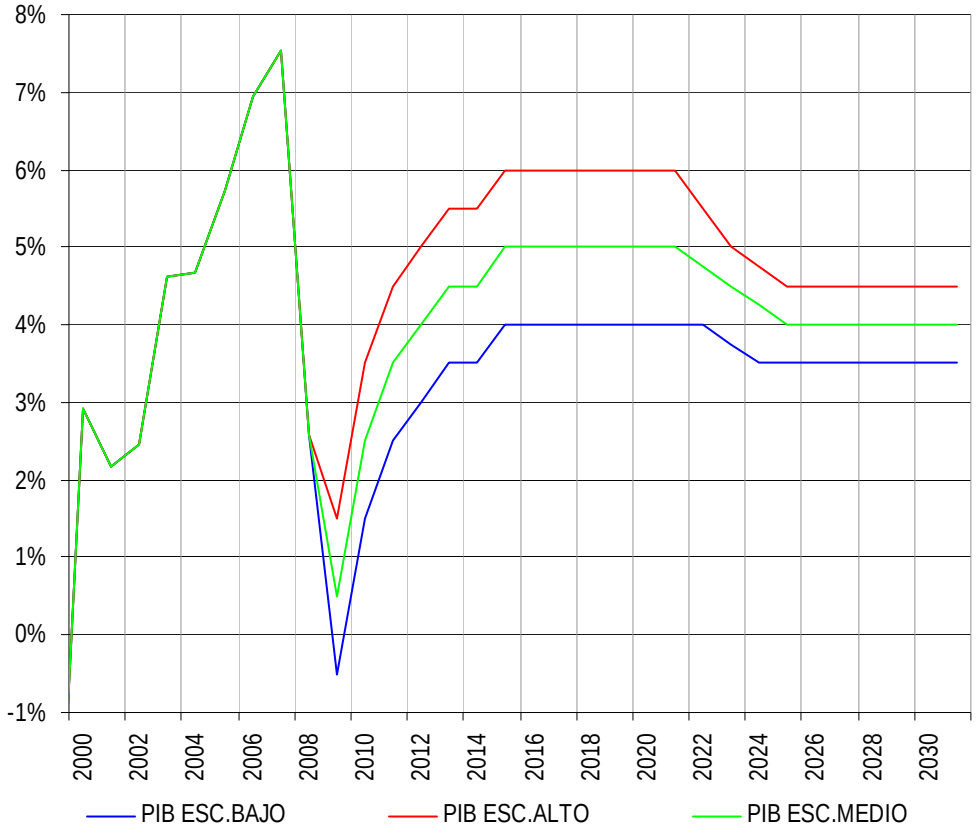
Es importante anotar que se considera la perspectiva del operador del sistema. Para esto se cuenta con la valiosa colaboración del Grupo de Demanda de la empresa XM Compañía de Expertos en Mercados S.A.

1.2 SUPUESTOS DE LA PRESENTE REVISIÓN

Para esta revisión se actualizaron los supuestos básicos, como se muestra a continuación:

1.2.1 PIB y Población

Los escenarios empleados para las variables macroeconómicas tuvieron como fuente el Ministerio de Hacienda y Crédito Público –MHCP, información remitida en mayo del presente año; y el Departamento Nacional de Planeación –DNP. Las proyecciones poblacionales tienen su origen en información del Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas –DANE, en junio de 2009. Ver Gráfica 1-1



Gráfica 1-1 Escenarios de crecimiento del PIB.

Fuente: DNP-MHCP.

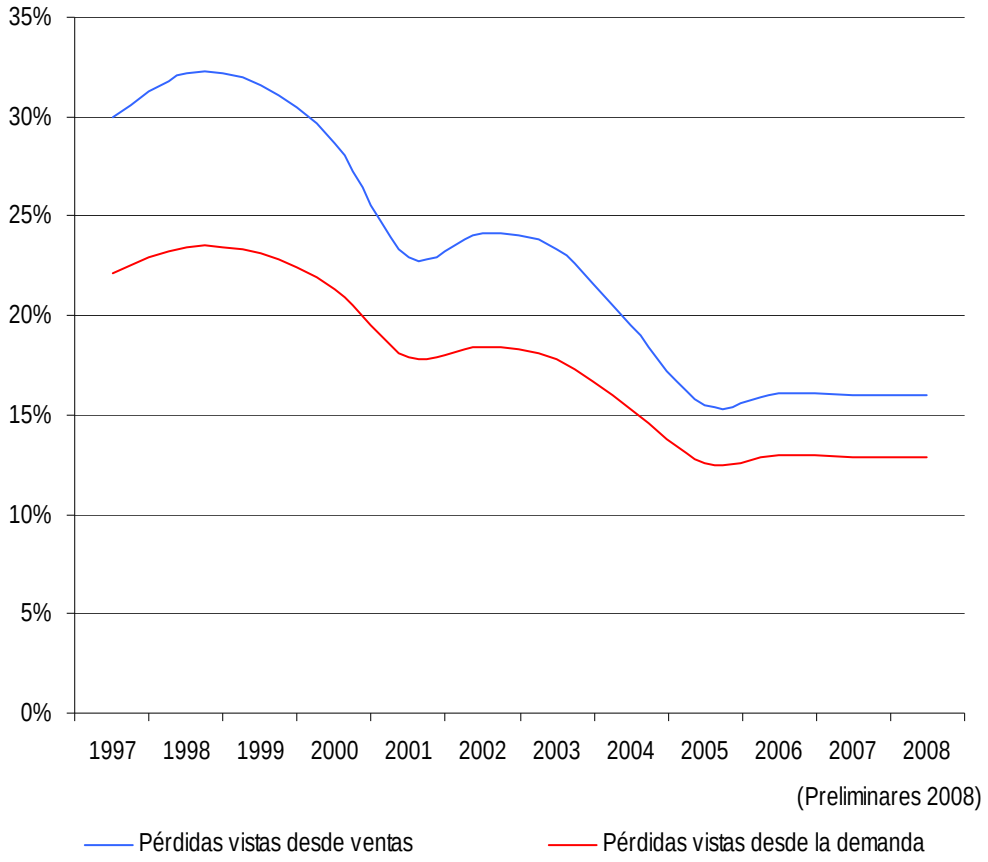
1.2.2 Pérdidas de Energía Eléctrica del STN

Las pérdidas de energía eléctrica asociadas al Sistema de Transmisión Nacional mantienen su comportamiento histórico cuantificado en 2.4% del total de las ventas de energía eléctrica. Este valor se estima constante a lo largo del horizonte de proyección.

1.2.3 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 1-2 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 de manera preliminar en el 2007 en 13.0% vistas desde la demanda, y en 15.4% vistas desde las ventas.



Gráfica 1-2 Comportamiento histórico de las pérdidas de energía eléctrica

1.2.4 Cargas Especiales

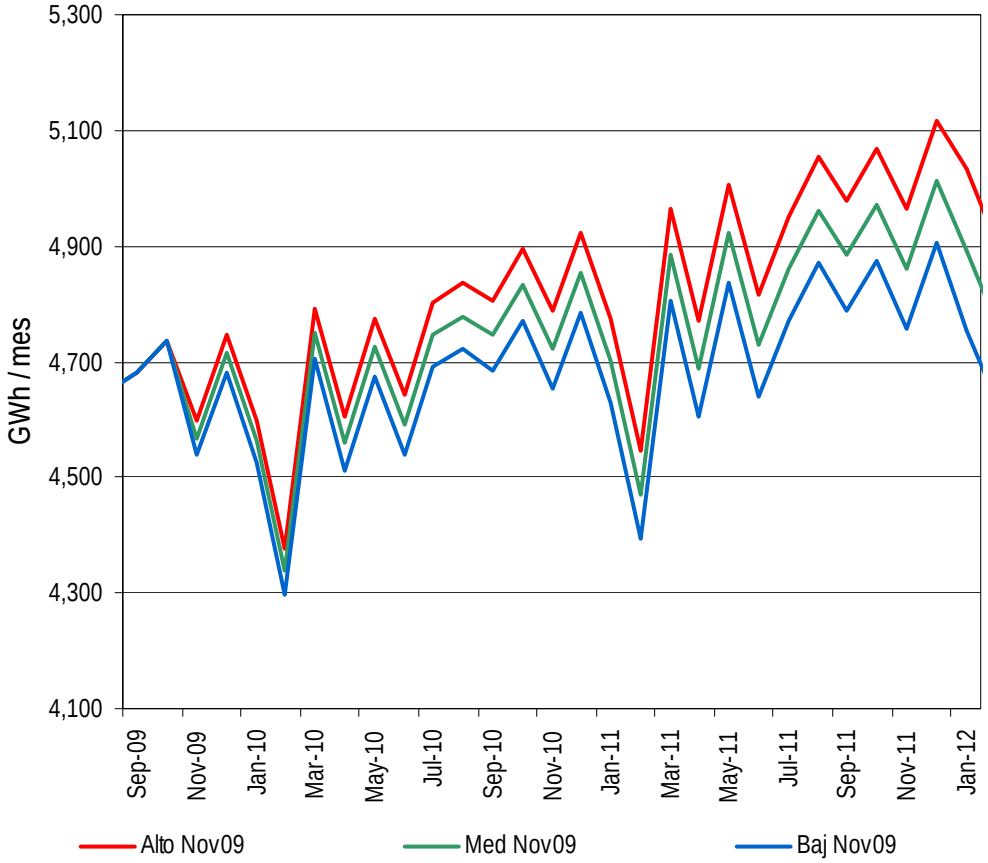
En esta revisión se mantienen las demandas por cargas especiales de acuerdo con la perspectiva de los agentes y la posibilidad de satisfacer la demanda con la infraestructura disponible. Es así como en la Tabla 1-1 se muestra la demanda para el horizonte de pronóstico.

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

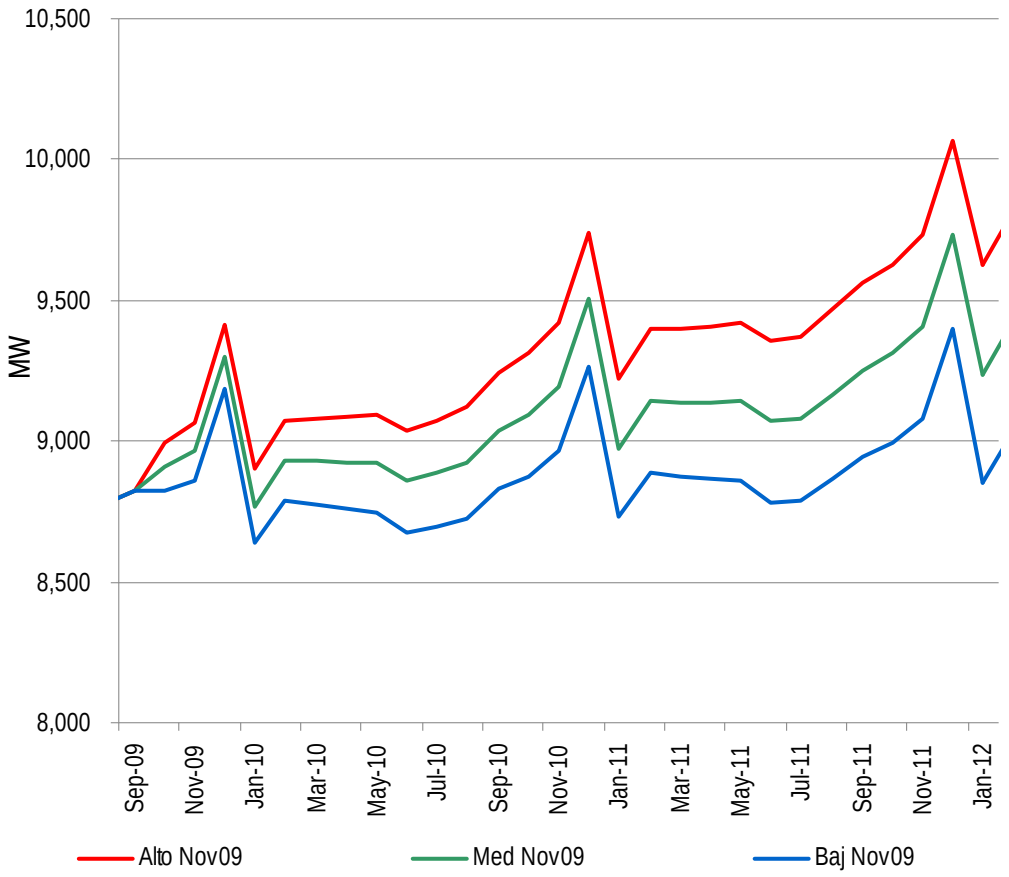
Tabla 1-1 Escenarios de demanda por cargas especiales

1.3 ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA EN EL CORTO PLAZO

A continuación, la Gráfica 1-3 y la Gráfica 1-4 presentan las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima del Sistema Interconectado Nacional para el corto plazo, el cual comprende los años 2009-2011. En el Anexo A del presente documento pueden consultarse las magnitudes de energía y potencia proyectadas.



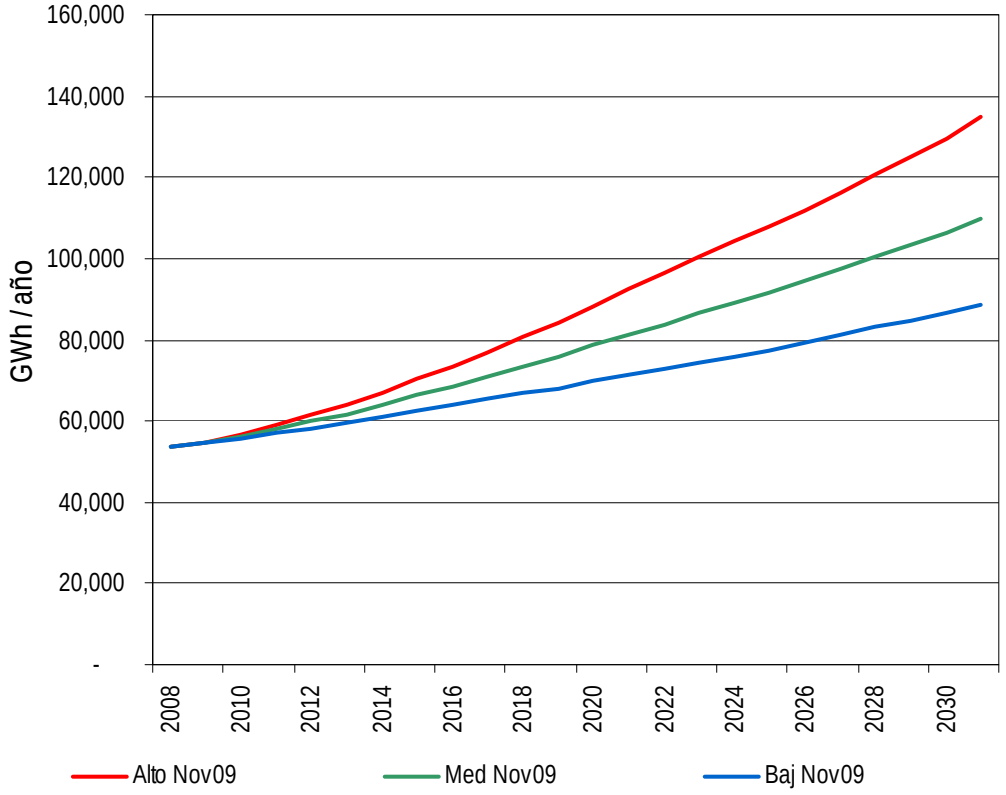
Gráfica 1-3 Banda de proyección de demanda nacional de energía eléctrica 2009-2011.



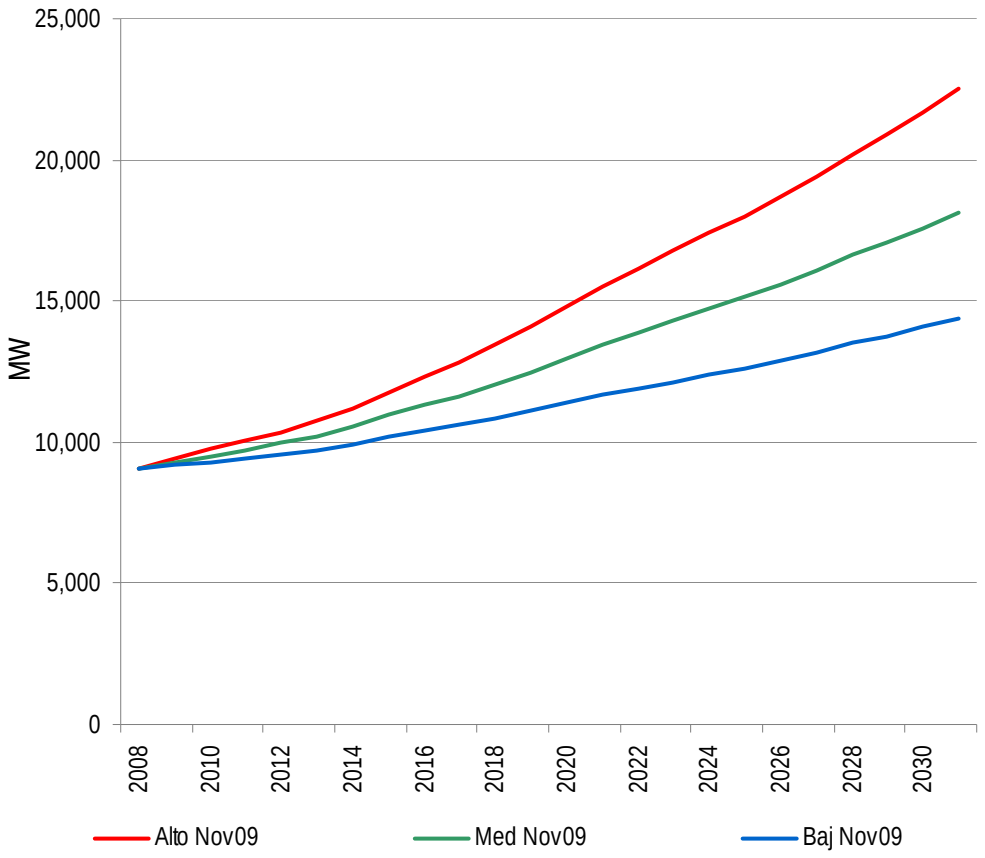
Gráfica 1-4 Banda de proyección nacional de potencia máxima 2009-2011

1.4 ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE ENERGÍA Y POTENCIA MÁXIMA EN EL LARGO PLAZO

A continuación, la Gráfica 1-5 y la Gráfica 1-6 presentan las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia del Sistema Interconectado Nacional para largo plazo, con un horizonte hasta el año 2031. En el Anexo A del presente documento pueden consultarse los valores anuales de energía y potencia máxima proyectadas.



Gráfica 1-5 Banda de proyección de demanda nacional de energía eléctrica 2009-2031



Gráfica 1-6 Banda de proyección nacional de potencia eléctrica 2009-2031

2 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.

El cargo ha implicado para el país 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.

Frente al proceso de planeamiento uno de los cambios sustanciales que se ha experimentado, es que el desarrollo de la expansión se realiza mediante esquemas de mercado, lo que contrasta con los modelos actualmente usados en el planeamiento y aquellos principios de la normatividad vigente que buscan la atención de la demanda bajo criterios de mínimo costo de inversión, de operación y de pérdidas.

El presente Plan de Expansión tiene como objetivos, entre otros, evaluar los requerimientos del sistema en materia de generación, plantear algunos resultados que se derivan de las actuales políticas implementadas y comportamientos de los mercados en Ecuador y centro América que indudablemente inciden sobre el mercado eléctrico colombiano.

Se plantean alternativas para determinar la expansión futura, considerando la infraestructura de generación actual, los proyectos en construcción y por construirse que adquirieron obligaciones de energía asociados al cargo por confiabilidad y las proyecciones de demanda vigentes a la fecha de elaboración del plan.

2.1 RECURSOS ENERGÉTICOS

2.1.1 Carbón Mineral

En el contexto Latinoamericano, Colombia ocupa el primer lugar en la cantidad de reservas probadas de carbón bituminoso, que ascienden a 6.814 millones de toneladas 2009[2]. El 90% de dichas reservas se encuentran ubicadas en la zona norte del país, el restante 10% se encuentran en la zona interior del país.

En los departamentos de la Guajira, Cesar y Córdoba, zona norte del país, se calculan unas reservas probadas de aproximadamente 6.120 millones de

[2] Fuente Ingeominas, cálculos UPME 2009.

toneladas, con un potencial de aproximadamente 11.585 millones de toneladas, discriminadas entre reservas indicadas y reservas inferidas. Esta región registra las mayores reservas de carbón térmico del país, cuya exportación se facilita por encontrarse en zona costera, los carbones son bituminosos altos en volátiles, de buena calidad desde el punto de vista de su poder calorífico y bajo nivel de azufre por lo que normalmente son exportados a los mercados de Norte América, Centro América y Europa. En la Tabla 2-1 se encuentran la Calidad de los Carbones Zona Norte.

Zona	Area	Sector	Humedad	Cz	MV	CF	PC BTU / Lb
Guajira	Cerrejón Norte		11,94	6,94	35,92	45,2	11.586
	Cerrejón central						
	Cerrejón Sur						
Cesar	La Loma	Sinclinal La Loma	11,39	10,32	33,37	66,63	10.867
		El Boquerón	10,29	5,61	36,79	47,31	11.616
		El Descanso Sur					
	La Jagua de Ibirico	La Jagua	7,14	5,32	35,7	51,84	12.606
		Cerro Largo					
Cordoba	Alto de San Jorge	San Pedro Sur	14,49	9,24	37,55	38,73	9.280
		San Pedro Norte	14,49	9,24	37,55	38,73	9.280
		Alto San Jorge	14,49	9,24	37,55	38,73	9.280

Fuente: Ingeominas

Tabla 2-1 Calidad de los Carbones Zona Norte

Donde:

Cz: Residuo no combustible de origen orgánico e inorgánico.

MV: materias Móviles, su contenido determina los rendimientos del coque y sus productos y es criterio de selección del carbón para gasificación y licuefacción.

CF: carbono fijo, es una medida de material combustible sólido y permite clasificar los carbones.

PC: Poder calorífico, representa la energía de combustión del carbono e hidrógeno y del azufre. Es el parámetro más importante en la definición de los contratos de compraventa de carbones térmicos.

En la zona del interior del país las reservas probadas están alrededor 700 millones de toneladas, en los departamentos de Cundinamarca y Boyacá el 57% de estas

reservas. Esta zona adicionalmente presenta un potencial de 5.160 millones de toneladas (reservas indicadas e inferidas).

Las reservas ubicadas en el interior del país se concentran en los departamentos de Antioquia, Boyacá, los Santanderes y Cundinamarca, y 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 usos industriales. Los carbones de los Santanderes son bituminosos y antracíticos, se caracterizan por tener altos volátiles, comúnmente aglomerantes, de buena calidad para uso térmico y metalúrgico[3].

De acuerdo con los estudios de caracterización adelantados en las zonas carboníferas del país[4], en la cordillera oriental se encuentran los mejores carbones bituminosos para uso térmico y metalúrgico junto con carbones antracíticos, tanto para el consumo interno como de exportación; en la cordillera occidental se hallan carbones bituminosos y sub.-bituminosos en Córdoba, norte de Antioquia, Valle del cauca y Cauca; en la cordillera central existen carbones bituminosos en las zonas carboníferas de Antioquia y antiguo Caldas . En la Tabla 2-2 se encuentran la Calidad de los Carbones Zona Interior del País Antioquia y Valle.

Zona	Area	Humedad	Cz	MV	CF	PC BTU / Lb
Antioquia	Venecia-Bolombolo	8,65	9,5	38,11	43,26	10.601
	Titiribí	7,3	7,92	37,99	46,84	11.767
	Rio Sucio -Quinchia	4,1	15,56	31,75	48,61	10.713
	Aranzazu-Santagueda	20,6	26,87	33,82	18,68	5.840
Valle	Yumbo-Asnazu	2,69	22,38	28,15	46,79	11.088
	Rio Dinde- Quebrada Honda	2,83	20,63	36,72	39,84	11.138
	Mosquera - El Hoyo	8,11	16,3	35,18	40,42	10.058

Fuente: Ingeominas, Cifras, Humedad Cz, MV, CF y PC en promedio.

Tabla 2-2 Calidad de los Carbones Zona Interior del País Antioquia y Valle

[3] La cadena del Carbón

[4] Ingeominas, Recursos, Reservas y Calidad.

Zona	Area	Humedad	Cz	MV	CF	PC BTU / Lb
Cundinamarca	Jerusalen - Guataqui	5,19	5,34	39,09	50,38	13.044
	Guadua-Caparrapi	4,12	5,61	22,43	67,83	12.829
	Guatavita-Sesquile-Choconta	1,98	11,23	34,88	51,91	12.682
	Tabio -Rio Frio- Carmen de Carupa	3,77	11,21	19,4	65,6	13.215
	Chequa-Lenguazaque	4,16	10,04	30,32	55,46	13.075
	Suesca-Albarracín	3,92	10,43	33,53	52,12	12.738
	Zipaquira-Neusa	1,04	14,42	24,33	60,21	12.993
	Paramo de la Bolsa -Macheta	4,42	14,21	35,7	45,67	11.309
Boyaca	Chequa-Lenguazaque	3,56	10	25,19	61,25	11.439
	Suesca-Albarracín	4,69	12,18	33,71	49,42	12.420
	Tunja -Paipa-Duitama	9,48	11,4	38,03	41,09	11.268
	Sogamoso-Jerico	4,29	9,57	30,19	55,96	13.099
	Betanía	1,49	8,36	30,94	59,25	13.859
	Umbita-Laguna de Tota	5,75	13,1	38,34	42,8	11.699

Fuente: Ingeominas, Cifras, Humedad Cz, MV, CF y PC en promedio.

Tabla 2-3 Calidad de los Carbones Zona Interior del País.

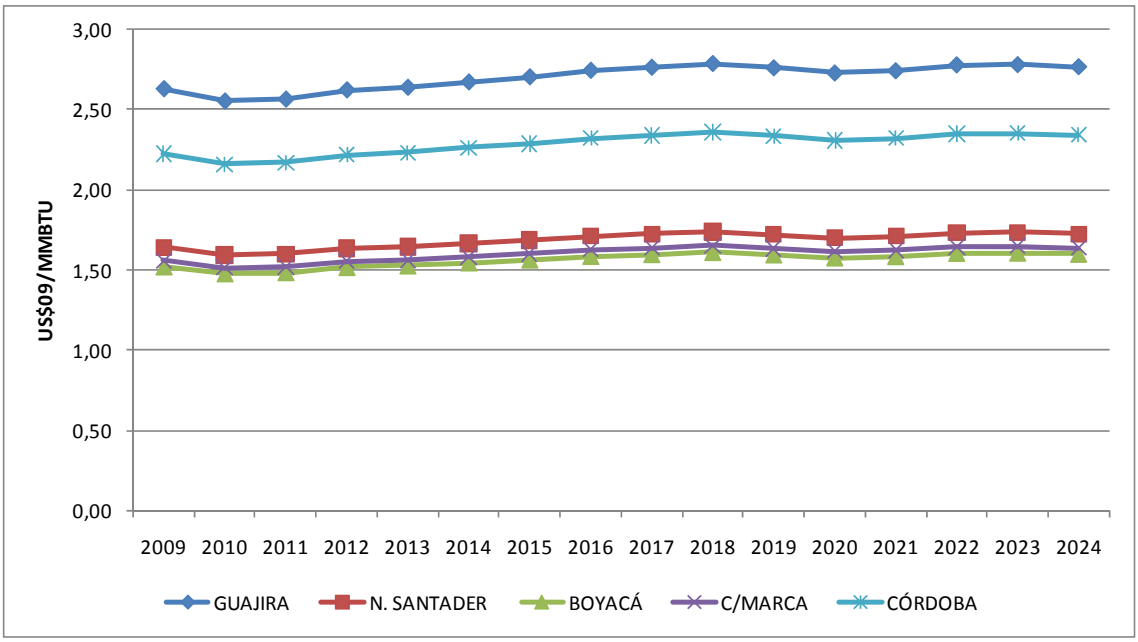
Zona	Area	Humedad	Cz	MV	CF	PC BTU / Lb
Santander	San Luis	1,67	15,8	37,7	52,46	16.026
	Cimitarra Sur	4,61	4,61	29,77	61,02	13.021
	Capitanejo-San Miguel	6,33	7,51	19	67,16	11.782
	Miranda	1,81	14,47	15,13	68,59	12.803
	Molagavita	0,8	8,58	32,25	58,37	14.161
	Paramo del Almorzadero	5,18	4,71	14,23	75,88	12.889
Norte de Santander	Pamplona-Pamplonita	2,96	9,97	36,15	50,92	13.199
	Herrán-Toledo	2,31	7,46	26,99	63,24	14
	Salazar	3,76	9,46	36,81	49,96	12.762
	Tasajero	2,6	11,6	34,36	51,4	13.180
	Zulia-Chinacota	3,32	12,34	33,57	50,93	12.634
	Catatumbo	3,99	8,91	38,37	48,73	12.459

Fuente: Ingeominas, Cifras, Humedad Cz, MV, CF y PC en promedio

Tabla 2-4 Calidad de los Carbones Zona Interior del País.

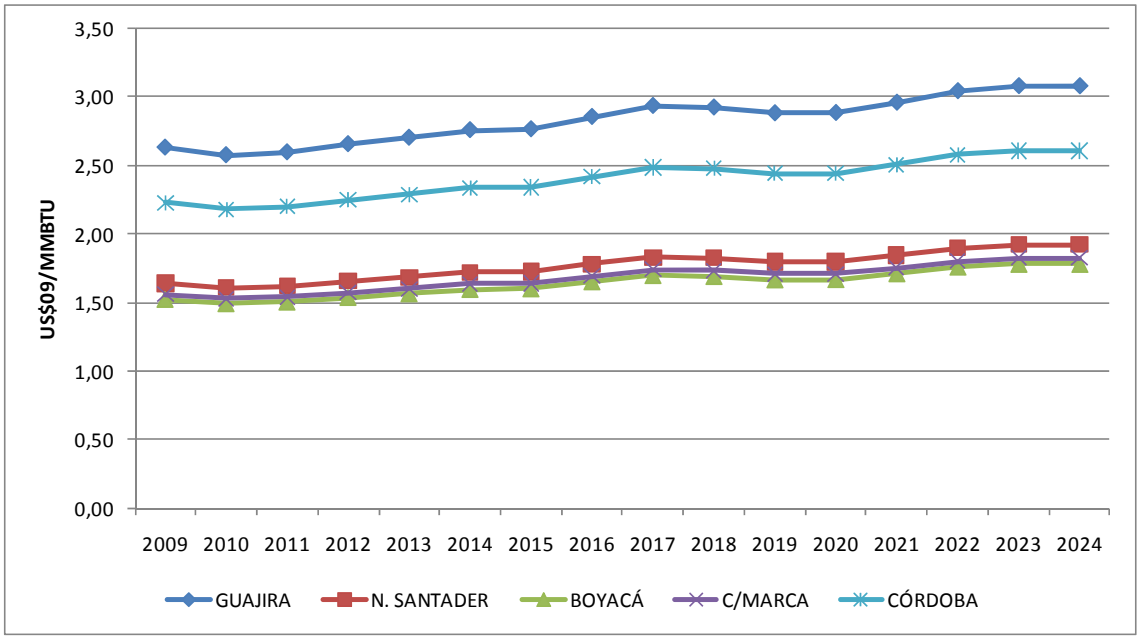
En lo que respecta a los precios del carbón mineral, se empleó la información disponible enviada por los diferentes agentes sobre el comportamiento de los precios para las diferentes regiones, que sirve como base para estimar el precio presente, en cuanto el comportamiento futuro se tomaron en cuenta los escenarios de proyección del precio específicos de este mineral estimados en el Energy Outlook 2009 publicado por el Departamento de Energía de Estados Unidos-DOE.

Resultado de esto se presenta en la Gráfica 2-1 para el escenario medio



Gráfica 2-1 Escenario medio de precios de carbón mineral en US$/MBTU de septiembre de 2009

Para esta edición se incluyó también un escenario de precios altos. Ver Gráfica 2-2.



Gráfica 2-2 Escenario alto de precios de carbón mineral en US$/MBTU de septiembre de 2009

2.1.2 Gas Natural

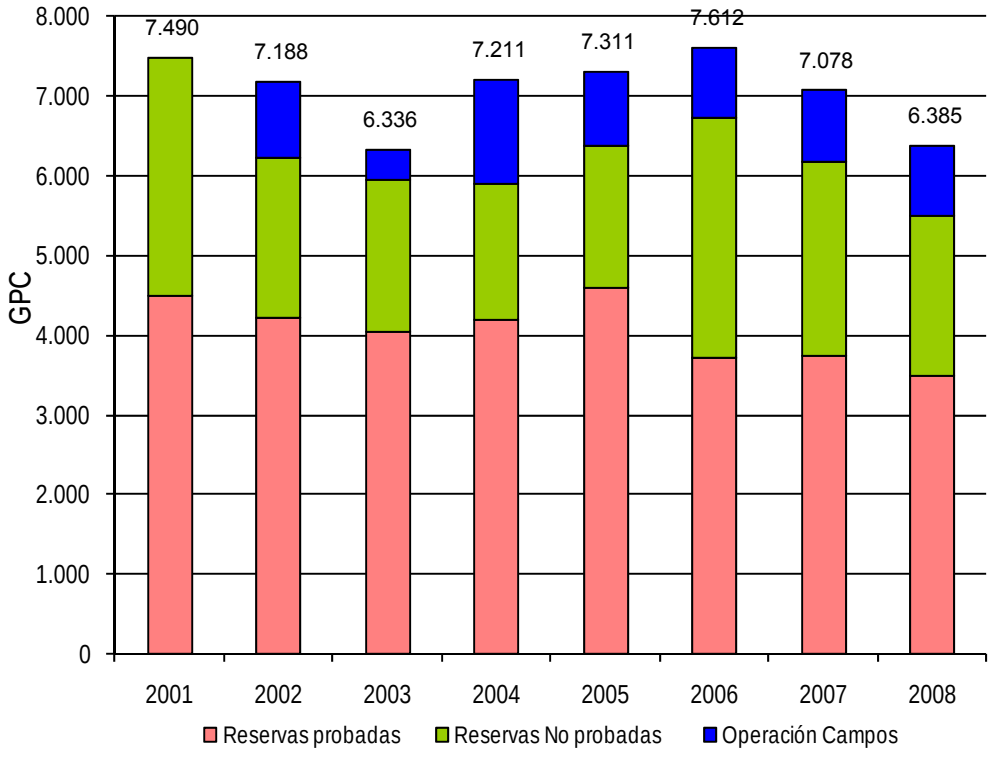
La disponibilidad de gas natural para generación termoeléctrica durante el periodo 2010 – 2024, parte del análisis realizado por la UPME en el Plan de abastecimiento para el suministro y transporte de gas natural, que corresponde con el primer ejercicio formal de planificación indicativa que se realiza en el país para ese sector. El Plan de abastecimiento de gas natural fue realizado con el objeto de orientar las decisiones de los Agentes y del Estado en orden a asegurar la satisfacción de la demanda nacional de gas natural.

El documento, publicado en su versión preliminar en octubre de 2009, aborda la situación de oferta y demanda de gas natural para el corto, mediano y largo plazo a partir de los pronósticos de demanda, la declaración de producción de gas realizada al Ministerio de Minas y Energía, la situación de reservas de gas, entre otros.

Actualmente, el Plan de abastecimiento de gas natural se encuentra en su fase de revisión y ajuste a partir de los comentarios realizados por los agentes en los diferentes escenarios de socialización. No obstante lo anterior, como un ejercicio de sensibilidad para el presente estudio se ha considerado un escenario de abastecimiento crítico de gas natural que justifica la construcción de una planta de regasificación de gas natural en La Guajira.

2.1.2.1 Reservas de Gas Natural

De acuerdo con la información de la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, al 31 de diciembre de 2008 el país contaba con unas reservas de gas natural de 6,385 Giga pies cúbicos – GPC, las cuales incluyen reservas probadas, no probadas y gas para consumo propio en la operación. Del total de las reservas de gas natural, 4,383 GPC correspondían a la categoría de reservas probadas disponibles para su uso, y 2,000 GPC a la de reservas no probadas. Ver Gráfica 2-3.



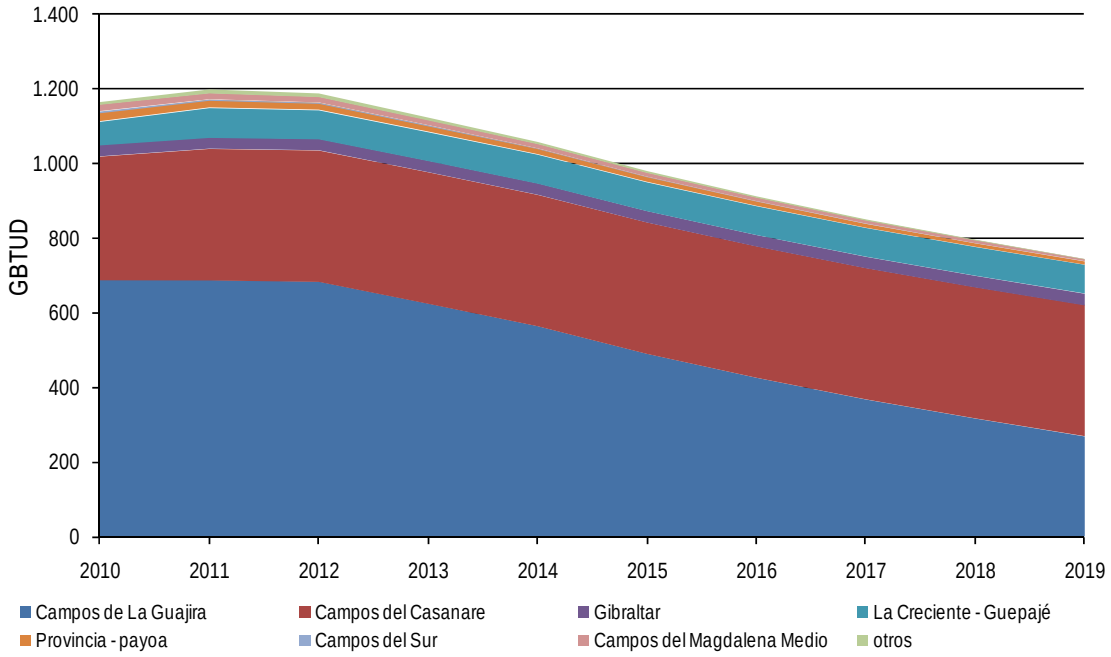
Gráfica 2-3 Reservas de Gas Natural

2.1.2.2 Producción de Gas Natural

La producción de gas natural en Colombia muestra una tendencia creciente en los últimos años, pese a la declinación normal de las reservas remanentes de los campos productores. El aumento de dichos volúmenes se debe principalmente a trabajos realizados en los campos maduros, lo que ha permitido maximizar las reservas e incrementar la oferta de gas natural para satisfacer el sostenido crecimiento de la demanda.

Las principales fuentes de producción nacional de gas natural se concentran en los campos Ballena y Chuchupa, en la Costa Atlántica y en Cusiana y Cupiagua, localizados en el Interior del país. Durante el año 2008, los campos de La Guajira y Cusiana, fueron responsables del 87% del suministro, de los cuales el 65% corresponde a Guajira y el 22% a Cusiana, que equivalen a 569 MPCD y 94 MPCD, respectivamente.

El potencial de producción de gas natural que se presenta a continuación corresponde a la información reportada por los productores al Ministerio de Minas y Energía en virtud del Decreto 2687 de 2008, y publicada mediante Resoluciones 180261, 180539 y 181828 de 2009 emanadas del mismo Ministerio. En la Gráfica 2-4 se presenta el potencial de producción de los campos productores incluidos en las resoluciones mencionadas.



Gráfica 2-4 Proyección de oferta Nacional de Gas Natural

En términos generales, se destaca la disminución importante del suministro de los campos de La Guajira que señala una reducción del 61% en el periodo 2010 - 2019, la cual no está del todo compensada por la incertidumbre en las importaciones de gas desde Venezuela. Igualmente, la reducción en el aporte de los campos productores del Sur del país que alcanza el 90% en el mismo periodo.

Este entorno adverso se ve favorecido por el aumento de producción de los campos del Casanare de acuerdo con las intenciones manifestadas por los productores, para sostener la máxima producción y así permitir atender el aumento de demanda al menos en el Interior del país.

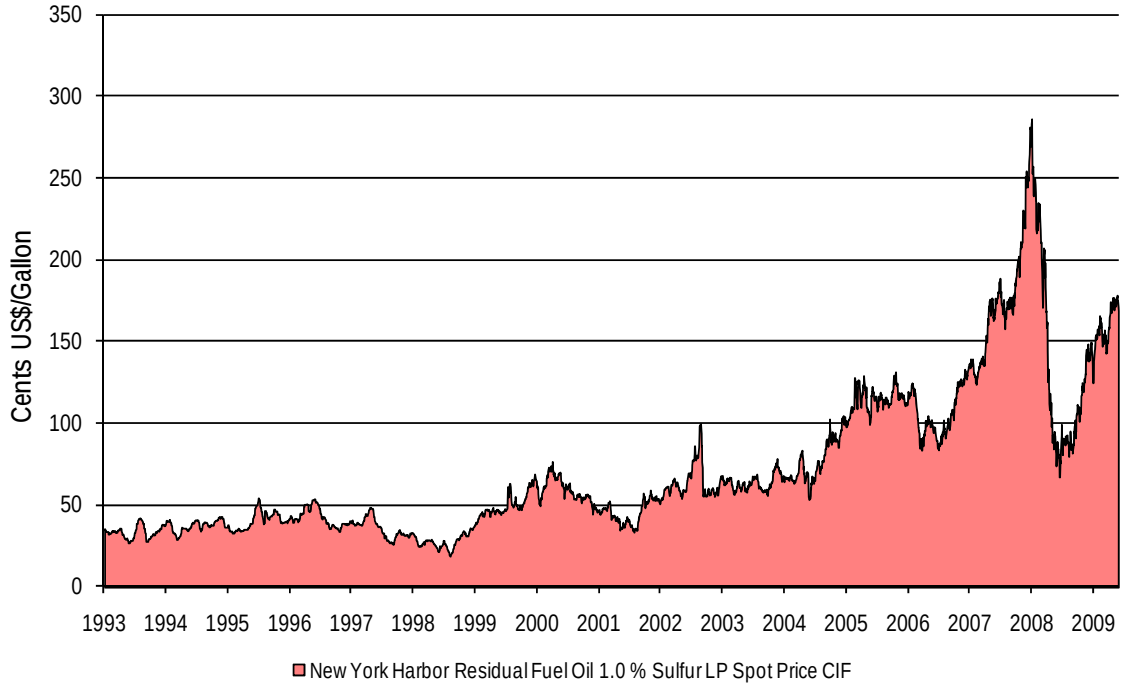
Ante este escenario de oferta de gas, la UPME a través del Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural presentó en su versión preliminar, una serie de alternativas de abastecimiento externo que buscan garantizar la atención del 100% de la demanda del sector.

El análisis presentado concluye que ante la incertidumbre asociada al pronto descubrimiento de importantes reservas de gas natural, a la fecha de inicio de las importaciones de gas natural de Venezuela, y a la posibilidad de aumentar dichas importaciones, es recomendable la construcción de una planta de regasificación de 300 MPCD con capacidad de ampliarse hasta 450 MPCD, ubicada en la Guajira.

2.1.2.3 Precios de Gas Natural [5]

Durante el 2009, la dinámica del mercado del petróleo se desarrolló bajo un escenario de recuperación de precios, con derrumbe de demanda (durante el 2009 se redujo el consumo de petróleo respecto al 2008 en un millón 750 mil barriles diarios aproximadamente). La ocurrencia de este fenómeno podría tener explicación en que a pesar de esa baja en la demanda, el suministro actual de entre 83 y 84 millones de barriles diarios, exige la producción de yacimientos con altos costos de producción.

De esta manera, el comportamiento de los precios del petróleo ha generado una tendencia alcista en el precio de los diferentes combustibles líquidos como el New York Harbor Residual Fuel Oil 1.0 % Sulfur LP Spot Price (ver Gráfica 2-5), referente considerado para el cálculo del índice de variación del precio de Máximo Regulado de Gas Natural en el país.

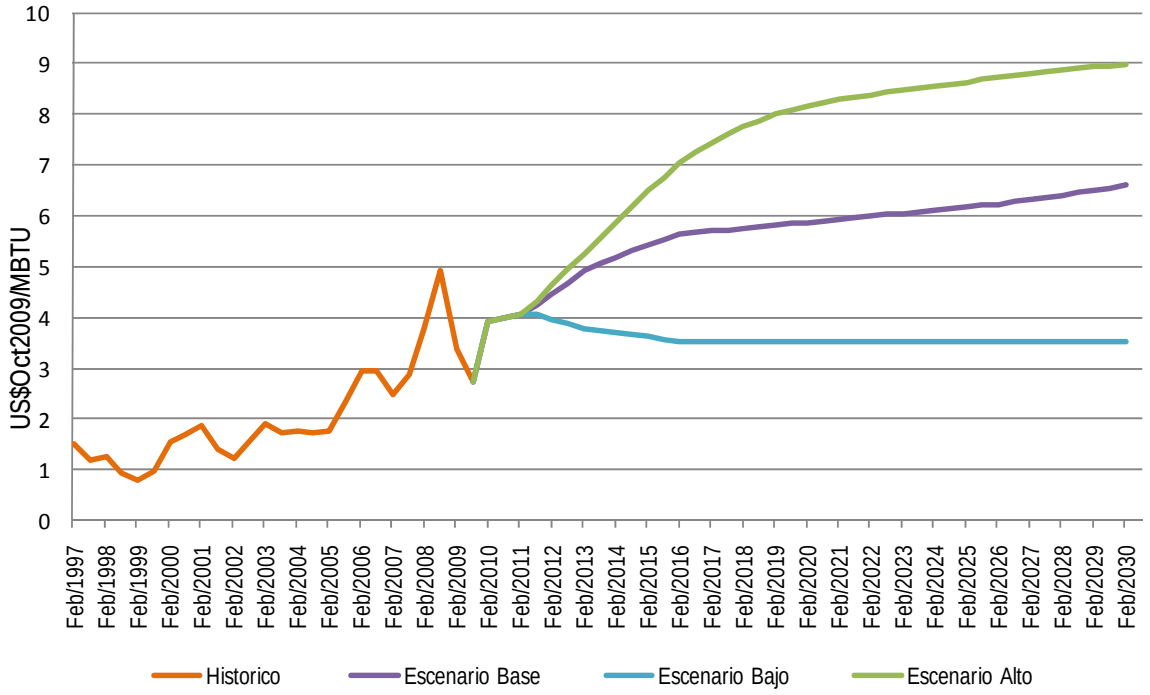


Gráfica 2-5 Precio del New York Harbor Residual Fuel Oil 1.0 % Sulfur LP Spot Price [6]

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. La estimación indica un encause hacia periodos de precios altos, que posiblemente

[5] Fuente: http://www.jornada.unam.mx/2009/10/25/index.php?section=economia&article=026a1eco
[6] Fuente: EIA DOE

originen disminución de la demanda por parte del sector, haciendo más competitivas otras fuentes de energía para la generación eléctrica (ver Gráfica 2-6).



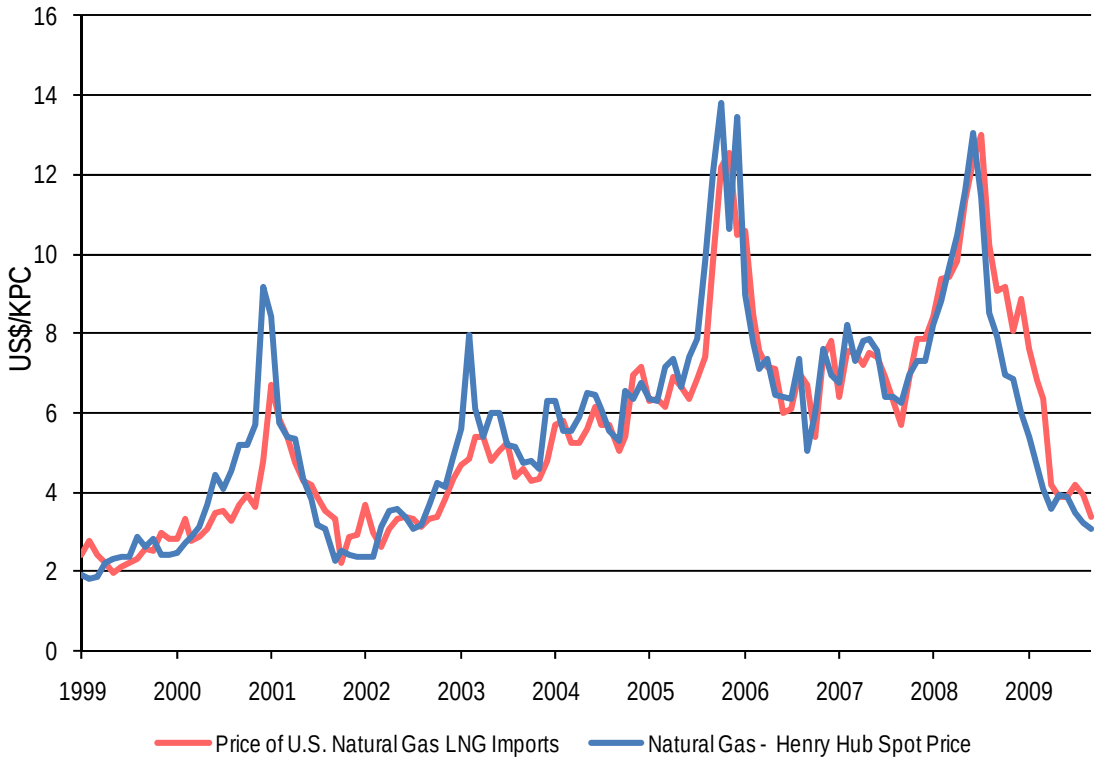
Gráfica 2-6 Proyección de precios de Gas Natural de La Guajira en boca de pozo

Tal como se mencionó al inicio de esta sección, como un ejercicio de sensibilidad para el presente estudio se ha considerado conveniente incluir un escenario de abastecimiento crítico de gas natural que justifique la construcción de una planta de regasificación de gas natural en La Guajira.

Para proyectar el precio del gas natural a partir de la planta de regasificación nacional, se tomó como referencia el mercado de Gas Natural Licuado de la cuenca atlántica y específicamente el comportamiento del precio del GNL de importación para Estados Unidos. Se encontró una alta correlación entre el comportamiento del precio del GNL importado para Estados Unidos con el precio spot del gas natural en Henry Hub (ver Gráfica 2-7).

De esta manera la proyección del precio del LNG se realizó con las tasas de crecimiento de la proyección del *Natural Gas - Henry Hub Spot Price*, disponible en el Anual Energy Outlook 2009[7].

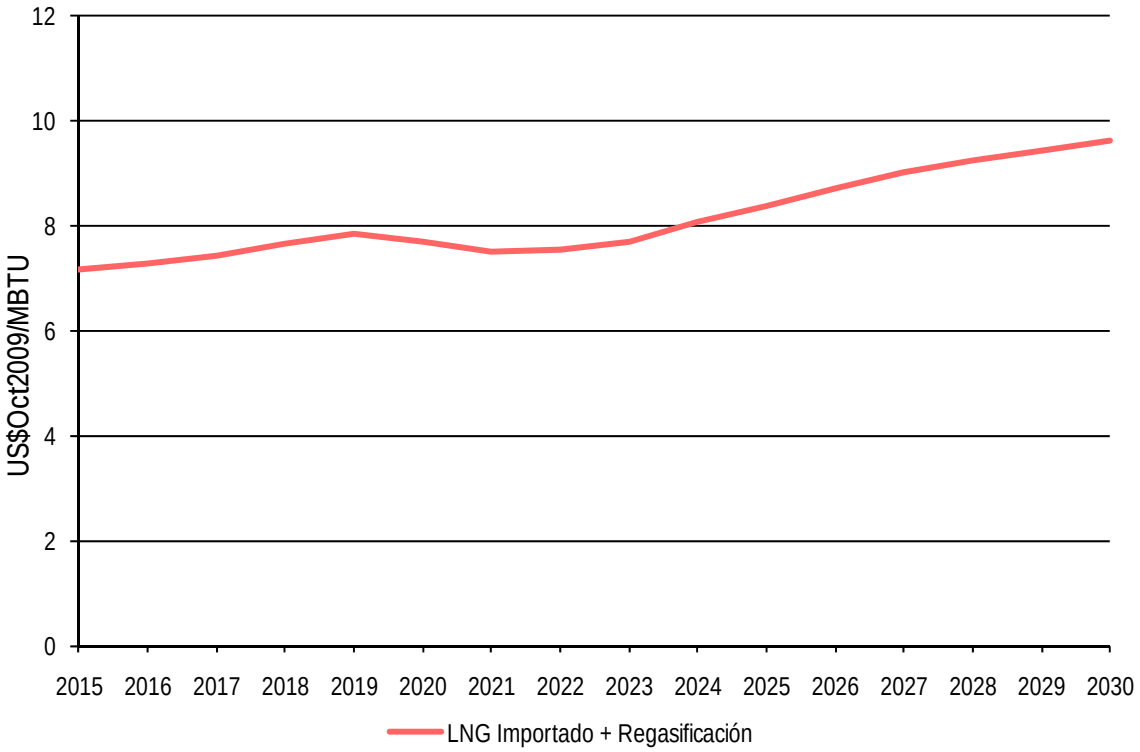
[7] http://www.eia.doe.gov/



Gráfica 2-7 Comportamiento precios Gas Natural en Estados Unidos

Posteriormente se le descontó un costo promedio de transporte desde los países productores de GNL disponibles en la Cuenca del Atlántico hasta Henry Hub, y se le sumo un costo promedio de transporte desde dichos países hasta el puerto propuesto para ubicar la planta de regasificación, La Guajira. Finalmente se le incorporó a dicha proyección, un costo estimado de regasificación.

Con los anteriores supuestos, la Gráfica 2-8 presenta el resultado de la proyección del Precio del GNL importado para el caso Colombiano.



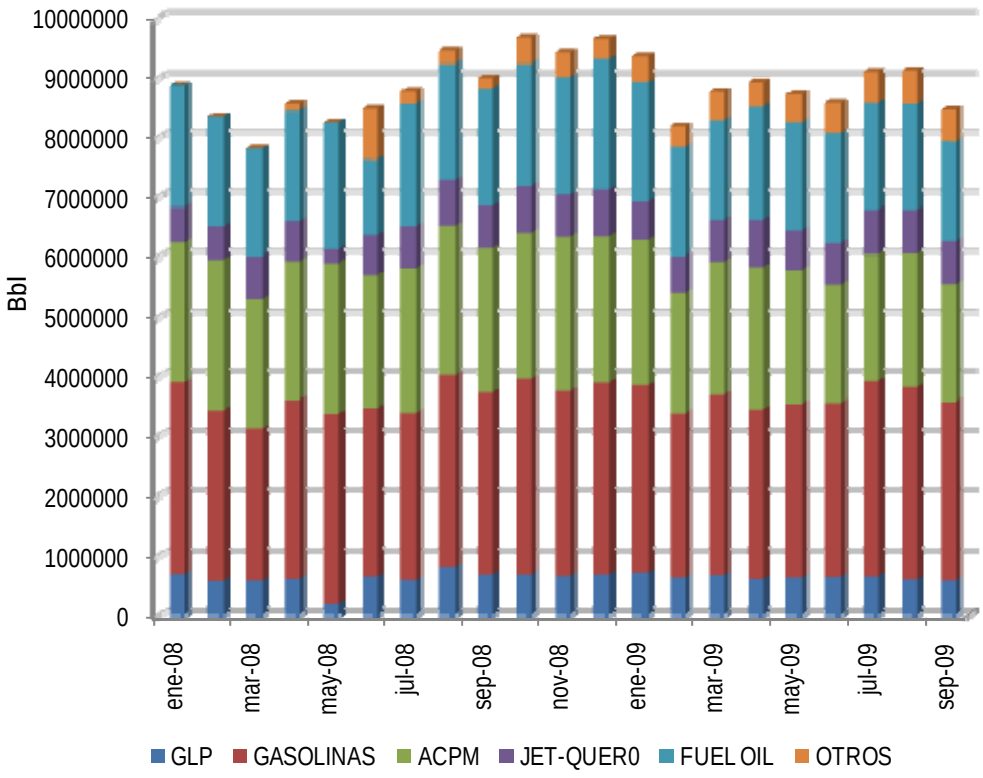
Gráfica 2-8 Proyección precio del GNL puesto en La Guajira

2.1.3 Combustibles Líquidos

2.1.3.1 Producción

Colombia cuenta con una capacidad de refinación que asciende a los 330,000 BPD, de los cuales el 74.5% se procesa en Barrancabermeja, 23.8% en Cartagena, 0.8% lo refina Orito y 0.75% Apiay. De acuerdo con la información suministrada por ECOPETROL, durante el último año, las refinerías colombianas se han mantenido en un nivel de utilización del 95% de la capacidad instalada, procesando en promedio 315,000 BPD de petróleo crudo. Del total procesado el 75% se carga en la refinería de Barrancabermeja, el 24% en la refinería de Cartagena y el restante 1% entre las plantas de Orito y Apiay.

Entre enero y septiembre de 2009, las refinerías colombianas han producido en promedio 9 millones de barriles mensuales de combustibles líquidos (gasolinas, ACPM, Fuel Oil, Jet, GLP y otros). Del total de combustibles líquidos producidos, el 34% corresponde a gasolinas, el 25% a ACPM, el 21% a Fuel Oil y el 20% restante a GLP, Jet-Quero y otros. Ver Gráfica 2-9.



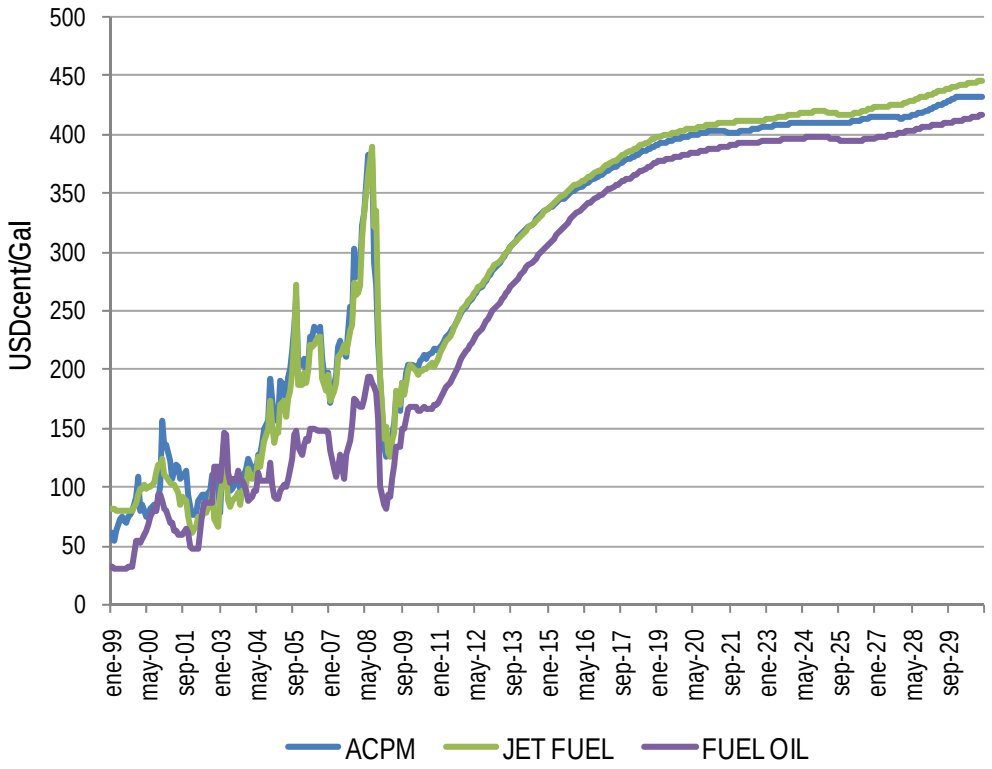
Gráfica 2-9 Producción de Combustibles Líquidos

El aumento en la producción de combustibles líquidos en lo corrido del año 2009, se debe a los trabajos que se realizaron principalmente en la refinería de Barrancabermeja tendientes a incrementar su disponibilidad mecánica y aumentar el factor de conversión. La operación y expansión de la capacidad refinadora de crudo ha estado en cabeza de ECOPETROL, operadora de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, de conversión media, Orito y Apiay, estas últimas de menor capacidad y tecnología.

Entre enero y septiembre de 2009 en las refinerías colombianas se han producido en promedio 72,500 BPD de ACPM, 60,000 BPD de Fuel Oil y 23,500 BPD de Jet Fuel, estos volúmenes son consumidos principalmente por el sector transporte, el sector industrial y para la generación térmica.

2.1.3.2 Precios Combustibles Líquidos utilizados para la generación térmica

Los precios internos de los combustibles líquidos fluctúan de acuerdo con los precios internacionales, específicamente con el mercado de la Costa del Golfo y la TRM; la tendencia seguida por los precios de los hidrocarburos refleja la afección generada por la crisis financiera y la recesión experimentada desde septiembre de 2008. Ver Gráfica 2-10.



Gráfica 2-10 Precio proyectado del ACPM – Jet Fuel y Fuel Oil

En el último año, el mercado internacional se ha caracterizado por un desbalance entre oferta y demanda, en el que si bien se han generado restricciones desde la producción para motivar el alza de los precios, la débil demanda ha contrarrestado todas las acciones encaminadas al fortalecimiento del sector, restringiendo adicionalmente las inversiones para proyectos que aseguren la producción futura de hidrocarburos.

A diferencia del Jet Fuel y el Fuel Oil, debido a la intervención del Gobierno Nacional como medida para moderar los precios de los combustibles, el Ingreso al Productor (IP) del ACPM en el año 2009 no se rigió por la tendencia internacional, por el contrario, se condicionó al mantenimiento del precio máximo de venta. En la última década, las tasas de variación del IP para los combustibles líquidos han incrementado a una tasa promedio anual de 7.83%, 6.50% y 12.81% para el ACPM, el Jet Fuel y el Fuel Oil, respectivamente, alcanzando en el año 2008 valores máximos de 381.81 USDCent/gal, 389.33 USDCent/gal y 193.84 USDCent/gal.

Los escenarios de proyección de precios, consideran la recuperación paulatina de la demanda en el corto plazo (precios bajos) y una participación más importante de los combustibles líquidos no convencionales; se espera que la economía inicie su recuperación finalizando el 2010 y se retorne a una tendencia moderada de crecimiento en la demanda de hidrocarburos en los próximos años, conllevando a

una recuperación de los precios, dando lugar a tasas de crecimiento interanuales de 4.60%, 4.69%, 5.72% para el ACPM, Jet Fuel y Fuel Oil, respectivamente para el periodo 2009 – 2030.

2.2 CARGO POR CONFIABILIDAD

Para garantizar la disponibilidad de recursos destinados a abastecer la demanda de energía en condiciones de escasez y asegurar la expansión de generación del sistema, se introdujo el cargo por confiabilidad.

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 en la Tabla 2-5.

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 2-5. Obligaciones de energía firme en la primera subasta de energía del cargo por confiabilidad[8].

Para plantas con un período de construcción mayor a cuatro años y que podrían entrar entre el 2014 al 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 éste esquema hasta el 2018 entraran las siguientes plantas, ver en la Tabla 2-6.

PROYECTO	RECURSO	CAPACIDAD MW	OBLIGACIÓN DE ENERGÍA FIRME GWh-año				
			2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019
CUCUANA	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
ITUANGO	HIDRO	1,200	--	--	--	--	1,085
TOTAL		2,991.20	1,032	2,205	3,775	5,146	6,281

Tabla 2-6. Obligaciones de energía firme a través del proceso de sobre cerrado del cargo por confiabilidad[9].

[8] Datos tomados de XM Los Expertos en Mercados.

2.3 REGISTRO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN

En la actualidad el registro de proyectos de generación tiene una capacidad inscrita de 14,383.5 MW de los cuales 8,500.5 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, 127.9 MW a proyectos hidráulicos con capacidad menor a 20 MW, 25 MW a proyectos de cogeneración y 20 MW a proyectos eólicos.

Tabla 2-7 se presentan los proyectos que en la actualidad se encuentran registrados de acuerdo a la tecnología, localización y promotor del proyecto.

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	LOCALIZACIÓN (municipio y departamento)		PROMOTOR	FASE
Térmico a Gas Natural. Capacidad registrada: 2,520.5 MW					
Termocandelaria	586	Cartagena	Bolívar	Termocandelaria S.C.A.	2
Termocol	210	Santa Marta	Magdalena	Grupo Políobras S.A.	2
Merilectrica CC	103	Barrancabermeja	Santander	Merilectrica E.S.P.	2
TermoFlores IV	160	Barranquilla	Atlántico	Termoflores S.A. E.S.P	2
GT 23	100	Barranquilla	Atlántico	Termobarranquilla S.A. E.S.P.	2
Termoandina 1	98.5	San Pedro	Sucre	Proeléctrica	2
Repotenciación Unidad Cimarrón	38	Yopal	Casanare	Generadora Cimarrón S.A.	2
CC - Endesa 1	400	Tauramena	Casanare	Emgesa S.A. E.S.P.	1
		Manaure	Guajira		
Termo Upar	300	La Paz	Cesar	Isagen S.A. E.S.P.	1
Termo Lumbí	300	Mariquita	Tolima	Isagen S.A. E.S.P.	2
Termo Yarigüíes	225	Barrancabermeja	Santander	Isagen S.A. E.S.P.	3
Térmico a Carbón. Capacidad registrada: 2,884.6 MW					
Termocauca	100	Santander de Quilichao	Cauca	Termocauca E.S.P.	2
Termobijao	460	Puerto Libertador	Córdoba	Merilectrica E.S.P.	2
Gecelca 2	150	Dibulla	Guajira	Gecelca	2
Gecelca 3	150	Puerto Libertador	Córdoba	Gecelca	2
Gecelca 4	100	Dibulla	Guajira	Gecelca	3
Gecelca 7	100	Puerto Libertador	Córdoba	Gecelca	4
Termo San Fernando	165	Amagá	Antioquia	Cía. de Generación del Cauca S.A. E.S.P.	2
Tasajero II	155	San Cayetano	N. Santander	Termotasajero S.A. E.S.P.	2
Termocaribe 1	350	Galapa	Atlántico	Zona Franca B/quilla	2
Termozipa 6	154.6	Tocancipá	Cundinamarca	Emgesa S.A. E.S.P.	2
Termosuamox	300	Belencito	Boyacá	Acerías Paz del Río	2
Sinifaná 1	175	Venecia	Antioquia	Carboeléctrica de Sinifaná S.A. E.S.P.	2
Sinifaná 2	175	Venecia	Antioquia	Carboeléctrica de Sinifaná S.A. E.S.P.	2
Termocaribe 2	350	Galapa	Atlántico	Zona Franca B/quilla	2

[9] Idbidem.

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	LOCALIZACIÓN (municipio y departamento)		PROMOTOR	FASE
Térmico a Fuel Oil. Capacidad registrada: 305 MW					
Gecelca 14	10	Dibulla	Guajira	Gecelca	2
Gecelca 15	50	Soledad	Atlántico	Gecelca	2
Gecelca 13	10	Dibulla	Guajira	Gecelca	2
Termodial 1	25	--	Atlántico	José Alejandro Alzate	2
Termocol	210	Santa Marta	Magdalena	Grupo Políobras S.A.	2
Hidroeléctrica (Mayores a 20 MW). Capacidad registrada: 8500.5 MW					
Porce III	660	Anoría Amalfi	Antioquia	EPM	3
Amoyá	80	Chaparral	Tolima	Isagen S.A. E.S.P.	3
Miel II	150	Samaná	Caldas	Gestión Energética S.A. E.S.P.	2
Cucuana	48	Roncesvalles	Tolima	Epsa S.A. E.S.P.	2
Sogamoso	820	Betulia - Girón	Santander	Isagen S.A. E.S.P.	3
El Quimbo	400	Gigante, Garzón	Huila	Emgesa S.A. E.S.P.	2
Porce IV	400	Anorí, Amalfi	Antioquia	EPM	2
Andaquí	687	Santa Rosa	Putumayo	Isagen S.A. E.S.P.	2
Pescadero - Ituango	2400	Ituango	Antioquia	Hidroeléctrica Pescadero Ituango S.A.	2
Chapasia	800	Miraflores, Páez	Boyacá	Emgesa S.A. E.S.P.	1
Espíritu Santo	700	--	Antioquia	HMV Ingenieros LTDA	1
Bugalagrande	40.5	Tuluá	Valle	Epsa S.A. E.S.P.	2
Cañaveral	68	Aguadas - Sonson	Caldas - Antioquia	Isagen S.A. E.S.P.	2
Encimadas	94	Aguadas - Sonson	Caldas - Antioquia	Isagen S.A. E.S.P.	2
El Doce	360	Tarazá y Valdivia	Antioquia	HMV Ingenieros LTDA	1
CUSIANA	194	Pajarito	Boyaca	Epsa	1
EL PLACER	65	Rio Blanco	Tolima	Epsa	1
LA ESTACION	99	Rio Blanco	Tolima	Epsa	1
MARACAIBO	86	Ataco	Tolima	Epsa	1
LA GAITANA	59	Planadas	Tolima	Epsa	1
LIMONCITO	52	Ibague	Tolima	Epsa	1
VERGEL	99	Rio Blanco	Tolima	Epsa	1
MITACA	99	Rio Blanco	Tolima	Epsa	1
SAN MIGUEL	40	San Luis y San Francisco	Antioquia	ENERMONT S.A. E.S.P	1
Hidroeléctricas (Menores a 20 MW). Capacidad registrada: 127.9 MW					
Amaime	19.9	Palmira, Cerrito	Valle	Epsa S.A. E.S.P.	2
Coello 1,2,3	3.7	Chicoral	Tolima	Energética	2
Caruquia	9.5	Santa Rosa de	Antioquia	HMV Ingenieros LTDA	2
Guanaquitas	9.5	Gómez Plata	Antioquia	Guanaquitas S.A E.S.P.	2
Trasvase Guarinó	--	Victoria	Caldas	Isagen S.A. E.S.P.	2
Barroso	19.9	Salgar	Antioquia	Barroso S.A	1
Trasvase Manso	--	Samaná	Caldas	Isagen S.A. E.S.P.	2
PCH de Neusa	2.9	Cogua, Tausa	Cundinamarca	Ingameg	1
SANTIAGO	2.8	Santo Domingo	Antioquia	GENERAMOS ENERGIA S.A E.S.P	1
El Popal	19.9	Cocorná	Antioquia	HMV Ingenieros LTDA	1
SAN BARTOLOME	19.9	Oiba y Guadalupe	Santander	ENERMONT S.A. E.S.P	1
OIBITA	19.9	Guapota, Chima	Santander	ENERMONT S.A. E.S.P	1
Eólico. Capacidad registrada: 20 MW					
Jouktai	20	Uribia	Guajira	WAYUU S.A.	1
Cogeneración. Capacidad registrada: 44.9 MW					
Cogeneración	19.9	El Cerrito	Valle del Cauca	Ingenio Providencia S.A	3
Mayagüez	25	Candelaria	Valle del Cauca	Mayagüez S.A.	3

Tabla 2-7. Proyectos inscritos en el registro de proyectos de generación.

2.3.1 Proyectos de Generación en desarrollo

A continuación en la Tabla 2-8 se presentan los proyectos contemplados en los diferentes análisis del plan y los cuales han comenzado su proceso de construcción. En dicha tabla 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 los promotores de los proyectos.

PROYECTO	TIPO	NÚMERO DE UNIDADES	CAPACIDAD (MW)		FECHA DE OPERACIÓN COMERCIAL
			A Instalar	Por Unidad	
CARUQUIA	HIDRO	1	9.9	9.9	Dec-09
GUANAQUITAS	HIDRO	1	9.9	9.9	Jul-10
TRAS. GUARINÓ	HIDRO	--	--	--	Jun-10
AMAIME	HIDRO	2	19.9	--	Dec-10
FLORES IV	GAS VAPOR	1	160	160	Dec-10
PORCE III	HIDRO	4	660	165	Oct-10
				165	Jan-11
				165	Apr-11
				165	Jun-11
TRAS. MANSO	HIDRO	--	--	--	Jan-11
EL MANSO	HIDRO	1	27	27	Jan-11
AMOYÁ	HIDRO	2	78	39	Jul-11
MIEL II	HIDRO	2	135.2	67.6	Jan-13
CUCUANA	HIDRO	2	60	30	Dec-14
GECELCA 3	TERMICO	1	150	150	Dec-12
TERMOCOL	TÉRMICO	1	210	210	Dec-12
EL QUIMBO	HIDRO	2	420	420	Dec-14
SOGAMOSO	HIDRO	3	800	800	Nov-13
PORCE IV	HIDRO	2	400	200	Feb-15
				200	May-15
ITUANGO	HIDRO	4	1,200	300	Mar-17
				300	Jun-17
				300	Sep-17
				300	Dec-17
TOTAL MW	4,378.80				

COGEN: Cogeneración TRAS: Trasvase

Tabla 2-8. Proyectos en Colombia a ser considerados en el plan de expansión.

2.4 DEMANDA Y OFERTA DE ENERGÍA EN CENTRO AMÉRICA Y ECUADOR

2.4.1 Demanda de energía en Centro América

Como se observa en la Tabla 2-9, Costa Rica y Guatemala con excepción de México son los principales consumidores futuros de energía eléctrica, seguido por Honduras, Panamá, El Salvador y Nicaragua.

AÑO	PANAMÁ GWh	COSTA RICA GWh	NICARAGUA GWh	HONDURAS GWh	EL SALVADOR GWh	GUATEMALA GWh
2009	6838	10043	3350	7354	5840	8898
2010	7274	10556	3523	7814	6091	9193
2011	7625	11096	3683	8253	6359	9752
2012	7954	11636	3844	8692	6626	10312
2013	8369	12218	4016	9160	6911	10878
2014	8739	12834	4202	9640	7208	11451
2015	9150	13485	4397	10130	7518	12013
2016	9526	14176	4597	10632	7842	12580
2017	9909	14909	4810	11144	8178	13169
2018	10316	15682	5040	11674	8530	13779
2019	10716	16500	5275	12217	8897	14415
2020	11118	17364	5526	12820	9279	15075
2021	11492	18277	5788	13456	9678	15808
2022	11882	19243	6053	14107	10094	16571
2023	12366	20265	6330	14645	10528	17370

Tabla 2-9. Demanda de energía empleada en países de Centro América en el plan de expansión de Colombia.

2.4.2 Demanda de energía en Ecuador

Para los análisis planteados en éste plan de expansión se consideró la demanda media de energía para Ecuador, ver Tabla 2-10.

AÑO	GWh
2009	17085
2010	18396
2011	19367
2012	20380
2013	21398
2014	22435
2015	23495
2016	24585
2017	25711
2018	26877
2019	28084
2020	29333

Tabla 2-10. Demanda de energía empleada en Ecuador en el plan de expansión de Colombia.

2.4.3 Oferta y proyectos de generación en Ecuador

Junto a 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 que son subsidiados[10]. 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.

En el plan de expansión de referencia de generación 2009-2023 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 de éste se han logrado avances en algunos de estos proyectos razón por la cual se han incorporado en estos análisis. A continuación en la Tabla 2-11 se presentan los proyectos empleados en los análisis de interconexión con el sistema ecuatoriano.

[10] Apartes tomados del CONELEC, Plan maestro de electrificación del Ecuador 2007-2016.

PROYECTO	TIPO	CAPACIDAD (MW)	FECHA DE OPERACIÓN COMERCIAL
MAZAR	HIDRO	160	Feb-10
EDC	TÉRMICO	234	Jan-10
PILALO 3	HIDRO	9.3	Jan-10
SIGCHOS	HIDRO	18	Jan-10
BABA	HIDRO	42	Apr-10
SOPLADORA	HIDRO	312	Jan-11
EDC	TÉRMICO	88	Mar-11
OCAÑA	HIDRO	26	abril-12
COCA CODO	HIDRO	1500	Nov-17
ARENILLAS	TÉRMICO	150	Jan-17
TOTAL MW	2,539.30		

Tabla 2-11. Proyectos en Ecuador a ser considerados en el plan de expansión.

2.4.4 Proyectos de generación en Centro América

A continuación en la Tabla 2-12 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.

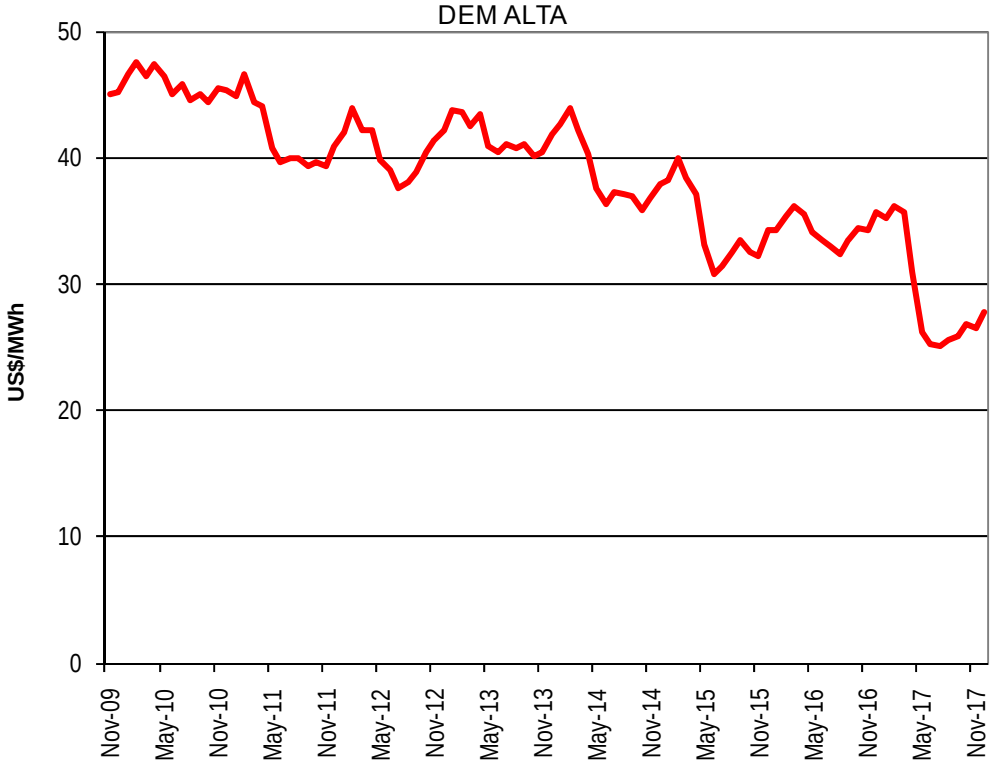
RECURSO	PANAMÁ	COSTA RICA	NICARAGUA	HONDURAS	EL SALVADOR	GUATEMALA
HIDRO	1021.9	327.7	287	210.8	453.1	1334.1
TÉRMICO	400	1595	308	700	875	949

Tabla 2-12 Capacidad en MW en Centro América a ser considerados en el plan de expansión.

2.5 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 del sistema colombiano sin tener una expansión adicional a la prevista de acuerdo a la asignación de obligación de energía firme del cargo por confiabilidad, escenario de demanda alta, sin interconexiones eléctricas existentes o futuras.

Los resultados obtenidos y mostrados a continuación del modelo MPODE (Modelo de Programación Dinámica Dual Estocástica) corresponden al costo marginal del sistema colombiano, ver Gráfica 2-11,e índices de confiabilidad [11] mostrados en la Tabla 2-13.



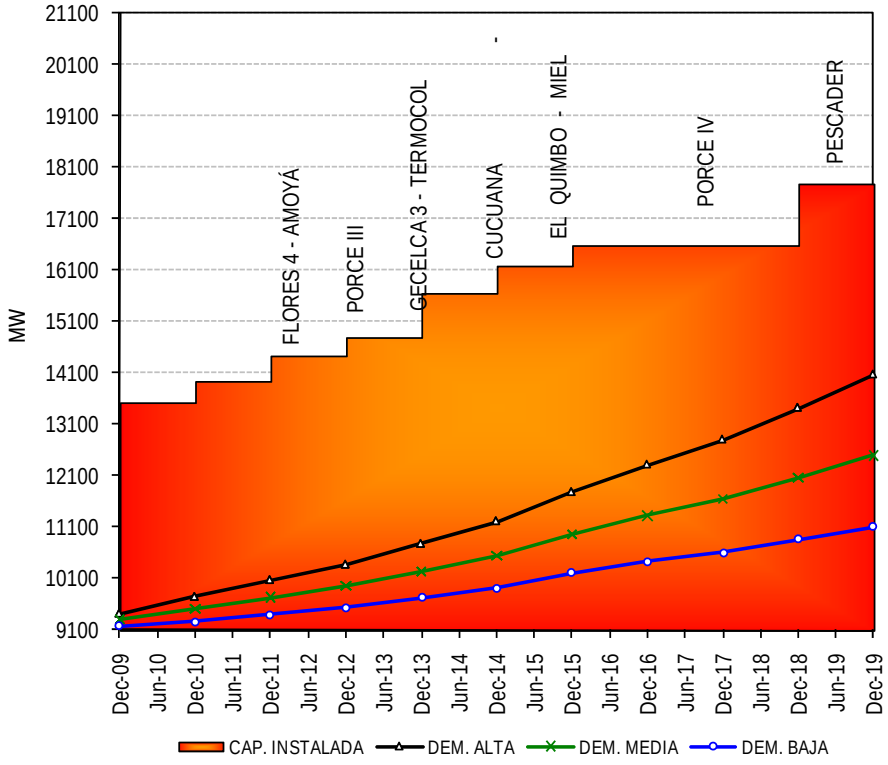
Gráfica 2-11. Costo marginal del sistema colombiano en US$/MWh sin considerar expansión diferente a los proyectos en construcción y los de cargo por confiabilidad.

MES/AÑO	No. CASOS	VEREC	VERE
03/2020	1	2.16%	0.02%
01/2022	1	1.11%	0.01%
02/2022	1	21.23%	0.21%
03/2022	1	4.70%	0.05%
04/2023	1	2.09%	0.02%

Tabla 2-13. Comportamiento de los índices de confiabilidad con los proyectos asignados en la obligación de energía firme.

[11] 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.

Por otra parte en la Gráfica 2-12 se presenta la evolución de la capacidad instalada contra la demanda de potencia para los escenarios alto, medio y bajo. Se considera la capacidad efectiva de las plantas existentes y la fecha de inicio de obligaciones para aquellas plantas con compromisos de energía firme. Se puede apreciar que tomando como referencia las actuales proyecciones de demanda, respecto al plan anterior, se aumenta el nivel de confiabilidad de energía y el nivel de reserva del sistema en lo referente a potencia.



Gráfica 2-12. Comportamiento de la capacidad instalada Vs la demanda de potencia considerando como fechas de entrada las reportadas por el cargo por confiabilidad.

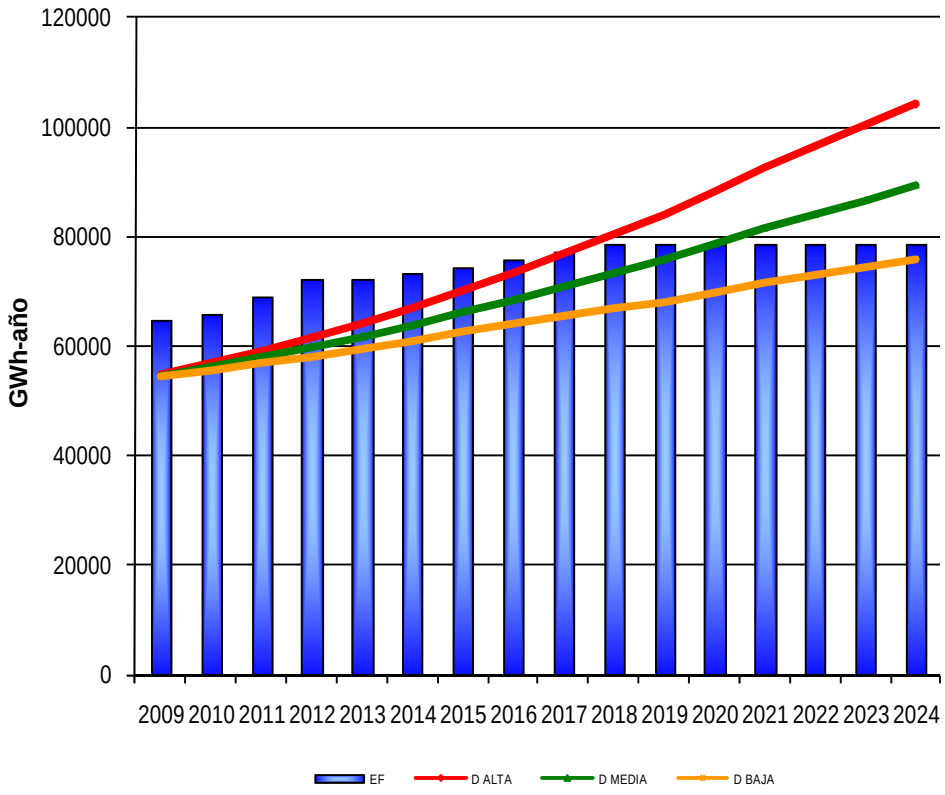
2.6 VISIÓN DE MEDIANO Y LARGO PLAZO EN LA EXPANSIÓN DE GENERACIÓN EN COLOMBIA

De acuerdo con los análisis preliminares en cuanto a las necesidades de expansión en generación del sistema se identifica que está prácticamente definida por la asignación de energía firme por lo menos hasta el 2017, incluso tomando como referencia el escenario de demanda alta. Esta situación se presenta dadas las nuevas condiciones económicas que influyen en las proyecciones de demanda más recientes.

En la actual versión preliminar del plan se analizaron dos alternativas, la primera de ellas conserva la tendencia presentada en los resultados del cargo por confiabilidad y la segunda contempla el retiro de unas unidades que han estado operando en el sistema hace aproximadamente treinta años (211 MW).

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 2-13 relaciona las obligaciones de energía firme que podría tener al final de cada año el sistema colombiano y los diferentes escenarios de proyección de energía (alto, medio y bajo) usados en éste plan. Se puede observar que el escenario de demanda alto es atendido hasta el 2017 y que a partir de este año alguna porción de dicha demanda no estaría cubierta. En el caso en que el sistema colombiano evolucione siguiendo el escenario medio, éste estaría cubierto hasta el 2020 y en el escenario bajo hasta el 2024.



Gráfica 2-13. Demanda de energía Vs. Obligación de energía firme [12]

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

2.6.1 Supuestos Principales

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

- Hidrologías de enero de 1938 a noviembre de 2009.
- 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 comercial de los diferentes proyectos, de acuerdo a la suministrada por los diferentes promotores.
- Interconexión Colombia con Ecuador
- Interconexión con Centro América de 300 MW a partir de enero de 2014.
- Proyectos a ser considerados en el plan de expansión, en el caso colombiano de acuerdo a la Tabla 2-8, Ecuador a la Tabla 2-11 y Centro América a la Tabla 2-12.
- Proyección de precios de gas natural, carbón mineral, fuel oil número 2 y 6, y jet fuel de noviembre de 2009.

2.6.2 Alternativa 1

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.

Esta alternativa tiene como base la incorporación de plantas que actualmente se hallan en construcción, las derivadas del proceso del cargo por confiabilidad, escenario de demanda alta, precios de combustibles medios, interconexión con Ecuador y la entrada en operación en enero de 2014 de la interconexión con Centro América (capacidad de 300 MW). Estas capacidades se mantienen constantes a lo largo del periodo de análisis.

Bajo los principales supuestos y las anteriores consideraciones, en el periodo 2009 - 2024, la Alternativa 1 muestra que el sistema requiere para cumplir los índices de confiabilidad una expansión adicional de 300 MW con entrada en operación a partir del año 2022.

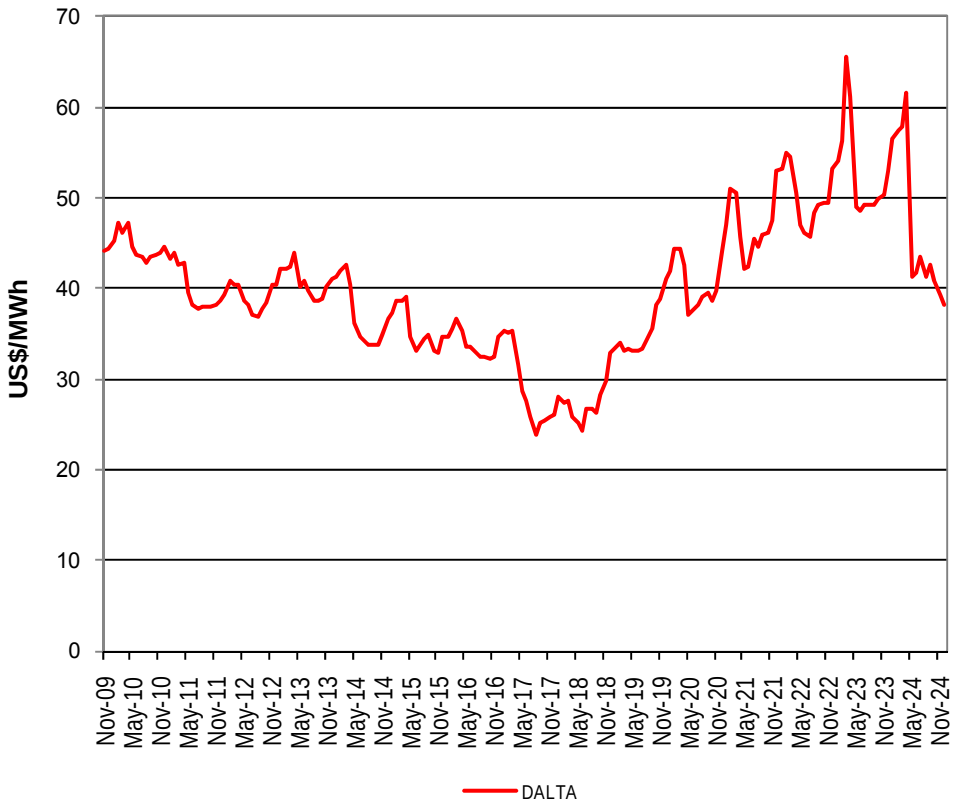
Esta estrategia preserva la tendencia presentada en el mediano plazo, es decir participación de recursos hídricos en la generación de energía eléctrica.

La expansión requerida para esta alternativa y estrategia por año como por energético se presenta a continuación en la Tabla 2-14.

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					
2017	1,200				
2018					
2019					
2020					
2021					
2022	300				
2023					
2024					
SUBTOTAL	4,119	160	150	38	210
TOTAL	4,677				

Tabla 2-14. Capacidad requerida en MW para la alternativa 1 en el periodo 2009 – 2024.

La Gráfica 2-14 presenta la evolución del costo marginal del sistema colombiano para la alternativa propuesta. Dicho costo tiene implícito el valor del cargo por confiabilidad y se halla expresado en dólares de diciembre de 2008.



Gráfica 2-14. Costo marginal de la energía para el escenario de demanda alta

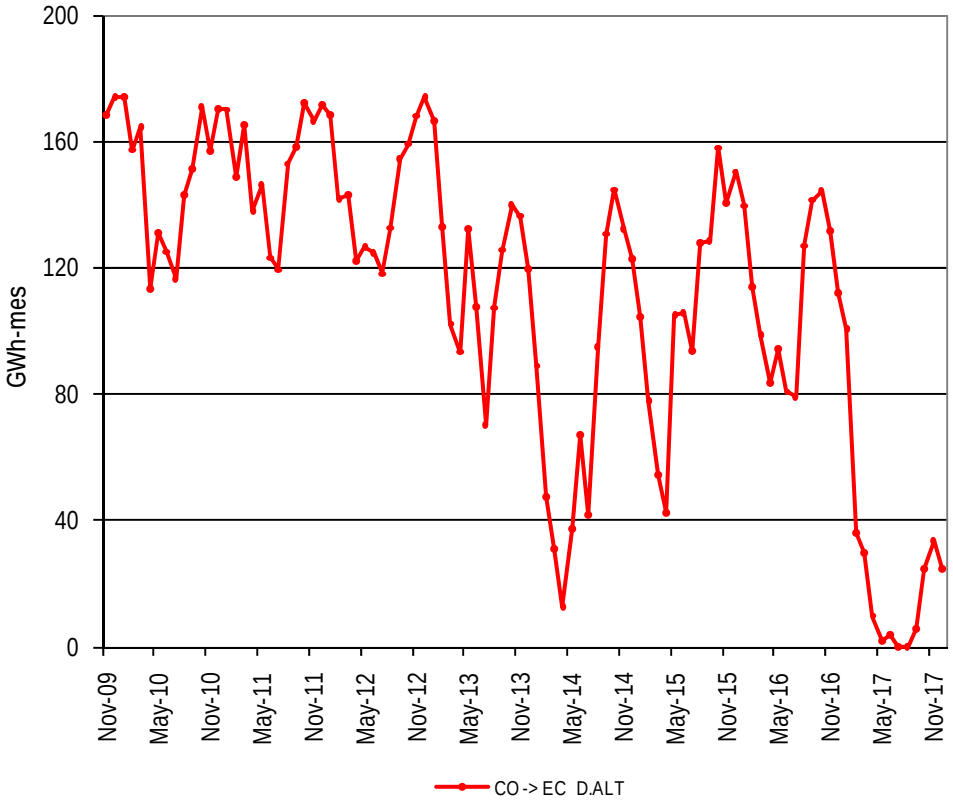
La Tabla 2-15 que a continuación se presenta, muestra el valor de los índices de confiabilidad de los casos en que ocurre el mayor déficit para la Alternativa 1. Los índices se evaluaron de acuerdo con lo establecido en la resolución CREG 025 de 1995. Los años no relacionados no presentan déficit de energía.

MES/AÑO	No. CASOS	VEREC	VERE
01/2022	1	8.32%	0.08%
02/2022	2	13.40%	0.27%
03/2022	1	1.78%	0.02%

Tabla 2-15. Índices de confiabilidad del sistema colombiano ante demanda alta.

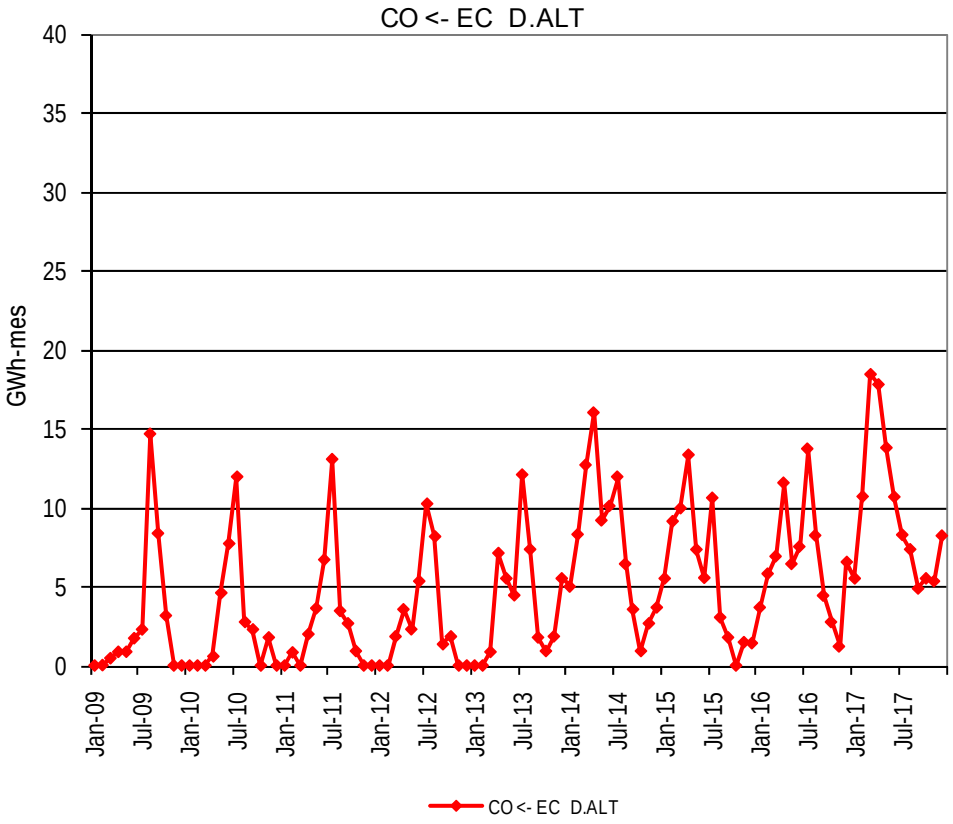
Otro de los elementos importantes es identificar los posibles niveles de exportación e importación de energía que se presentan con los países que se tiene interconexiones. Las gráficas que hacen relación con las exportaciones e importaciones de energía se presentan hasta el año 2017, ya que resultados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

La Gráfica 2-15 muestra las exportaciones desde el sistema colombiano hacia el ecuatoriano para la Alternativa 1, experimentando un notable descenso hacia mayo de 2014 y mayo de 2017.



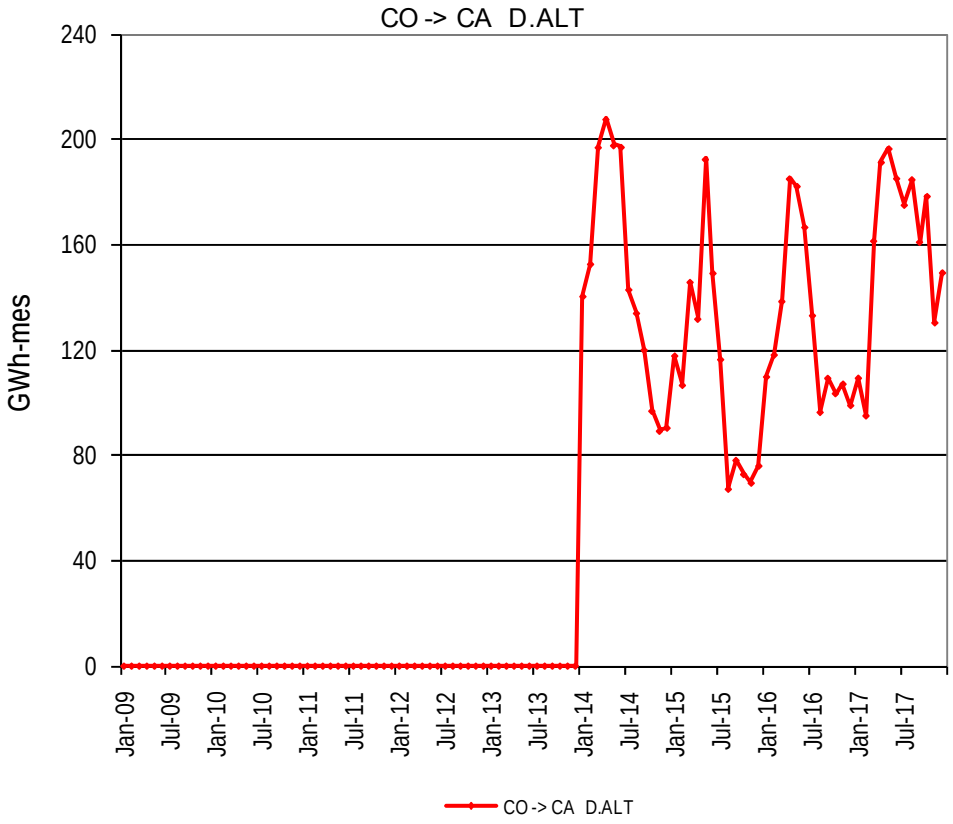
Gráfica 2-15.Exportaciones de energía a Ecuador bajo escenarios de demanda alta, media, baja.

Así mismo, la Gráfica 2-16 deja ver las importaciones de energía desde Ecuador, considerando la entrada de los nuevos proyectos y que se conserva la tendencia actual de precios de combustibles que presentan las plantas de generación del vecino país.



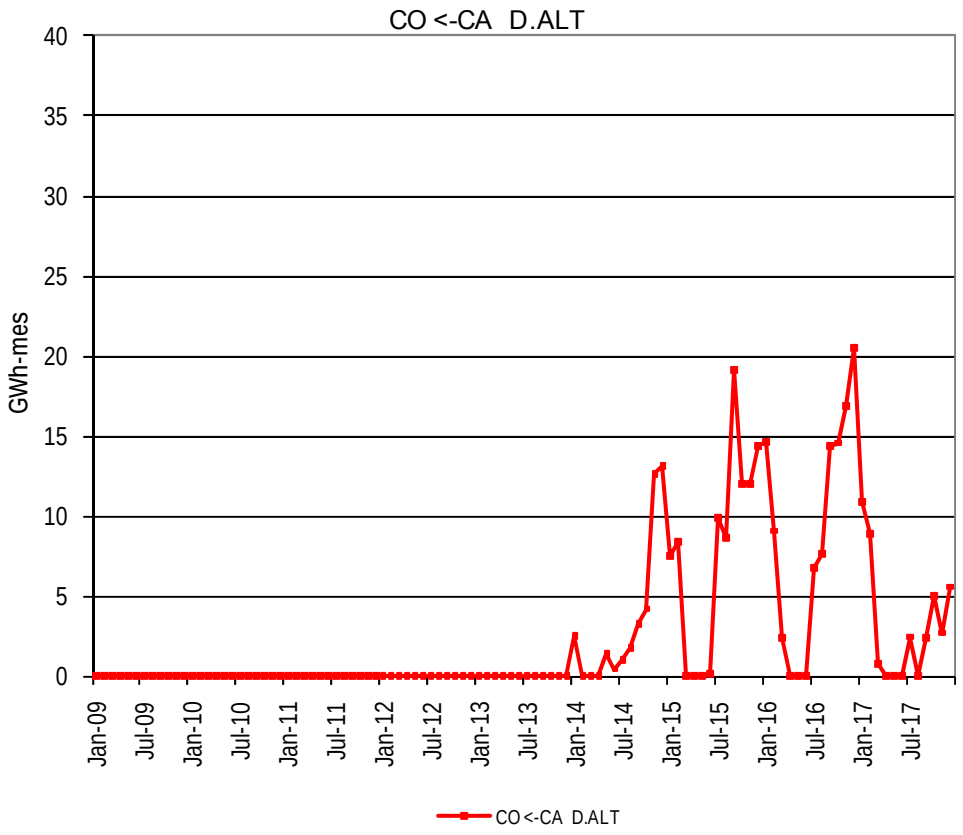
Gráfica 2-16. Importaciones de energía de Colombia provenientes de Ecuador bajo escenario de demanda alta.

En el caso de las exportaciones hacía Centro América, se aprecia en la Gráfica 2-17 que el sistema colombiano suministra energía entre 100 y 225 GWh-mes.



Gráfica 2-17. Exportaciones de energía a Centro América bajo escenario de demanda alta en Colombia.

Así como en la interconexión con Ecuador, en caso de la interconexión con Centro América también se presentan algunas importaciones de energía, éstas se pueden apreciar en la Gráfica 2-18.



Gráfica 2-18. Importaciones de energía de Colombia provenientes de Centro América bajo escenario de demanda alta

2.6.3 Alternativa 2

La otra alternativa evaluada consideró el retiro de algunas unidades que han estado operando en el sistema desde hace aproximadamente treinta años. Se retiraron 211 MW, de los cuales 114 MW fueron retirados en abril de 2013 y los restantes 97 MW en abril de 2015. Para este caso se utilizó el escenario alto de demanda de energía.

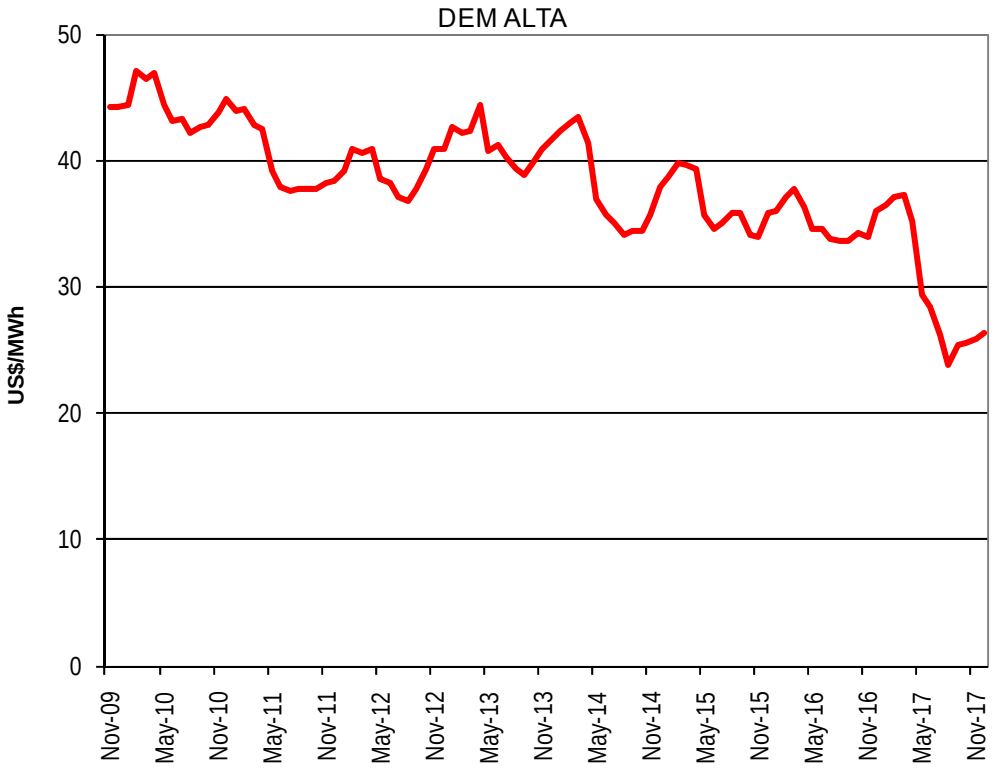
La expansión requerida para esta alternativa y estrategia por año como por energético se presenta a continuación en la Tabla 2-16.

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					
2017	1,200				
2018					
2019					
2020					
2021					
2022	300		300		
2023					
2024					
SUBTOTAL	4,119	160	450	38	210
TOTAL	4,977				

Tabla 2-16. Capacidad requerida en MW para la alternativa 2 en el periodo 2009 – 2024.

Los resultados para la Alternativa 2 muestran que el sistema requeriría 714 MW de generación, 300 MW adicionales a los requerimientos de la Alternativa 1.

El costo marginal del sistema colombiano de esta alternativa se aprecia en la Gráfica 2-19.



Gráfica 2-19. Costo marginal de la energía del sistema colombiano en US$/MWh

2.7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el mediano plazo, 2009 – 2017, no se observan requerimientos de capacidad instalada en el sistema considerando el escenario alto de demanda de energía de las proyecciones más recientes realizadas por la UPME.

En el largo plazo, 2018 – 2024, bajo los supuestos con los que se simuló el presente plan de expansión, el sistema colombiano requiere la instalación de 300 MW adicionales para la alternativa 1 y 600 MW si se considera el retiro de algunas plantas de generación instaladas hace más de treinta años. Lo anterior sin incluir la segunda etapa del proyecto Ituango.

El comportamiento del costo marginal muestra que este es muy sensible ante posibles cambios en la demanda de energía con reducciones significativas al final del mediano plazo, lo que se deberá considerar en los análisis financieros de los diferentes proyectos que se pretendan desarrollar.

Se hace necesario revisar en la expansión de generación la coordinación Gas-Electricidad, por lo cual se están definiendo los escenarios acordes con el plan de

abastecimiento de gas que se presentarán en la versión final del Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2010 – 2024.

De otra parte, se está revisando el potencial de la cogeneración en Colombia y se estima incluir ejercicios de acuerdo con los diagnósticos de proyectos que desarrolla la UPME.

3 PLAN DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN

La metodología de elaboración del plan de transmisión utiliza las proyecciones de demanda más recientes elaboradas por la UPME, adicionalmente se utilizan los despachos de generación del escenario que incluye la expansión de generación definida, la expansión requerida en el mediano y largo plazo e intercambios con los países vecinos.

Se inicia realizando el diagnóstico de la red sin considerar expansión. Posteriormente se realiza el análisis de largo plazo que corresponde a la identificación de las mayores necesidades para el último año del horizonte de análisis. A partir de la anterior información se realizan los análisis de corto y mediano plazo, identificando necesidades, verificando alternativas y definiendo soluciones para el Sistema de Transmisión Nacional (STN) y Sistemas de Transmisión Regionales (STR).

La versión preliminar del Plan es presentada ante el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT) y puesta a consideración de los diferentes agentes para sus comentarios, para finalmente presentar una versión definitiva con las obras del STN que se deben ejecutar y las recomendaciones para los STR.

Una vez aprobado el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión se inicia el proceso de convocatoria pública, incluyendo su estructuración, con el fin de elegir al inversionista que oferte el menor valor y que se encargue de la inversión, administración, operación y mantenimiento de acuerdo con la reglamentación colombiana.

3.1 EXPANSIÓN DEFINIDA

En generación se tomó la expansión definida a través del mecanismo de subasta del cargo por confiabilidad, es decir, las plantas que adquirieron compromisos de energía en firme.

En transmisión se incluyen los proyectos en construcción y aquellos que fueron definidos en planes anteriores y que se encuentran en proceso de convocatoria o de estructuración de la convocatoria.

Proyectos de transmisión:

- Porce III 500 kV. Convocatoria UPME 01-2007. Entrada en operación para junio de 2010. En construcción.
- Nueva Esperanza. Convocatoria UPME 01-2008. Entrada en operación para octubre de 2011. Proceso de convocatoria abierto.
- El Bosque. Convocatoria UPME 02-2008. Entrada en operación para mayo 20 de 2011. En construcción.

- Compensación en el sur del país. Entrada en operación lo más pronto que sea posible.
- Armenia 230 kV. Entrada en operación en noviembre de 2011.
- Miel II 230 kV. Entrada en operación en octubre 1° de 2012.
- Quimbo 230 kV. El promotor del proyecto de generación reportó cambio de la fecha de entrada en operación comercial de la central, lo que implica modificar la entrada en operación de la red de transmisión asociada de octubre 31 de 2013 para agosto 31 de 2014. Sin embargo, se oficializará para efectos del proyecto de transmisión en la versión definitiva del presente plan.
- Sogamoso 500/230 kV. Entrada en operación en septiembre de 2013.

3.2 DIAGNÓSTICO STN Y STR

En la Tabla 3-1 se presentan los transformadores que presentaron mayores niveles de cargabilidad entre el periodo abril – diciembre de 2009. La información fue suministrada por el operador del sistema XM.

TRANSFORMADOR	No de veces > 100%	No de veces 90 - 100%
SNCARL - ATRAF03	0	2
BELLO - ATRAF01	0	1
SNCARL - ATRAF04	0	1
MALENA - TRAFO01	1	2
CERROI - ATRAF02	0	1
CHINUI - ATRAF01	1	31
CHINUI - ATRAF02	7	47
SABANC - ATRAF04	0	23
TERNERI - TRAFO01	0	13
TERNERI - TRAFO02	0	36
VALLEDI - ATRAF02	3	14
VALLEDI - TRAFO03	3	23
CUESTCI - TRAFO02	0	4
SANTAMI - TRAFO02	0	1
FUNDAC - ATRAF01	1	1
BMANGA - ATRAF01	4	54
PALOS - ATRAF01	1	5
GUACA - ATRAF01	6	8
CIRCO - ATRAFO01	0	0
ESMERA - ATRAF01	1	7
ESMERA - ATRAF02	1	8
JAMOND - ATRAF01	1	1
PANCEI - ATRAF03	0	17
PANCEI - ATRAF04	0	2
YUMBO - ATRAF01	0	1
YUMBO - ATRAF02	0	4
YUMBO - ATRAF03	0	2
YUMBO - ATRAF04	1	8
PANCEI - ATRAF02	0	2
MIROLINDO - IBAGUE TRAFO01	2	7

Tabla 3-1 Reporte de transformadores con alto nivel de cargabilidad

Se evidencia la urgente necesidad de ampliación de transformación por agotamiento en Chinú, en Valledupar y en Bucaramanga/Palos.

Se llama la atención sobre la importancia y urgencia de la instalación del segundo transformador 230/115 kV en Mirolindo ya que dicho proyecto fue aprobado.

Se deben analizar las causas que originan el reporte del transformador de Guaca.

Diagnóstico de las Áreas

En la
Tabla 3-2 y
Tabla 3-3 se puede observar el resumen de los análisis de las diferentes áreas (STR) tomando como referencia la demanda esperada para el 2009, condiciones normales de operación de la red y contingencias a los principales elementos.

TRANSFORMADORES	LÍNEAS	BAJOS VOLTAJES	CONTINGENCIAS	AVANCES
BOLÍVAR				
Ternera 1 220/66 en 60% y Ternera 2 65%	Chambacu-Cartagena 66 kV cerca del 90%. Cartagena-Bocagrande 66kV cerca del 95%. Ternera-Zaragocilla supera el 80%		Sobrecarga del 17% en Bocagrande – Cartagena y del 6% en Chambacú – Cartagena	Convocartoria UPME 02 de 2008: El Bosque 220/66 kV
GUAJIRA - CESAR - MAGDALENA				
Valledupar 230/110 kV supera el 90%, Valledupar 230/34.5 kV sobrecargas cercanas al 20%			En TR Sta Marta1 sobrecargas en Sta Marta2 del 21% y en Valledupar 45 MVA del 22%. En Cuestecitas1 Sobrecarga del 15% en Cuestecitas2	
CERROMATOSO				
Cerro 1 y 2 500/110 kV se acercan al 90%	Urra-Tierra Alta 110 kV supera el 86%		En Cerro 1: sobrecarga del 97 % en Cerro 2, voltajes por debajo de 0.89 P.U en Planeta y Caucasia	
CÓRDOBA - SUCRE				
Chinu 1 y 2 superan el 85%		Magangue 110 kV Mompox 110 kV Monteria 110 kV Río Sinú 110 kV	●N-1 Chinú-San Marcos; N-1 Chinú-Sincelejo; N-1 Sincelejo-Magangue; N-1 Magangue-Mompox ocasionan la pérdida de una cantidad importante de demanda en el área. ● N-1 TR Chinú: Magangue; Boston; Mompox < 0.9 p.u. TR Chinú = 192 %	Estudio bajo nueva revisión por parte del OR
ATLÁNTICO				
TFlores 220/110kV cercano al 96% de cargabilidad	Se consideró Malambo-Vte Julio y seccionamiento de barras en Malambo normalmente cerrados		En Tebsa 180 MVA: sobrecargas en los de 100 MVA en más del 42 % y en Flores en más del 25 %. Se requiere generación de seguridad	Se aprobó la ampliación de transformación en Flores y unión de barras 110 kV
ANTIOQUIA - CHOCÓ				
La cargabilidad en Bello es dependiente de la concentración de generación en el STN.			● En Bello1: sobrecarga superior al 30% en Bello2, Envigado_guayabal 110 kv = 103 % ●En Miralfores 1 Envigado_guayabal 110 kv = 113 %	
BOGOTÁ				
TRs 1 y 2 Circo > 90 % TRs Torca > 85 %	Torca - Aranjuez 115 KV > 90 %	El Sol; Chía; Zipaquira; Termozipa; Comsisa; Simijaca < 0.95 p.u.	●N-1 Bacatá 500/115 kV: Ubate; Simijaca < 0.9 p.u. ●N-1 Primavera - Bacatá 500 kV: Ubate; Simijaca < 0.9 p.u. ●N-1 Noroeste - Tenjo 115 kV: Zipaquira; Termozipa; Comsisa; Ubate; Simijaca; Chía < 0.9 p.u. ●N-1 Bacatá - Chía 115 kV: Zipaquira; Termozipa; Comsisa; Ubate; Simijaca; Chía < 0.9 p.u. ●N-1 Circo 230/115 kV: TR Circo 1 = 117 %, TR Circo 2 = 112 % ●N-1 Guavio - Reforma 230 kV: Reforma; Villavicencio; Ocoa; Barzal; Puerto Lópes; Suria; Granada; Simijaca < 0.9 p.u. ●Reforma 230/115 kV: TR Reforma 2 = 120 %	Se encuentra en evaluación los estudios de conexión de los transformadores Noroeste y Torca.
VALLE				
Hidro sin Tvalle y Sin Temcali. ● Pance 3 y 4 superan el 80% Yumbo 2 supera el 80% Yumbo 1, 3, 4 superan el 75% Juanchito 1, 2 superan el 80%	Linea doble circuito Juanch_Juanch 115 kV 1 y 2: con cargabilidad del 68%.	No se presentan tensiones en barras por debajo de 0.97 pu o las tensiones en barras estan por encima del 0.97 p.u.	●En Tr. Pance: alta cargabilidad en los otros de Pance > al **110 %**. ●En Tr. Juanchi: alta cargabilidad en los otros de Juanch > al 100 %. ●En Lin. Juanch_Paez 230: alta cargabilidad lin Panc_Santand 115kV> al 105 % y Tr.Pance > 100%. ●En Lin 1 Juan_Juan 115: alta cargabilidad en la otra > 30%.	EPSA y EMCALI presentaron su plan conjunto de Expansión proponiendo: 1) El desacople de la barra Yumbo 115 2)Una nueva subestación 230/115kV para inyectar energía a Cali y Valle y descargar los trafos existentes.
con Tvalle y Temcali ● Pance 3 y 4 superan el 90% Juanchito 1, 2 superan el 70%	Linea doble circuito Juanch_Juanch 115 kV 1 y 2: con cargabilidad del 60%.	No se presentan tensiones en barras por debajo de 0.97 pu o las tensiones en barras estan por encima del 0.97 p.u.		

Tabla 3-2 Diagnóstico de las áreas

TRANSFORMADORES	LÍNEAS	BAJOS VOLTAJES	CONTINGENCIAS	AVANCES
NORDESTE: SANTANDER				
Bucaramanga y Palos superan el 83%	Se consideró cerradas las líneas Palenque – Termobarranca y Palenque Lizama		En Palos se presenta sobrecarga en Bucaramanga que supera el 50%, tensiones por debajo de 0.9 P.U en San Gil, cargabilidad superior al 90% en la línea Bucaramanga - Realminas y Bucaramnga TFlorida. En Bucaramanga se presenta sobrecarga en Palos que supera el 58%,tensiones por debajo de 0.88 P.U en San Gil cargabilidad superior al 90% en la línea Florida - Palos	ESSA presentóel estudio para la conexión de la Subestación Piedecuesta
NORDESTE: NORTE DE SANTANDER				
	Se consideró Insula-Cucuta y Tibú-Convención cerradas		● En Cucuta: se acercan al 100 % de cargabilidad San Mateo. ● En San Mateo sobrecarga del 6% en Cucuta, tensiones por debajo del 0.88 P.U en Tibu, La Insula, San Mateo, Zulia y Cucuta.	
NORDESTE: BOYACÁ				
TR Paipa 1 y 2 en 92%		Barbosa 115 kV < 0.95 p.u.	En Paipa-180 MVA: sobrecarga que supera el 190% en Paipa-90 MVA	Está pendiente la presentación del estudio por parte del OR
CAUCA - NARIÑO				
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 Bernandino sobrecargas en la línea Pance - Santander.	Ver los análisis de corto y mediano plazo
CALDAS - RISARALDA - QUINDIO				
La cargabilidad de los transformadores es dependiente de la generación en el STR. Los Transformadores de la Esmeralda y Enea supera el 70% y la Hermosa supera el 65 %	Se considera la línea Manzanares - Victoria 115 kV, normalmente cerrada	Tensiones en Armenia, Regivit, Dorada y Tebaida 115 kV < 0.97 p.u pero no inferior a los límites minimos	●En Tr. Hermosa: alta cargabilidad en los de Esmeralda > al 100 %. ●En Tr. Esmeralda: alta cargabilidad en el otro de Esmeralda > al 105 %. ●En Tr. Enea: alta cargabilidad en Esmeralda > al 100 %. ●En Tr. SanFelipe: Se atiende demanda parcialmente. Se raciona cerca del 6 % demanda area CQR.	En el Plan anterior se aprobó la construcción de la subestación Armenia 230/115 kV con transformacion 150 MVA. Ver los análisis de corto y mediano plazo
TOLIMA - HUILA - CAQUETÁ				
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 3-3 Diagnóstico de las áreas

3.3 VISIÓN DE LARGO PLAZO – REQUERIMIENTOS AÑO 2024

Se realizaron análisis para el año 2024 con el fin de obtener señales de expansión y así orientar el mediano y corto plazo.

Se cuenta con la expansión de generación definida mediante las subastas del cargo por confiabilidad y el resultado del plan de generación que identificó la necesidad de incorporar una planta térmica a carbón en el largo plazo con el fin de cumplir con los criterios de planeamiento. Se realizaron sensibilidades incorporando centrales adicionales en Antioquia y en el sur del país.

Algunos de los problemas encontrados obedecen al obvio agotamiento de la red ya que, en cuanto a expansión de redes, se considera lo reportado por cada Operador de Red (OR) en el mediano plazo.

En **Antioquia** la generación interna del STR no es suficiente para atender la demanda del área. Se observan necesidades de expansión de líneas y transformadores de conexión al STN.

Se hace necesario llevar el STN al **Chocó** ya que se presentan serias violaciones de tensión en condiciones normales de operación. Las compensaciones capacitivas no son suficientes, lo que podría implicar tener que llevar la red de transmisión a Quibdó o Certegui. Esta condición se debe revisar en el mediano plazo, considerando contingencias de todos los enlaces asociados.

En general, la expansión de la red del STN es muy dependiente de la expansión de generación en **Antioquia**, especialmente ante la posible entrada de la segunda fase de Ituango, lo que implica una definición estratégica de la red.

Para la conexión de la primera fase de Ituango se consideran tres enlaces a 500 kV: uno a Cerromatoso, uno a Primavera y otro a una subestación en el área de influencia de la ciudad de Medellín (Occidente). Este último enlace implica elevado flujo de potencia activa y reactiva, causando problemas de transporte y tensión. Al considerar, de manera complementaria el enlace desde Medellín hacia Virginia o hacia San Marcos se evita el problema de concentración en Medellín y se alivia el flujo desde San Carlos hacia Virginia. El alto flujo entre Ituango y Medellín implica altas exigencias de transformación STN/STR. La alta concentración en Occidente hace que la Tasajera evacue hacia Bello, ocasionando sobrecarga de esta línea. Se debe analizar la conveniencia de complementar la propuesta del enlace Ancón – Guayabal – Bello llevándolo hasta Tasajera 220 kV.

Al considerar la segunda etapa de Ituango (total 2400 MW) serían necesarios dos enlaces entre Ituango y Medellín, adicionalmente otro enlace hacia Cerromatoso y uno más hacia Nueva Esperanza. Este último con una longitud cercana a los 350 km. Las exigencias de transformación STN/STR serían mayores.

Resalta la importancia de llegar con el STN al centro de la carga en **Antioquia** y estudiar la infraestructura existente del STN con el fin de una adecuada evacuación de la generación.

Respecto al área **Bogotá** se mantienen los altos flujos por Primavera – Bacatá, aún contando con el enlace a 500 kV desde el Valle. Se presentan altos requerimientos de transformación STN/STR y de reactivos. Puede ser conveniente un enlace adicional a 500 kV para el área, el cual podría ser desde Ituango o desde Sogamoso o desde Primavera. Se consideró en operación la propuesta de la subestación Norte conectada desde Chivor, la cual presentaría un elevado flujo. Las líneas desde Chivor y Guavio hacia Bogotá presentan pérdidas de reactivos.

En el **Meta** se deberá contar con un nuevo punto de conexión al STN de tal manera que se soporte el suministro al STR y se eliminen riesgos ante fallas de las líneas asociadas.

En **Bolívar** se requiere ampliar la capacidad de de transporte del STN. En **Atlántico** el STR presenta importantes requerimientos. La solución para **Valledupar** debe ser estructural, de largo plazo.

En **Santander** se requiere una nueva conexión al STN pero deberá estar acompañada de redes a 115 kV que permitan distribuir la carga. Se requiere una solución de alto impactos sobre la transformación de Barranca ya que ampliaciones u obras cerca de Bucaramanga no tienen un considerable impacto.

El **Sur del país**, sin generación adicional a Betania y Quimbo, requiere compensación capacitiva. Las exportaciones a Ecuador dependerán en gran medida de la expansión de generación de este país. Se requiere compensación capacitiva en Mirolindo, técnicamente no se encuentra necesario el segundo circuito Betania – Mirolindo.

La instalación de generación adicional en el **Sur del país**, como podría ser el proyecto Andaquí, permitiría mantener altos niveles de exportación.

En Nariño se requiere energizar total o parcialmente la línea Jamondino – Junín – Tumaco a 230 kV ya que se presentan serias violaciones de tensión.

Para la versión final del Plan se analizarán alternativas complementarias en todas las áreas, de tal manera que permitan coordinadamente la expansión de las conexiones de los STR al STN.

3.4 ANÁLISIS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO

3.4.1 Análisis Área Antioquia – Chocó

Problemática:

- Alta cargabilidad en los transformadores de Bello 220/110 kV ante máximos despachos en Guatapé, La Tasajera y la cadena Guatrón.
- Violaciones por sobrecarga ante contingencias de transformación en Bello.

Supuestos:

- Se mantiene un escenario de generación alto en todo el horizonte.
- En contingencia: máxima cargabilidad de transformadores 130 % y 110 % para líneas.

En el Plan de expansión del año anterior se consideraron varias alternativas para solucionar la problemática citada. Se encontró que las alternativas que ofrecen un mejor desempeño eléctrico son las siguientes:

Alternativa 1. Tercer transformador Bello 220/110 kV – 180 MVA.

Alternativa 2. Línea Bello-Guayabal-Envigado 220 KV + Transformador Guayabal 220/110 kV – 180 MVA.

Alternativa 3. Línea Bello-Guayabal-Ancón 220 KV + Transformador Guayabal 220/110 kV – 180 MVA.

En Tabla 3-4 se presenta el comportamiento del sistema bajo las alternativas planteadas.

Cargabilidad de los transformadores ante eventos de falla sencillos		2011			2015		
		Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3
N-1 Bello	Bello	94.2	122	110.2	102.9	122.1	122.6
	Miraflores	65.6	67.8	68.8	78.9	81.5	83.5
	Envigado	76.8	79.3	75.2	93.8	95.2	88.4
N-1 Miraflores	Bello	74.1	91.1	83.3	81.1	92	92.9
	Miraflores	88.1	87	87.1	106.5	107	107.1
	Envigado	76.9	72	71.5	94.2	91	87.4
N-1 Envigado	Bello	73.5	91.4	81.3	80.3	92.3	90.3
	Miraflores	65.2	63.5	65	78.5	77.6	79.4
	Envigado	104.7	96.2	100.8	130	117.9	119.3

Tabla 3-4 Comportamiento del sistema bajo las alternativas planteadas.

Con la reevaluación de la demanda, el tercer banco representa una solución hasta el 2015. No obstante, dicha alternativa hace que los flujos provenientes de Guatapé, La Tasajera y Guatrón se concentraran en Bello y se origine un “cuello de botella”.

Los corredores Bello – Guayabal – Ancón o Bello –Guayabal – Envigado, representan una solución integral a los problemas citados.

Ninguna de las alternativas estudiadas tiene un impacto significativo en la cargabilidad de los transformadores de Occidente (ver Tabla 3-5).

Cargabilidad Occidente	2011			2015		
	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3
N-1 Ocidente	106.4	105.4	104.9	123.8	123.8	125.1

Tabla 3-5 Cargabilidad de los transformadores de Occidente bajo cada una de las alternativas estudiadas.

De acuerdo con los anteriores resultados, se plantea la siguiente alternativa en el orden señalado:

- Instalar el tercer transformador 220/110 kV–180 MVA en Bello a la mayor brevedad.
- Contar con el corredor Bello – Guayabal – Ancón 220 kV en 2015.
- Trasladar el tercer transformador de Bello a la subestación Guayabal en 2015.
- Analizar adecuaciones (reconfiguraciones) a la red de 110 kV.

- En el Largo Plazo se debe tener en cuenta que con la entrada en operación de Ituango en el 2017, se tiene previsto un nuevo punto de inyección para el STR de Antioquia, específicamente en Medellín.

Se continuarán los análisis para determinar la mejor solución y los análisis económicos que permitan determinar la viabilidad del proyecto. Se invita al OR EPM a participar de la revisión de los resultados y a presentar ante la UPME el estudio correspondiente.

De otro parte, respecto al área del Chocó, se observa nuevamente que las tensiones en las subestaciones Certeguí, Itsmina y Quibdo a 115 kV, presentan reducción progresiva. Se invita al OR DISPAC a revisar las señales emitidas por la UPME e iniciar el estudio correspondiente de una solución a los problemas en el corto y mediano plazo.

3.4.2 Análisis Área Atlántico

Para los análisis realizados en el presente Plan se considero el acople de barras en Malambo y la línea Malambo – Veinte de Julio operando normalmente cerrada, con el fin de evitar expansión adicional en Sabanalarga. Se tuvo en cuenta la entrada del segundo transformador en Flores de 150 MVA con entrada en operación abril de 2010.

Adicionalmente, se consideraron las solicitudes de conexión de nuevas cargas, para verificar el comportamiento de la red en el mediano plazo:

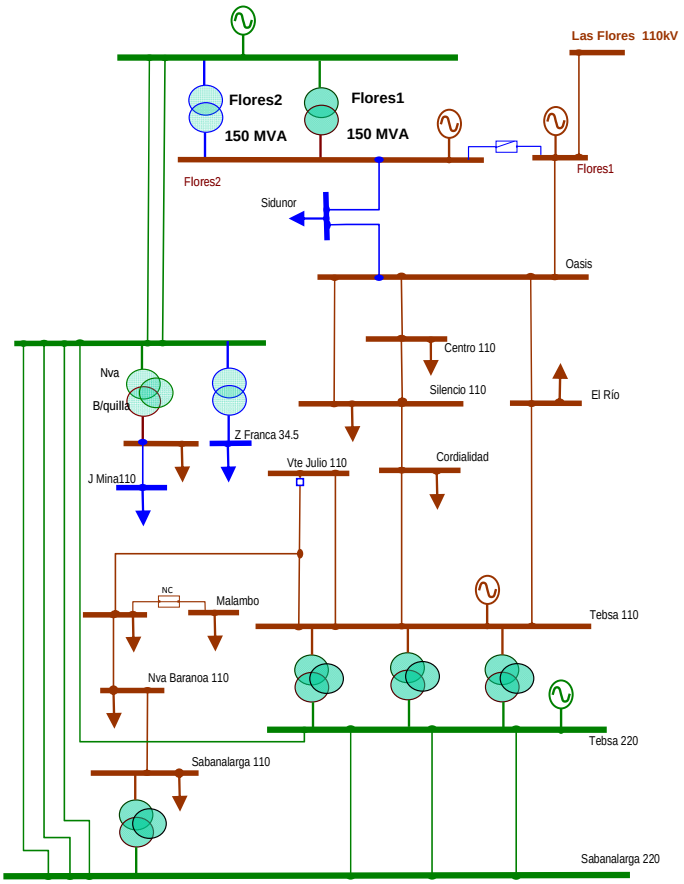
Conexión de Juan Mina al STR. Nueva subestación a nivel de 110 kV y una línea de 8 km a Nueva Barranquilla 110 kV para atender 30 MW de una zona franca y nuevos desarrollos en la zona. La UPME solicito al ELECTRICARIBE aclarar y justificar por qué no conectarse a nivel de 34.5 kV, a lo cual el OR presentó análisis que señalan que la conexión a este nivel de tensión sería insuficiente, solo se podrían alimentar hasta 27 MW y se requeriría una nueva expansión en el mediano plazo. Adicionalmente, al considerar 34.5 kV desde Silencio, se adelantaría la saturación de los transformadores de TEBSA 220/110 kV. El OR adjunto al estudio copia de las solicitudes de carga de cada uno de los usuarios.

Conexión Zona Franca La Cayena al STN. Transformación 220/34.5 kV de 50 MVA en Nueva Barranquilla y una línea a 34.5 kV para atender una carga cercana a los 17 MVA a partir del 2010. Al estudio remitido por el transportador responsable de la conexión en nueva Barranquilla (Transelca), se adjuntaron las solicitudes de carga de cada uno de los usuarios que conforman la zona franca. La solicitud se presentó de tal manera que la agrupación de varios usuarios (empresas) como zona franca fuese considerada como un único usuario y así los activos requeridos para su conexión al STN sean considerados como "*Activos de Conexión*".

El proyecto Juan Mina involucra los mismos usuarios (empresas) que conforman la Zona Franca La Cayena.

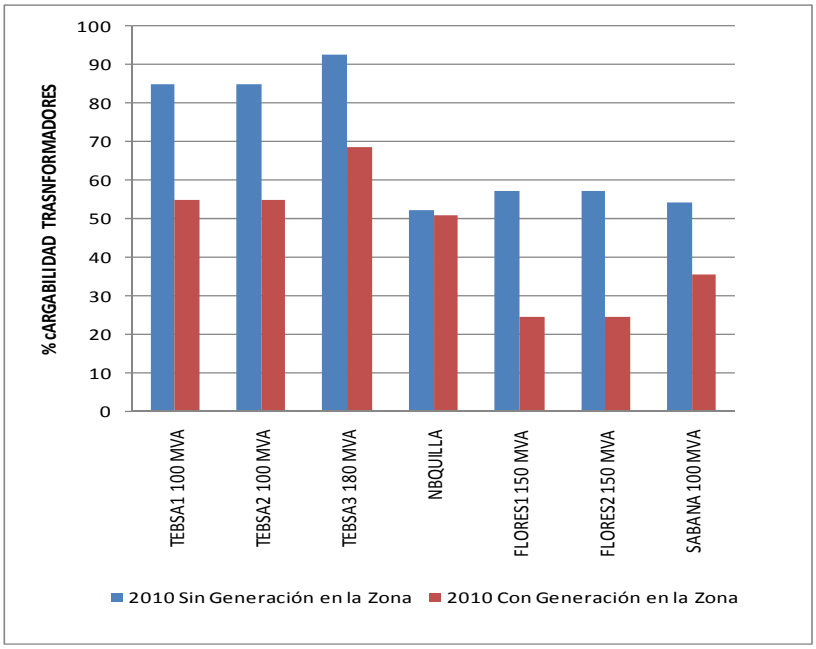
Conexión de SIDUNOR al STR. Nueva subestación a 110 kV seccionando la línea Oasisi – Termoflores con tramo subterráneo para atender inicialmente 15 MW y posteriormente, atender 5 MW adicionales en 2015. Esta obra implica "*Activos de Uso*".

En la
Gráfica 3-1 se pueden observar las tres solicitudes arriba mencionadas.



Gráfica 3-1 Diagrama Unifilar Área Atlántico

Para el año 2010 con las cargas anteriormente señaladas, se encontró que sin tener en cuenta generación en la zona el transformador de TEBSA 180 MVA se encuentra cerca del 93% y los transformadores de 100 MVA cerca del 85%. Ver la Gráfica 3-2.



Gráfica 3-2 Cargabilidad Transformadores Área Atlántico

Con la entrada de la nueva carga de SIDUNOR y ante condiciones de generación máxima en FLORES, se presentan sobrecargas en las líneas Sidunor – Oasis y Oasis – Termoflores cercanas al 25% y al 37%, respectivamente. Se invita al OR a revisar esta condición y verificar si ello implica actualizar la capacidad operativa de dicha línea. Ver
Tabla 3-6.

Año 2010	**Red Atlántico**	
Generación en 115 kV	**Sin Generación en la Zona**	**Con Generación en la Zona**
Condición Normal de Operación	Tebsa 180 MVA en 93% Tebsa 100 MVA en 85% Nva Barranquilla 52.13% Flores 1 y 2 57.32%	Tebsa 180 MVA en 68.5% Tebsa 100 MVA en 55% Nva Barranquilla 50.85% Flores 1 y 2 24.4% Sidunor - Oasis 125% Sidunor - Tflores 137%
N-1 Tebsa 180 MVA	Tebsa 100 MVA en 166%	
N-1 Tebsa 100 MVA	Tebsa 180 MVA en 126.7% Tebsa 100 MVA en 123.4%	

Tabla 3-6 Resultado Análisis Área Atlántico

Para el año 2015, de no ejecutarse una ampliación, los transformadores de TEBSA de 100 MVA estarán al 99% de cargabilidad mientras que el transformador de 180 MVA presentaría una sobrecarga del 8%.

Antes de la versión final del Plan de Expansión la Unidad emitirá los conceptos de conexión de cada una de las cargas mencionadas para la zona. Para esto se tendrán en cuenta criterios de eficiencia técnica y económica, definiciones respecto a usuarios agrupados y definiciones de "*Activos de Uso*" y "*Activos de Conexión*".

3.4.3 Análisis Área Bogotá

Problemática:

- Bajas tensiones en las subestaciones del norte de la sabana de Bogotá (alta demanda de tipo industrial); violaciones de tensión ante algunas contingencias.
- Transformadores de conexión al STN cerca del 90%. Violaciones por sobrecarga ante contingencias en transformación.
- Violaciones de tensión en Meta ante la contingencia Guavio – Reforma 230 kV.

En la
Tabla 3-7 se presenta el comportamiento del sistema bajo condiciones normales de operación y de contingencia.

Año 2009	Red Actual con Compensación Salitre 115 kV - 180 MVAr
Escenario de Despacho	Hidraúlico + Menores + Sin Termozipa
Condición Normal de Operación	El Sol; Chía; Zipaquira; Termozipa; Comsisa; Simijaca < 0.95 p.u. TRs 1 y 2 Circo > 90 % TRs Torca > 85 % Torca - Aranjuez 115 KV > 90 %
N-1 Bacatá 500/115 kV	Ubate; Simijaca < 0.9 p.u.
N-1 Primavera - Bacatá 500 kV	Ubate; Simijaca < 0.9 p.u.
N-1 Noroeste - Tenjo 115 kV	Zipaquira; Termozipa; Comsisa; Ubate; Simijaca; Chía < 0.9 p.u.
N-1 Bacatá - Chía 115 kV	Zipaquira; Termozipa; Comsisa; Ubate; Simijaca; Chía < 0.9 p.u.
N-1 Circo 230/115 kV	TR Circo 1 = 117 % TR Circo 2 = 112 %
N-1 Guavio - Reforma 230 kV	Reforma; Villavicencio; Ocoa; Barzal; Puerto Lópes; Suria; Granada; Simijaca < 0.9 p.u.
Reforma 230/115 kV	TR Reforma 2 = 120 %

Tabla 3-7 Resultados Análisis Área Bogotá Año 2009

La falla de los enlaces Bacatá – Chía 115 kV y Noroeste – Tenjo 115 kV, ocasionan violaciones de tensión en las subestaciones Zipaquirá, Termozipa, Comsisa, Ubaté y Simijaca. Lo anterior evidencia una débil conexión entre Bogotá y el norte de la sabana. Las contingencias a nivel de 500 kV generan bajas

tensiones en Ubaté y Simijaca. Es importante mencionar que la compensación salitre evita el colapso del área ante la falla Primavera – Bacatá 500 kV.

La contingencia Guavio – Reforma 230 kV genera violaciones de tensión en las subestaciones Reforma, Villavicencio, Ocoa, Barzal, Puerto López, Suria y Granada, dado que solamente el enlace Tunal - Villavicencio 230 kV queda soportando al Meta.

Los análisis de los esperado para 2009 y 2010 muestran que la pérdida de un transformador en Circo o en Reforma, ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco que queda en operación.

En la
Tabla 3-8 se presenta el desempeño del sistema en al año 2011. Se analiza el efecto de desplazar la entrada de Nueva Esperanza hasta el 2012.

Año 2011	Red Actual	Red Actual + Nv Esperanza
Escenario de Despacho	Hidraúlico + Menores + Sin Termozipa	Hidraúlico + Menores + Sin Termozipa
Condición Normal de Operación	Chía; Comsisa; Termozipa; Simijac; Ubate; Zipaquira < 0.95 p.u. TRs Circo = 90% TRs Torca = 90% TRs Noroeste = 90%	Chía; Comsisa; Termozipa; Simijac; Ubate; Zipaquira < 0.95 p.u.
N-1 Bacatá 500/115 kV	Florida; El Sol; Chía; Zipaquira; Termozipa; Ubate; Simijaca; Comsisa < 0.9 pu. TRs Noroeste > 115%	Florida; El Sol; Chía; Zipaquira; Termozipa; Ubate; Simijaca; Comsisa < 0.9 pu. TRs Noroeste < 115%
N-1 Primavera - Bacatá 500 kV	Bacata 500 kV; Tenjo; Florida; El Sol; Chía; Zipaquira; Termozipa; Ubate; Simijaca; Comsisa < 0.9 p.u.	Zipaquira; Termozipa; Comsisa; Ubate; Simijaca < 0.9 p.u.
N-1 Noroeste - Tenjo 115 kV	Zipaquira; El Sol; Comsisa; Ubate; Chía; Simijaca; Termozipa < 0.9 p.u Torca - Aranjuez > 110%.	Zipaquira; El Sol; Comsisa; Ubate; Chía; Simijaca; Termozipa < 0.9 p.u Torca - Aranjuez > 110%.
N-1 Bacatá - Chía 115 kV	Zipaquira; El Sol; Comsisa; Ubate; Chía; Simijaca; Termozipa < 0.9 p.u Torca - Aranjuez = 109%.	Zipaquira; El Sol; Comsisa; Ubate; Chía; Simijaca; Termozipa < 0.9 p.u Torca - Aranjuez = 109%.
N-1 Noroeste 230/115 kV	TR Noroeste = 118 % Ubate; Simijaca < 0.9 p.u.	TR Noroeste < 1115 %
N-1 Torca 230/115 kV	TR Torca 2 = 107 %	TR Torca 2 = 100 %
N-1 Circo 230/115 kV	TR Circo 1 = 115 % TR Circo 2 = 111 %	TR Circo 1 = 104% TR Circo 2 = 101 %
N-1 Guavio - Reforma 230 kV	Reforma; Villavicencio; Ocoa; Barzal; Puerto Lópes; Suria; Granada; < 0.9 p.u.	Reforma; Villavicencio; Ocoa; Barzal; Puerto Lópes; Suria; Granada; < 0.9 p.u.
Reforma 230/115 kV	TR Reforma 2 = 125 % Puerto López; Granada < 0.9 p.u.	TR Reforma 2 = 125 %

Tabla 3-8 Resultados Análisis Área Bogotá Año 2011

El cierre de la línea Chiquinquirá – Simijaca 115 kV bajo las contingencias a nivel de 500 kV y la falla de los enlaces Bacatá – Chía y Noroeste – Tenjo, empeora las tensiones post falla en el norte de la sabana de Bogotá (El flujo de reactivos es de Bogotá hacia Boyacá).

Si se desplaza la entrada de Nueva Esperanza considerando un escenario de despacho en las menores, se debe contar con el 3° transformador 230/115 kV en Noroeste, pero no se detecta la necesidad del 5° transformador 230/115 kV en Torca. Continuarán los análisis con diferentes escenarios de despacho de las plantas menores y su probabilidad de ocurrencia, con el fin de determinar si debe o no entrar el 5° transformador en Torca frente a la falta de Nueva Esperanza.

El desplazamiento de Nueva Esperanza puede tener efectos sobre la transformación de Circo. Con Nueva Esperanza en servicio a partir del 2011 y con despacho de las plantas menores, dichas violaciones desaparecen y no se detectan en el año 2012. Se debe indicar que el 5° transformador en Torca no impacta significativamente la transformación de Circo.

Los problemas de tensión en las subestaciones del norte de la sabana de Bogotá y en el departamento del Meta, son independientes de la entrada de Nueva Esperanza. Es decir, implican solución independiente.

En el 2012, contando con Nueva Esperanza y la expansión en transformación en Noroeste, se presentan nuevamente violaciones de tensión en las subestaciones del norte de la sabana de Bogotá ante algunas contingencias. Como solución se plantean las siguientes alternativas:

Alternativa 1. Compensación Capacitiva de 90 MVAr en Tenjo y El Sol.

Alternativa 2. Nueva subestación Norte 230/115 kV – 168 MVA con doble circuito Chivor – Norte – Bacatá 230 kV.

Alternativa 3. Sensibilidad a la Alternativa 2, omitiendo el doble circuito Chivor – Bacatá 230 kV.

La Tabla 3-9 presenta el comportamiento del sistema bajo condiciones normales de operación y contingencia para cada una de las alternativas estudiadas.

Año 2012	Red Actual + Nv Esperanza + 3 TR Noroeste	Red Actual + Nv Esperanza + 3 TR Noroeste + Compensación (90 MVAr)	Red Actual + Nv Esperanza + 3 TR Noroeste + S/E Norte 230/115 kV	Red Actual + Nv Esperanza + 3 TR Noroeste + S/E Norte 230/115 kV + Sin 2 cto a Bacatá 230 kV
Escenario de Despacho	Hidraúlico + Menores + Sin Termozipa	Hidraúlico + Menores + Sin Termozipa	Hidraúlico + Menores + Sin Termozipa	Hidraúlico + Menores + Sin Termozipa
N-1 Bacatá 500/115 kV	Florida; El Sol; Chía; Zipaquira; Termozipa; Ubate; Simijaca; Comsisa < 0.9 pu. Noroeste - Tenjo = 115 %	Ubate; Simijaca < 0.9 p.u.	Florida; El Sol; Chía; Zipaquira; Termozipa; Ubate; Simijaca; Comsisa > 0.92 pu. Norte 230/115 kV = 120 % Sol - Zipa = 180 %	Florida; El Sol; Chía; Zipaquira; Termozipa; Ubate; Simijaca; Comsisa > 0.92 pu. Norte 230/115 kV = 140 % Sol - Zipa = 223 %
N-1 Primavera - Bacatá 500 kV	Zipaquira; Termozipa; Comsisa; Ubate; Simijaca < 0.9 p.u.	Zipaquira; Termozipa; Comsisa; Ubate; Simijaca > 0.9 p.u.	Florida; El Sol; Chía; Zipaquira; Termozipa; Ubate; Simijaca; Comsisa > 0.92 pu. Norte 230/115 kV = 104 % Sol - Zipa = 149 %	Florida; El Sol; Chía; Zipaquira; Termozipa; Ubate; Simijaca; Comsisa > 0.92 pu. Norte 230/115 kV = 130% Sol - Zipa = 209%
N-1 Noroeste - Tenjo 115 kV	Florida; El Sol; Chía; Zipaquira; Termozipa; Ubate; Simijaca; Comsisa < 0.9 pu. Bacata - Chía = 117 %	Ubate; Simijaca; Chía < 0.9 p.u.	Florida; El Sol; Chía; Zipaquira; Termozipa; Ubate; Simijaca; Comsisa > 0.92 pu. Norte 230/115 kV = 100 % Sol - Zipa = 142 %	Florida; El Sol; Chía; Zipaquira; Termozipa; Ubate; Simijaca; Comsisa > 0.92 pu. Norte 230/115 kV = 130 % Sol - Zipa = 206%
N-1 Bacatá - Chía 115 kV	Florida; El Sol; Chía; Zipaquira; Termozipa; Ubate; Simijaca; Comsisa < 0.9 pu. Noroeste - Tenjo = 118 %	Ubate; Simijaca; Chía < 0.9 p.u.	Florida; El Sol; Chía; Zipaquira; Termozipa; Ubate; Simijaca; Comsisa > 0.92 pu. Norte 230/115 kV = 100 % Sol - Zipa = 142 %	Florida; El Sol; Chía; Zipaquira; Termozipa; Ubate; Simijaca; Comsisa > 0.92 pu. Norte 230/115 kV = 130 % Sol - Zipa = 206%

Tabla 3-9 Resultados Análisis Área Bogotá Año 2012

Las compensaciones no representan solución efectiva y de largo plazo. Ubaté, Simijaca y Chía violan el límite (0.9 p.u.) aún con la compensación.

Con la Alternativa 2 y despacho en las plantas menores, la cargabilidad de los transformadores Bacatá 500/115 kV y Torca 230/115 kV se reduce. Las ampliaciones en Bacatá y Torca se podrían desplazar. Así mismo, los perfiles de tensión en el norte de la sabana de Bogotá en condiciones normales mejoran sustancialmente.

No se aprecia una diferencia considerable en los voltajes cuando se realiza la sensibilidad de no contar con el doble circuito a Bacatá 230 kV. Sin embargo, la cargabilidad del transformador en la nueva subestación del norte de Bogotá y los enlaces a 115 kV asociados pueden aumentar considerablemente y el enlace Sol – Zipaquira 115 kV puede sobrepasar su límite según la contingencia.

Se invita al OR CODENSA a elaborar y presentar ante la UPME los estudios asociados a la problemática de tensiones en el norte de Bogotá, de esta manera llegar conjuntamente a la mejor solución. En este trabajo se deberá tener en cuenta el impacto que podría tener la nueva subestación propuesta sobre la transformación de Bacatá, Torca y Circo.

Frente a una solución como la propuesta se debe considerar también el tiempo que tardaría la obra en ser ejecutada, dada la actual experiencia con Nueva Esperanza.

De otra parte, se invita al OR EMSA a elaborar y presentar el plan de expansión del área, especialmente por las necesidades de transformación y de soporte de tensión ante diferentes eventos, de tal manera que se llegue a la mejor solución de manera conjunta.

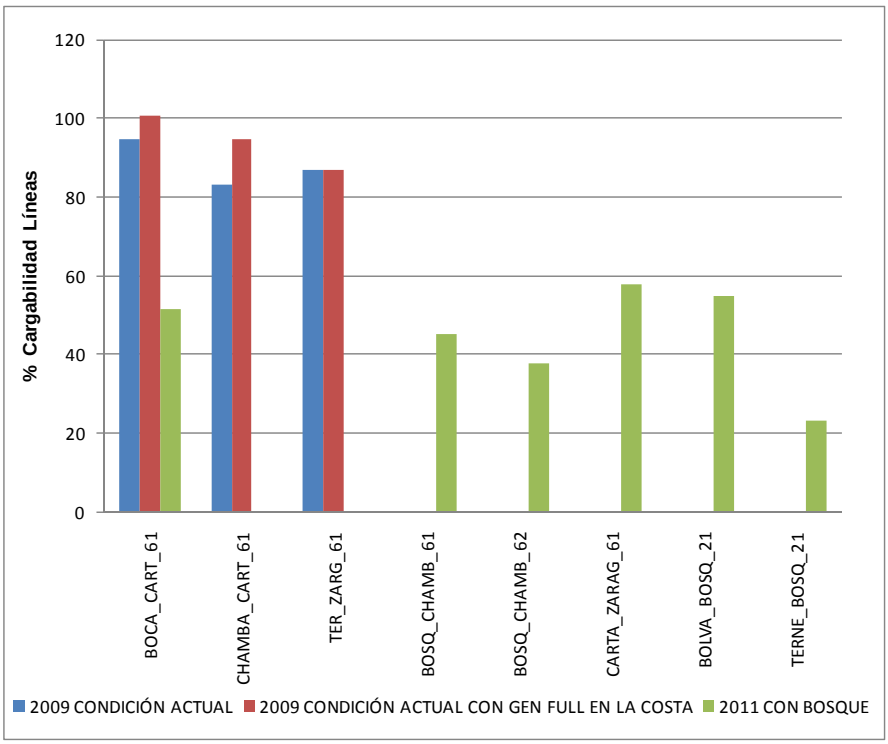
3.4.4 Análisis Área Bolívar

Mediante resolución 180609 de noviembre 26 de 2009 el Ministerio de Minas y Energía modificó la fecha de entrada en operación del proyecto El Bosque para mayo 20 de 2011.

Los análisis realizados por la UPME consideraron en operación, desde el 2009, el banco de condensadores de 43.2 MVAr en Ternera 66 kV. En este sentido, el operador del sistema, XM, informo a la Unidad que el día 6 de diciembre de 2009 entro en operación dicho banco. ELECTRICARIBE presentó para su aprobación el estudio correspondiente.

Se encontró que, al considerar el banco de condensadores y sin generación en el STR del área, las líneas Bocagrande – Cartagena, Chambacú – Cartagena y Ternera – Zaragocilla están por encima del 85% en condiciones normales de operación. Al considerar generación en la zona la situación se empeora para las líneas anteriormente mencionadas.

La
Gráfica 3-3 deja ver la cargabilidad de algunos elementos del área y el impacto de la entrada del proyecto El Bosque a 220 kV.



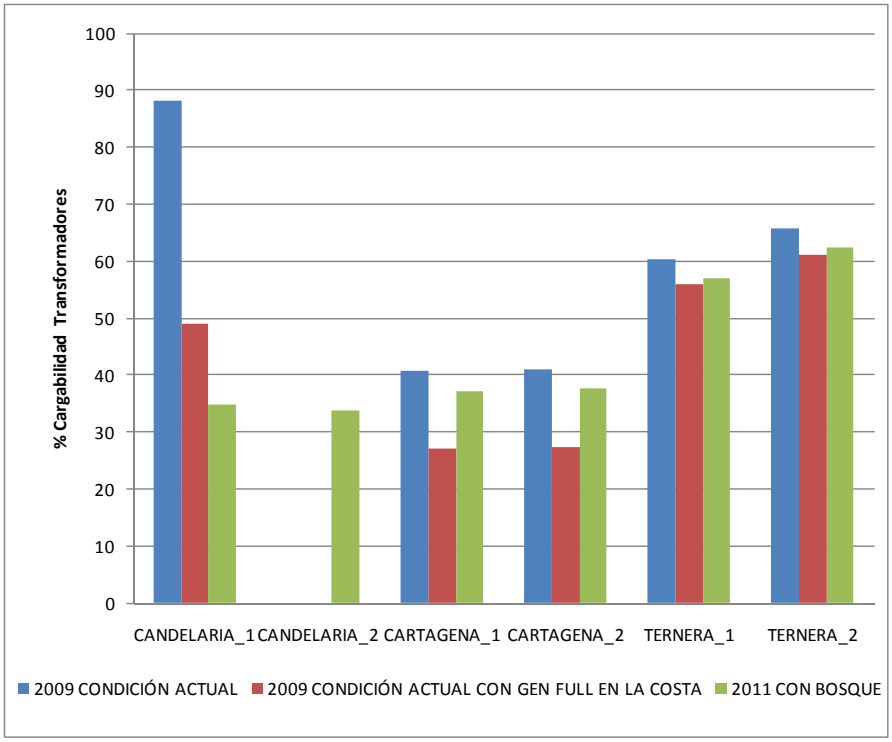
Gráfica 3-3 Cargabilidad líneas Área Bolívar

Antes de la entrada en operación de El Bosque, la contingencia en uno de los transformadores de Ternera, además de la sobrecarga del que queda en

operación, causa sobrecarga de las líneas Bocagrande – Cartagena del 17% y Chambacú – Cartagena del 6%.

La contingencia en Bosque – Ternera implica sobrecarga de Bocagrande – Cartagena cercana al 71% y Bocagrande – Bosque cercana al 10%.

En la
Gráfica 3-4 se comparan las cargabilidades de los transformadores.



Gráfica 3-4 Cargabilidad Transformadores Área Bolívar

En el mediano plazo con la entrada del proyecto El Bosque y las obras complementarias reportadas por el OR no se observan inconvenientes adicionales.

3.4.5 Análisis Área Cauca – Nariño

Del diagnóstico se puede observar que para la máxima demanda de 2009 se esperaba una leve sobrecarga del 2% en el transformador 230/115 kV de Jamondino y del 6% para el 2010 en condiciones normales de operación y con los enlaces a 115 kV Popayán – Río Mayo y Catambuco – Zaque abiertos, mientras que los análisis del Plan de Expansión 2009 – 2023 dejaban ver una sobrecarga del 15% para el 2010 bajo las mismas condiciones topológicas.

Lo anterior ocurre debido a la reducción en las proyecciones de demanda con las que han sido elaborados cada uno de los planes de expansión. Esto mismo se refleja en el reporte de los transformadores con mayor cargabilidad.

Sin embargo, aún considerando la reducción de las proyecciones de demanda, se mantiene la urgente necesidad de ampliación de transformación en el área. En consecuencia, se realizaron análisis a fin de obtener señales aplicables en el corto plazo y soluciones definitivas.

El diagnóstico y los análisis para el año 2010 evidenciaron nuevamente los problemas de tensión en Tumaco 115 kV.

Se analizó el cierre de los enlaces entre Cauca y Nariño como medida de corto plazo, que permita aliviar la situación temporalmente, mientras entra en operación la solución definitiva.

Mientras se mantenga la condición actual en Nariño, la contingencia del transformador de Jamondino implica demanda no atendida en todo el departamento. Para la demanda esperada en el 2010, en caso de tener los enlaces cerrados, frente a la contingencia en Jamondino se podría atender parcialmente la demanda, cerca del 50%, sin que se aumenten los flujos desde Valle y Cauca.

La contingencia en San Bernardino o en Páez, con los enlaces Cauca – Nariño abiertos, no implican violaciones aun cuando el flujo desde Valle se incrementa. La contingencia en San Bernardino, con los enlaces entre Cauca y Nariño cerrados, causa sobrecarga del 13% en una de las líneas entre Santander y San Bernardino. Ver
Tabla 3-10.

Se invita al OR CEDENAR a revisar de manera conjunta con CEDELCA, XM y la UPME la propuesta y conveniencia de cerrar los citados enlaces, a fin de contar con ellos como medida temporal, mientras es puesta en operación la solución definitiva.

		2010	
		Popaya-Rio Mayo abierta Catambuco-Zaque abierta	Popaya-Rio Mayo cerrada Catambuco-Zaque cerrada
Condición normal de operación	TR Jamondino 230/115 kV	106%	70%
	TR Páez 230/115 kV	72%	76%
	TR San Bernardino 230/115 kV	25%	52%
	Tensiones	Tumaco: 0.88 pu	0.86 pu
	Pance-Jamundí (540 A)	30%	36%
	Jamundí-Santander (540 A)	19%	24%
	Pance-Santander (330 A)	54%	66%
	Importación desde el Valle	87 MW	106 MW
	Santander - San Bernardino 1		
	Santander - San Bernardino 2		
	TRs Pance 230/115 kV	78/77/86/83%	80/79/88/85%
N-1 TR Jamondino	TR Jamondino 230/115 kV	Raciona todo Nariño	Raciona apx. 40% - 50% de Nariño
	TR Páez 230/115 kV		75%
	TR San Bernardino 230/115 kV		61%
	Tensiones		
	Pance-Jamundí (540 A)		31%
	Jamundí-Santander (540 A)		20%
	Pance-Santander (330 A)		57%
	Importación desde el Valle		91 MW
	Santander - San Bernardino 1		
	Santander - San Bernardino 2		
N-1 TR San Bernardino	TR Jamondino 230/115 kV	106%	88%
	TR Páez 230/115 kV	89%	100%
	TR San Bernardino 230/115 kV	-	-
	Tensiones	Tumaco: 0.88 pu	Tumaco: 0.87 pu
	Pance-Jamundí (540 A)	39%	50%
	Jamundí-Santander (540 A)	26%	37%
	Pance-Santander (330 A)	72%	96%
	Importación desde el Valle	118 MW	157 MW
	Santander - San Bernardino 1		103%
	Santander - San Bernardino 2		113%
N-1 TR Páez	TR Jamondino 230/115 kV	106%	73%
	TR Páez 230/115 kV	-	-
	TR San Bernardino 230/115 kV	41%	67%
	Tensiones	Tumaco: 0.88 pu; Propal: 0.9	Tumaco: 0.88 pu
	Pance-Jamundí (540 A)	48%	54%
	Jamundí-Santander (540 A)	35%	41%
	Pance-Santander (330 A)	92%	106%
	Importación desde el Valle	148 MW	171 MW
	Santander - San Bernardino 1		
	Santander - San Bernardino 2		
	TRs Pance 230/115 kV		87/86/96/93%

Tabla 3-10 Resultados Análisis Área Cauca - Nariño Año 2010

Soluciones propuestas:

- **Alternativa 1:** Segundo transformador 230/115 kV en Jamondino.
- **Alternativa 2:** Nueva subestación Jardinera 230/115 kV, energizando a 230 kV el tramo entre Jamondino y Jardinera de la línea actualmente energizada a 115 kV entre Jamondino y Junín. A partir de Jardinera continuaría a 115 kV. Jardinera 115/34.5 kV tomaría carga resultante de reconfiguraciones a 34.5 kV y se propone conectarse con Ipiales a 115 kV.

Con la **Alternativa 1** (Jamondino), para la demanda esperada en el 2014, la contingencia en el segundo transformador de Jamondino implica sobrecarga del 36%, por lo que habría que racionar o cerrar los enlaces entre Cauca y Nariño.

Con la **Alternativa 2** (Jardinera), se hace necesario el enlace Jardinera – Ipiales 115 kV, lo que se puede verificar con los análisis de 2017. Aún así, la contingencia del transformador en Jamondino implica racionar cerca del 30% de la demanda de Río Mayo, Catambuco, Pasto, Jamondino e Ipiales. se consideraron enlaces entre Cauca y Nariño abiertos.

Se requiere ampliar la capacidad de la línea directa entre Pance y Santander (superior a 300 A).

Para el 2017 se asumió en operación una de las dos soluciones propuestas. Ver Tabla 3-11.

		2017		
		Con 2 TRs en Jamondino	Con Jardinera Sin Jardinera-Ipiales 115 kV	Con Jardinera Con Jardinera-Ipiales 115 kV
Condición normal de operación	TRs Jamondino 230/115 kV	2x68%	94%	78%
	TR Jardinera 230/115 kV	ND	40%	54%
	TR Ipiales 115/34.5 kV	95%	74%	74%
	Tensiones Nariño	Tumaco= 0.80 pu; Junin= 0.88 pu	Tumaco= 0.9 pu; Junin= 0.97 pu	Tumaco= 0.88 pu; Junin= 0.95 pu
	Jamondino-Pasto (12 km)	71%	65%	66%
	Jamondino-Catambuco (26.5 km)	38%	34%	34%
	TR Páez 230/115 kV	90%	90%	90%
	TR San Bernardino 230/115 kV	54%	55%	55%
	TRs Pance 230/115 kV	85/93/90%	85/93/90%	85/93/90%
	Pance-Jamundí (540 A)	31%	31%	31%
	Jamundí-Santander (540 A)	17%	17%	17%
	Pance-Santander (330 A)	52%	51%	51%
	Importación desde el Valle (MW)	84	82	82
	Santander - San Bernardino 1	30%	30%	30%
	Santander - San Bernardino 2	30%	30%	30%
	Jamondino-Jardinera 230 kV **(200 A)**			99%
N-1 TR Jamondino	TRs Jamondino 230/115 kV	1x144% (otro en N-1)	N-1 Solo permite atender Junín y Tumaco y la carga en Jardinera 115/34.5 kV. La carga restante de Nariño se raciona totalmente	N-1 Se debe racionar cerca del 50% de la carga en Río Mayo, Catambuco, Pasto, Jamondino e Ipiales
	TR Jardinera 230/115 kV	ND	38%	78%
	TR Ipiales 115/34.5 kV	95%	no es posible atender Ipiales	45% (considera raciona/en Ipiales)
	Tensiones Nariño	Tumaco= 0.8 pu; Junin= 0.88 pu	Tumaco= 0.9 pu; Junin= 0.96 pu	Tumaco= 0.87 pu; Junin= 0.94 pu
	Jamondino-Pasto (12 km)	71%	racionamiento total barras asociadas	27% (se racionó)
	Jamondino-Catambuco (26.5 km)	38%	racionamiento total barras asociadas	15% (se racionó)
	Jamondino-Jardinera 230 kV **(200 A)**			148% (implica cambio de CTs)
N-1 Línea Jamondino - Pasto	TRs Jamondino 230/115 kV	2x71%		
	TR Jardinera 230/115 kV	ND		
	TR Ipiales 115/34.5 kV	97%		
	Tensiones Nariño	Catambuco= 0.94 pu; Rio Mayo= 0.93 pu		
	Jamondino-Pasto (12 km)	N-1	N-1	N-1
	Jamondino-Catambuco (26.5 km)	115%		
N-1 TR Jamondino Cerrando enlaces Cauca y Nariño	TRs Jamondino 230/115 kV	1x113% (otro en N-1)	N-1 Se debe racionar entre el 30% y el 50% de la carga en Río Mayo, Catambuco, Pasto, Jamondino e Ipiales	N-1 Se debe racionar entre el 10% y el 20% de la carga en Río Mayo, Catambuco, Pasto, Jamondino e Ipiales
	TR Jardinera 230/115 kV	ND	28%	81%
	TR Ipiales 115/34.5 kV	95%	46%	77%
	Tensiones Nariño	Tumaco= 0.81 pu; Junin= 0.88 pu	Tumaco= 0.87 pu; Junin= 0.94 pu	Tumaco= 0.87 pu; Junin= 0.94 pu
	Jamondino-Pasto (12 km)	40%	24%	9.1%
	Jamondino-Catambuco (26.5 km)	24%	10%	7.1%
	TR Páez 230/115 kV	96%	96%	95%
	TR San Bernardino 230/115 kV	76%	88%	88%
	TRs Pance 230/115 kV	86/94/91%	85/93/90%	87/95/91%
	Pance-Jamundí (540 A)	36%	35%	37%
	Jamundí-Santander (540 A)	21%	20%	22%
	Pance-Santander (330 A)	63%	61%	65%
	Importación desde el Valle (MW)	101	98	106
	Santander - San Bernardino 1	46%	43%	48%
	Santander - San Bernardino 2	48%	46%	51%
	Jamondino-Jardinera 230 kV **(200 A)**		49%	146% (implica cambio de CTs)

Tabla 3-11 Resultados Análisis Área Cauca - Nariño Año 2017

Según la tabla anterior el segundo transformador en Jamondino permite atender la demanda en condiciones normales de operación, pero ante contingencia se identifica la necesidad de una obra complementaria o al menos tener los enlaces entre Cauca y Nariño cerrados. Tumaco presentaría serias violaciones de tensión.

La contingencia en la línea Jamondino – Pasto 115 kV ocasionaría sobrecarga del 15% en Jamondino – Catambuco 115 kV.

Al tener los enlaces Cauca – Nariño cerrados, la contingencia en San Bernardino causaría sobrecarga del 5% y del 15% en cada uno de los enlaces entre Santander y San Bernardino, además del 29% en el transformador de Páez.

La alternativa Jardinera, sin el enlace Jardinera – Ipiales 115 kV permite atender la demanda en condiciones normales de operación, sin violaciones. Tumaco queda en el límite, lo que quiere decir que Jardinera no es suficiente para solucionar el problema de tensión. Sin embargo, la contingencia en Jamondino solo permitiría atender Junín, Tumaco y la carga de Jardinera 115/34.5 kV. Al cerrar los enlaces entre Cauca y Nariño se podría atender entre el 50% y el 70% de la demanda de Río Mayo, Catambuco, Pasto, Junín e Ipiales, esto debido a que dichas subestaciones quedarían dependiendo de Cauca y no tendrían conexión cercana al STN. Este último caso no implicaría mayor importación desde el Valle debido al racionamiento.

Al contar con el enlace Jardinera – Ipiales, ante la contingencia en Jamondino se podría atender cerca del 50% de la demanda de Río Mayo, Catambuco, Pasto, Junín e Ipiales y al cerrar enlaces entre Cauca y Nariño se podría atender entre el 80% y el 90%. Es importante señalar que el tramo a energizar en 230 kV debe tener capacidad similar a las demás líneas del STN (> 600 A).

Para la demanda esperada en el 2017 ninguna de las dos alternativas por si sola es suficiente ya que en los dos casos hay demanda no atendida, siendo Jardinera la que implica mayor racionamiento.

Según lo planteado por el OR, no es clara la justificación de Jardinera vista desde las necesidades del SDL – 34.5 kV.

Expresamente se invita al OR CEDENAR a participar activamente en la definición de la expansión de su STR.

De otra parte, frente a la demanda esperada para el 2017, con los enlaces entre Cauca y Nariño abiertos, la contingencia en San Bernardino causaría violaciones de tensión, sobrecarga en el transformador de Páez y líneas entre Santander y San Bernardino.

Análisis de estabilidad – cierre de enlaces entre Cauca y Nariño

Como se mencionó anteriormente, si bien el cierre de los enlaces Popayán – Río Mayo y Catambuco – Zaque no es la solución de mediano o largo plazo al problema de agotamiento de la transformación en Nariño, puede ser considerado como medida temporal para aliviar en parte el transformador de Jamondino mientras se implementa rápidamente la solución definitiva. Por tanto, se realizaron los siguientes análisis de estabilidad de tensión.

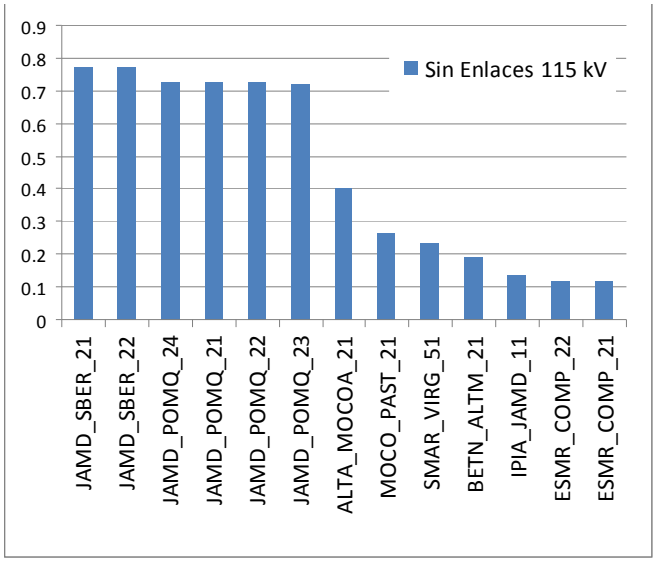
En primera instancia se determinaron los escenarios que podrían ocasionar deterioro de la estabilidad. Para ello se observa el comportamiento del valor propio bajo diferentes escenarios.

Supuestos:

- Análisis para la demanda esperada del 2009 y 2010.
- Escenario de despacho hidráulico.

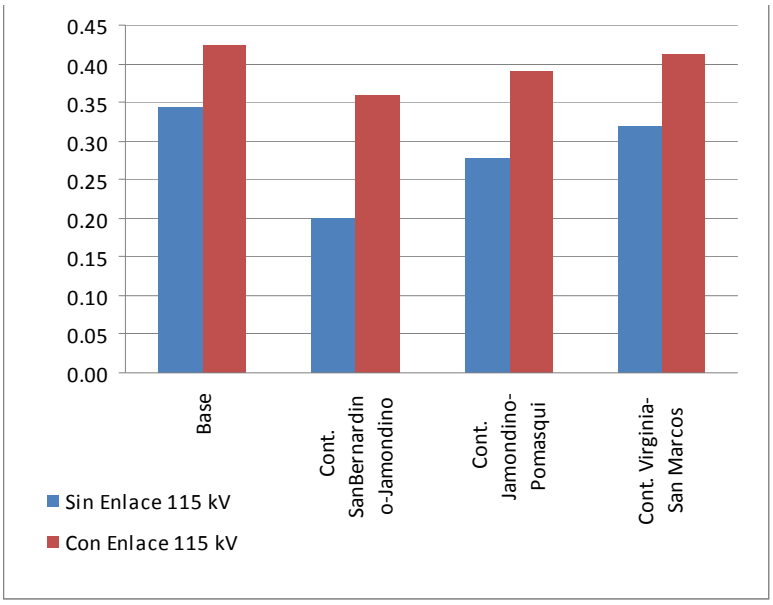
- Altas exportaciones al Ecuador.
- Betania al 90% de su capacidad instalada

La Gráfica 3-1 nos permite determinar cuales son las contingencias más severas para el área, desde el punto de estabilidad de tensión.



Gráfica 3-1 Factores de participación de ramas para el valor porpio asociado año 2009

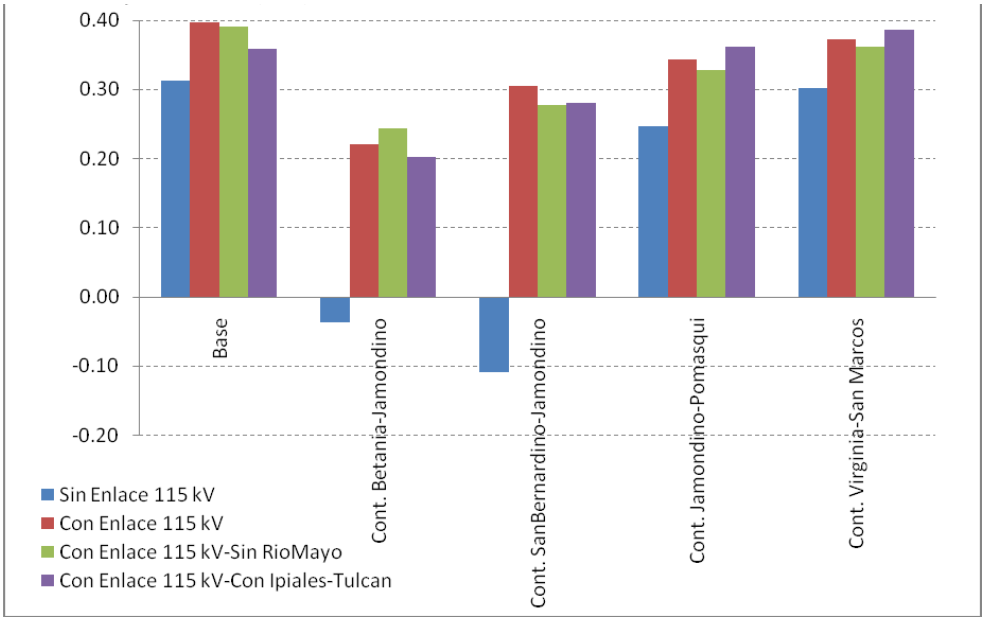
La Gráfica 3-2 muestra el comportamiento del valor propio asociado al área en condiciones normales de operación y bajo contingencia, dependiendo de la condición de apertura o cierre de los enlaces en estudio.



Gráfica 3-2 Evolución del valor propio bajo condiciones normales de operación y de contingencia año 2009.

Es claro que con los enlaces cerrados la reducción del valor propio es menor, sin llegar a condiciones de inestabilidad.

Se debe mencionar que si para la demanda esperada en el 2010 no se tienen cerrados los enlaces, se pueden presentar problemas de inestabilidad de tensión ante las contingencias Betania – Jamondino 230 kV o San Bernandino – Jamondino 230 kV (ver
Gráfica 3-3)



Gráfica 3-3 Evolución del valor propio bajo condiciones normales de operación y de contingencia año 2010

Finalmente, desde el punto de vista de estabilidad de tensión, es recomendable cerrar los enlaces entre el Cauca y Nariño mientras se define la obra que solucione los problemas de transformación del área. No obstante, debe verificarse la conveniencia de esta medida bajo otros escenarios operativos. Los análisis complementarios se presentaran en la versión definitiva del plan. Así mismo, se invita al coordinador de la operación, XM, a realizar los análisis correspondientes desde su punto de vista.

De otra parte, se debe tener en cuenta que infraestructura a la cual se le remunere inversión y AOM debe estar disponible para su operación.

3.4.6 Análisis Área Córdoba – Sucre

Problemática:

- Transformadores 500/110 kV cargados a más del 85%. Violaciones por sobrecarga ante contingencia.

- Violaciones de tensión en Río Sinú. Enlace Montería – Río Sinú 110 kV abierto, lo que origina la radialidad de esta última subestación con respecto a Urrá, 96 km.
- Alta radialidad en el sistema. Contingencias sencillas a nivel de 110 KV como Chinú – San Marcos, Chinú – Sincelejo, Sincelejo – Magangue y Magangue – Mompox, ocasionan pérdida de buena parte de la demanda del área. Al respecto, el OR presento el estudio de mitigación de riesgo, el cual considera la línea Mompox – El Banco 110 kV y compensación capacitiva en esta última subestación.

En la
Tabla 3-12 se presenta el comportamiento del sistema bajo condiciones normales de operación y de contingencia.

Año 2009	Red Actual
Escenario de Despacho	Hidraúlico
Condición Normal de Operación Enlace Montería - Río Sinú abierto	Río Sinú < 0.9 p.u (radial con respecto a Urrá). TRs Chinú 500/110 kV > 0.85%
N-1 Chinú-San Marcos; N-1 Chinú-Sincelejo; N-1 Sincelejo-Magangue; N-1 Magangue-Mompox	Perddia de demanda importatne en el área
N-1 TR Chinú	Magangue; Boston; Mompox < 0.9 p.u. TR Chinú = 192 %
N-1 Chinú-Sabana500 kV	SVC Chinú suministra MVAr al límite
N-1 Chinú-Cerro 500 kV	SVC Chinú suministra MVAr al límite

Tabla 3-12 Resultados Análisis Área Chinú Año 2009

La contingencia de transformación en Chinú ocasiona una sobrecarga del 92 % en el banco que queda en operación.

La perdida de las líneas Chinú – Sabanalarga 500 kV y Chinú – Cerromatoso 500 kV ocasiona que el SVC quede suministrando potencia reactiva al límite.

Se analizaron nuevamente las siguientes alternativas:

- **Alternativa 1**. Remplazo de un transformador 500/110 kV de 150 MVA por uno de 250 MVA.
- **Alternativa 2**. Instalación 3° transformador 500/110 kV de 150 MVA.

- **Alternativa 3**. Montería 220/110 kV de 200 MVA, transformador 500/220 kV de 360 MVA en Chinú y línea Chinú – Montería 220 kV.

La Tabla 3-13 presenta el comportamiento del sistema bajo condiciones normales de operación y contingencia para cada una de las alternativas estudiadas.

Contingencias 2011	Alt. 1		Alt. 2		Alt. 3	
	Violaciones de tensión	Violaciones por sobrecarga	Violaciones de tensión	Violaciones por sobrecarga	Violaciones de tensión	Violaciones por sobrecarga
Escenario de Despacho	Hidraúlico		Hidraúlico		Hidraúlico	
Chinú 500/110 kV - 150 MVA	Montería	TR Chinú 500/220 - 250 MVA = 126 %	No se presentan	TRs Chinu < 105 %	La Sierpe El Carmen	TR Chinú 500/110 - 150 MVA = 164 %
Chinú 500/110 kV - 250 MVA	Boston Magangue Coveñas	TR Chinú 500/110 - 150 MVA = 240 %	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica
Chinú 500/220 kV - 3600 MVA	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	El Carmen Montería 220 Montería 110 Chinú 220	TR Chinú 500/110 - 150 MVA = 130 % TR Chinú 500/110 - 150 MVA = 132 %

Sin expansión TR Chinú > 90 % y Río Sinú < 0.9 p.u.
El OR reportó compensaciones en Mompox (10 MVAr / 2011) y Río Sinú (20 MVAr / 2012) para todas las alternativas

Tabla 3-13 Resultados Análisis Área Chinú Año 2011

Las Alternativas 1 y 3 presentan violaciones de tensión y por sobrecarga ante la contingencia de uno de los transformadores de Chinú. Se resalta que para la Alternativa 1, la contingencia en el transformador de 250 MVA reporta una sobrecarga de 140%, lo que implicaría desconexión inmediata del otro transformador en servicio.

La Alternativa 2 no presenta violaciones ante contingencia. No obstante, puede llegar a requerir un refuerzo hacia el 2013. Esto quiere decir que las Alternativas 2 y 3 pueden ser complementarias.

En consecuencia y dado que la Alternativa 3 técnicamente no es suficiente al tomarla como proyecto inicial, se llega a la misma conclusión señalada en planes anteriores de recomendar la instalación del tercer transformador en Chinú. Las Alternativas 2 y 3 presentan beneficios similares, frente a costos de inversión mayores para la 3.

Se llama la atención al OR sobre la urgencia de dar solución a esta problemática que recurrentemente es señalada en los planes de expansión. En este sentido, se solicita cursar los trámites necesarios para que la solicitud llegue a la UPME.

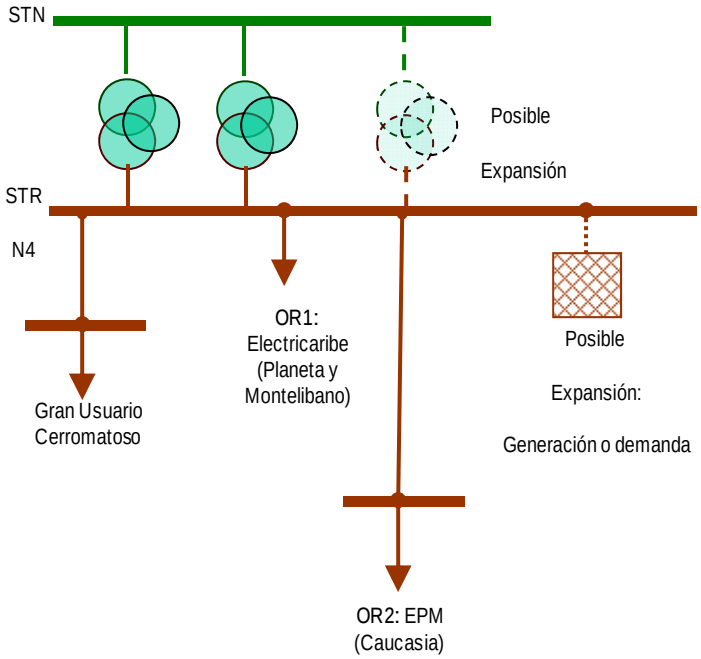
Una vez finalizados los análisis del proyecto de mitigación de riesgos ante una contingencia simple, que propone la línea Mompox – El Banco 110 kV, se darán a conocer los resultados.

3.4.7 Análisis STR Cerromatoso

A diciembre de 2009 los transformadores 500/110 kV se encuentran cercanos al 90% de su capacidad. En el 2012, con la puesta en operación de Gecelca 3, los transformadores de Cerromatoso experimentan una reducción de un 40% de su cargabilidad. Esta situación no se considera como solución al alto nivel de carga.
Al tener un despacho máximo en Urrá y una topología en condiciones normales, la línea Urrá – Tierra Alta 110 kV se acerca al 95%, situación que debe ser revisada por el OR ELECTRICARIBE.

La contingencia en el transformador de cerro 500/230 kV ocasionaría generación atrapada en Urra, cerca de 200 MW. La UPME solicita al operador del sistema, XM, si a la fecha se presentan restricciones asociadas a esta contingencia con el fin de buscar una solución y analizar la viabilidad técnica y económica.

Teniendo en cuenta que se podría llegar a requerir expansión de transformación en el área, la UPME elevo consulta a la CREG referente al responsable de la expansión de la transformación y de la aplicación de las medidas de confiabilidad teniendo en cuenta que en el área hay una totalidad de 300 MW de transformación, de los cuales, según lo reportado por los OR´s en la información de planeamiento, Caucasia (EPM) demanda cerca de 28.1 MW, Planeta y Montelibano (ELECTRICARIBE) demanda cerca de 29 MW y Cerromatoso (Gran Usuario) demanda cerca de 170 MW. Adicionalmente, el propietario de los activos de la subestación (conexión al STN y barra nivel 4) es un agente diferente a los OR involucrados. Ver Gráfica 3-5.



Gráfica 3-5 Diagrama Unifilar Área Cerromatoso

Al respecto la CREG respondió que:

> "*La responsabilidad por la administración, operación y mantenimiento de una red determinada es el OR a quien se le remunera de acuerdo con lo establecido en la resolución CREG 097 de 2008 dado que son activos de Uso.*
>
> *De igual manera, la responsabilidad por la calidad y continuidad del servicio, así como el cumplimiento de la obligación de lo establecido en el artículo 17 de la resolución CREG 097 de 2008 es del OR a quien le aplique que, en el caso descrito, corresponde a los dos OR en proporción a sus demandas de energía*".

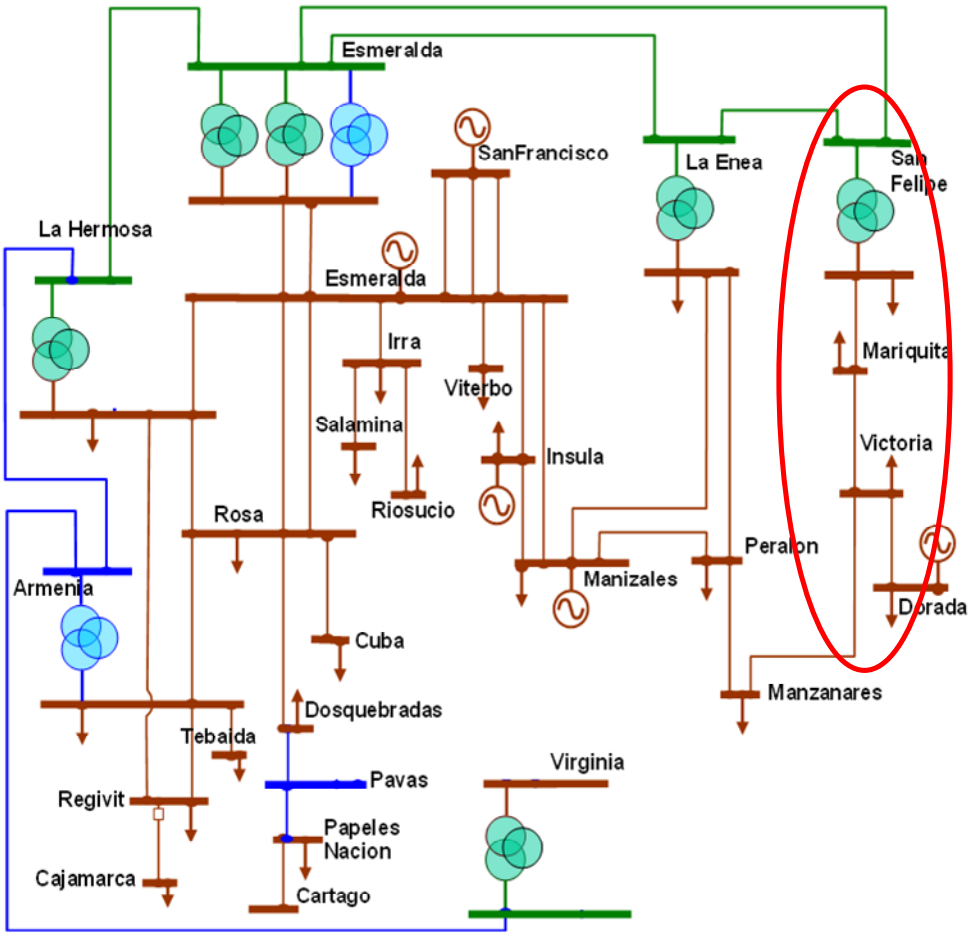
De esta manera, de acuerdo con el concepto de la Comisión, invitamos a los involucrados con responsabilidades a proceder con los estudios correspondientes y así determinar los requerimientos para el área.

3.4.8 Análisis Área Caldas – Risaralda – Quindío

Los análisis consideraron los siguientes supuestos:

- Escenario alto de crecimiento de la demanda.
- Despacho de baja hidrología en San Francisco, Esmeralda e Ínsula.
- Sin despacho térmico en la Dorada.
- Se consideró expansión definida en el área, es decir la nueva subestación Armenia 230 kV con transformación 230/115 kV.
- Se consideró el enlace Victoria-Manzanares 115 kV abierto/cerrado.

El OR CHEC, frente a la contingencia del transformador de San Felipe propone transformación 230/115 kV en la subestación Purnio con una línea 115 kV entre Purnio y la Dorada (Ver
Gráfica 3-6).



Gráfica 3-6 Diagrama unifilar Área CQR con con la expansión en Armenia y Esmeralda.

Para el año 2009 y 2010, en condiciones de baja generación en el área, se presenta una alta cargabilidad de la transformación y sobrecargas en los transformadores ante contingencias. Esto se puede ver en el diagnóstico y en la Tabla 3-14.

Año 2010	Red Actual
Generación en 115 kV	**Bajo despacho en San Francisco, Esmeralda e Ínsula**
Condición Normal de Operación	TR Hermosa = 69 %; TRs Esmeralda= 81% TR Enea = 78% ; TR San Felipe = 56 %; TR Armenia = N.A.
N-1 HERMOSA	TRs Esmeralda = 110 %
N-1 ESMERALDA	TRs Esmeralda = 114 %
N-1 ENEA	TRs Esmeralda = 113 %
N-1 SAN FELIPE	Violaciones de tensión area San Felipe. Se debe racionar 52 MW (10% demanda del área CQR)
N-1 ARMENIA	N.A.

Año 2011	Con Expansión Armenia 230/115 kV
Generación en 115 kV	**Bajo despacho en San Francisco, Esmeralda e Ínsula**
Condición Normal de Operación	TR Hermosa = 56 %; TRs Esmeralda= 83% TR Enea = 76% ; TR San Felipe = 56 %; TR Armenia = 66 %
N-1 HERMOSA	TRs Esmeralda = 93 %
N-1 ESMERALDA	TRs Esmeralda = 109 %
N-1 ENEA	TRs Esmeralda = 104 %
N-1 SAN FELIPE	Violaciones de tensión area San Felipe. Se debe racionar 52 MW (9.6 % demanda del área CQR)
N-1 ARMENIA	Transformación del área cargabilidad < al 90 %

Tabla 3-14 Resultados análisis en condición normal de operación y contingencias con la red actual y la Expansión en la subestación Armenia 230/115 kV.

Dado que en el Plan de Expansión 2009 – 2023 se aprobó la construcción de la subestación Armenia 230/115 kV con transformación de 150 MVA en el 2011 y se recomendó la instalación de un tercer transformador de 180 MVA 230/115 kV en la subestación la Esmeralda posterior al 2011, en el mediano plazo no se identifican violaciones en el lado occidental del área.

Las contingencias del transformador de San Felipe 230/115 kV de 150 MVA o de las líneas a 115 kV Mariquita – San Felipe o Mariquita – Victoria, implican racionamiento equivalente al 9% de la demanda del área (Ver Tabla 3-15).

Año 2013	Con Expansión Armenia 230/115 kV
Generación en 115 kV	**Bajo despacho en San Francisco, Esmeralda e Ínsula**
Condición Normal de Operación	TR Hermosa = 58 %; TRs Esmeralda= 84% TR Enea = 79% ; TR San Felipe = 62 %; TR Armenia = 69 %
N-1 HERMOSA	TRs Esmeralda = 98 %
N-1 ESMERALDA	TRs Esmeralda = 115 %
N-1 ENEA	TRs Esmeralda = 110 %
N-1 SAN FELIPE	Violaciones de tensión area San Felipe. Se debe racionar 57 MW (10.2 % demanda del área CQR)
N-1 ARMENIA	Transformación del área con cargabilidad < al 100 %

Año 2014	Con Expansión Armenia 230/115 kV y 3° Trafo Esmeralda 150 MVA
Generación en 115 kV	**Bajo despacho en San Francisco, Esmeralda e Ínsula**
Condición Normal de Operación	TR Hermosa = 52 %; TRs Esmeralda= 56% TR Enea = 64% ; TR San Felipe = 62 %; TR Armenia = 64 %
N-1 HERMOSA	TRs Esmeralda = 66 % y TR Armenia = 77 %
N-1 ESMERALDA	TRs Esmeralda = 69 %
N-1 ENEA	TRs Esmeralda = 74 %
N-1 SAN FELIPE	Violaciones de tensión area San Felipe. Se debe racionar 63 MW (10.8 % demanda del área CQR)
N-1 ARMENIA	Transformación del área con cargabilidad < al 80 %

Tabla 3-15: Resultados análisis en condición normal de operación y contingencias con la red actual y Expansión en Armenia 230/115 kV y Esmeralda.

En este sentido, se adelantan los análisis técnicos y económicos de la propuesta del OR CHEC y de otras alternativas. Este análisis debe ser complementado con la visión de Empresa de Energía de Cundinamarca, ya que este OR atiende municipios cercanos y que anteriormente consideró a Purnio como posible solución para algunas de sus necesidades.

En resumen:

- La entrada de la subestación Armenia 230/115 kV alivia la cargabilidad de los transformadores del área en el corto plazo y elimina los problemas de bajas tensiones en Armenia.
- Contingencias en San Felipe y líneas asociadas implican demanda no atendida.

- Los transformadores de Armenia o Esmeralda no impactan sobre la atención de la demanda atendida por el transformador de San Felipe.
- En el mediano plazo se requiere refuerzo en Esmeralda.
- Se continúa la evaluación de alternativas para solucionar los problemas asociados a la contingencia en el transformador de San Felipe.

3.4.9 Análisis Área Guajira – Cesar – Magdalena

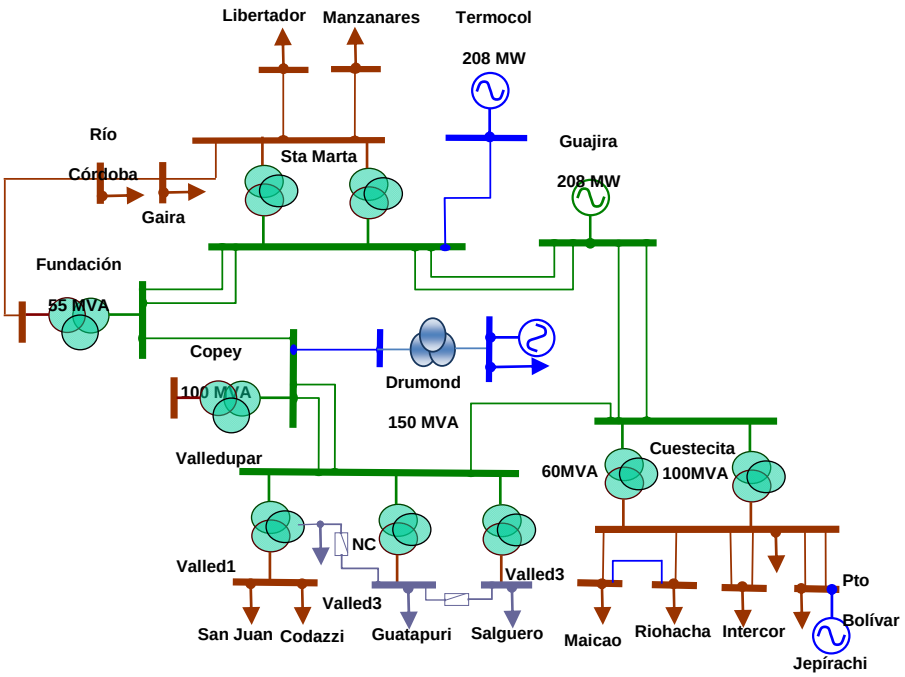
Como se indicó en el diagnóstico al inicio del capítulo, para el año 2009 los transformadores de Valledupar y Santa Marta estarían por encima del 90% y 63% de su capacidad, respectivamente y ante contingencias en Santa Marta, Valledupar o Cuestecitas, se presentarían sobrecargas en el banco que queda en operación en la misma subestación.

ELECTRICARIBE reportó en la información de planeamiento del año 2009 que se reemplazará el transformador actual 220/115/13.8 kV de 45/30/15 MVA por uno de 60/45/21 MVA y que el transformador 220/110/34.5 kV de 60/45/21MVA será cambiado por uno bidevanado 220/110 kV de 100 MVA.

Partiendo de esta información se encontró que los transformadores 220/115/13.8 kV, en condiciones normales, quedarían cerca del 50% y que el transformador 220/110 kV quedaría cerca del 62%. Ante contingencia en alguno de los trasnformadores tridevanados se observa que el otro quedaría cerca del 101%.

El OR de la zona informó a inicios del mes de diciembre que enviaria el estudio de conexión antes de terminar el año 2009.

En octubre de 2009 se solicitó la conexión de la mina de DRUMOND a la subestación El Copey 220 kV a través de un circuito sencillo de 86 km para conectar 120 MW en el 2011. En condiciones normales de operación no se identifican problemas o requerimientos adicionales en el área de influencia del proyecto, los transformadores de Copey 500/230 kV cargan el 52%. Sin embargo, con esta carga y sin la generación térmica de la costa, los transformadores de Copey 500/230 kV aumentan su cargabilidad cerca del 19% quedando en el 71%. Ante contingencia en la línea Copey - Ocaña 500 kV se observan violaciones de tensión en la zona de Bolívar, mas no se observan sobrecargas en los elementos del área de influencia del proyecto. La Gráfica 3-7 ilustra la topología con los nuevos proyectos.



Gráfica 3-7 Diagrama Unifilar Área Guajira – Cesar – Magdalena

Es de aclarar que actualmente la Subestación El Copey 220 kV posee 5 bahías de conexión, con una configuración barra principal más transferencia. Con la carga de DRUMOND se alcanzarían 6 bahías de conexión. De acuerdo con la recomendación de la resolución 025 de 1995 código de redes en el anexo CC-2 *"En configuraciones de barras con un número elevado de circuitos (6 o más) debe incluirse seccionamiento de barras", e*l estudio de conexión recomienda el cambio de configuración a doble barra más transferencia, por lo que la UPME verificará técnica y económicamente la propuesta, considerando aspectos como la permanencia en el tiempo de la carga y si la conexión después de un tiempo será solo un respaldo.

3.4.9.1 Análisis conexión Central Termocol

En el Plan de Expansión 2009 – 2023 la UPME recomendó el cambio de configuración de la subestación Santa Marta de anillo a interruptor y medio, con el fin de mejorar su confiabilidad, normalizar las actuales conexiones en dicha subestación y permitir la expansión de la misma con nuevas conexiones como sería la de la central Termocol. En junio de 2009 el Ministerio de Minas y Energía adoptó mediante resolución el citado Plan de Expansión.

En este sentido la UPME consultó a TRANSELCA sobre el interés de ejecutar la obra ya que se trata de una ampliación de su subestación, a lo que respondió afirmativamente en el mes de septiembre de 2009 y así, a inicios de octubre, la UPME emite la señal al Transportador de iniciar obras para la ampliación de la subestación Santa Marta 220 kV.

En el mes de noviembre de 2009 la UPME emite el concepto aprobatorio para la conexión de la central de generación Termocol. Simultáneamente el Grupo Poliobras informó que contrató un nuevo estudio para la conexión del proyecto a otro punto de conexión al sistema, el diseño de la Subestación Termocol, diseños para la línea de transmisión, estudio de alternativas y el estudio de Impacto Ambiental. Igualmente se informó sobre el cambio de fecha de entrada en operación de la central para diciembre 1° de 2012.

Así mismo informó, respecto a la conexión aprobada, que la única ruta posible de salida de la subestación Santa Marta es hacia la glorieta de La Lucha (Ruta del Sol II) y que al iniciar el proceso de obtención de servidumbres, permisos de construcción y uso del suelo se reunió con las distintas entidades gubernamentales (Gobernación, Alcaldía, Planeación, Curaduría, diseñadores Ruta del Sol, INCO) con el fin de trabajar de manera conjunta en el trazado de la línea y en el trazado de la ruta del Sol II, encontrando los siguientes inconvenientes:

- Imposibilidad de conectarse a la Subestación Santa Marta por los cambios en los diseños en la Ruta del Sol.
- Reubicación de servicios públicos debido a ampliaciones o modificaciones de la vía.

De acuerdo a lo anteriormente expuesto, Poliobras solicitó al Ministerio de Minas y Energía y a la UPME aprobar la conexión de la Central Termocol a la Línea Termoguajira – Santa Marta, e informa que con el fin de sustentar esta solicitud entregará el estudio a inicios de diciembre de 2009.

La UPME señaló a los promotores del proyecto de generación las implicaciones sobre los análisis, definición del proyecto de transmisión y cronograma al solicitar una modificación de este tipo en este momento del proceso. En caso de requerirse una obra de uso del STN, el tiempo disponible hasta llegar a la fecha de entrada en operación del proyecto de generación (diciembre 1° de 2012) para ejecutar la convocatoria y el proyecto de transmisión es muy reducido.

Los resultados serán presentados en la versión final del Plan de Expansión 2010 - 2024.

3.4.10 Área Nordeste

Norte de Santander:

En los análisis realizados, se consideraron cerradas las líneas a 115 kV Insula – San Mateo y Convención – Tibú. No se consideró despachada generación en Termotasajero.

Para el año 2009 se encontró que el transformador de Ocaña se acerca al 72%. Ante contingencia en el transformador 230/115 kV de Cúcuta, el de San Mateo se

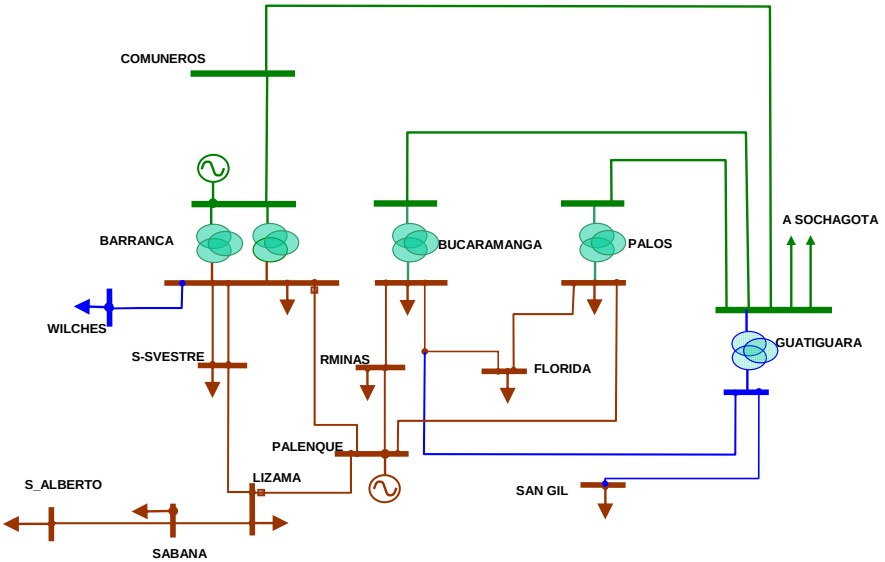
acerca al 100 %. Ante contingencia en el transformador 230/115 kV de San Mateo se observa sobrecarga del 6% en el de Cúcuta y tensiones por debajo del 0.88 p.u. en Tibú, La Ínsula, San Mateo, Zulia y Cúcuta.

Hacia el año 2015 se observa que el transformador de Ocaña sobrepasa el 95 % de su capacidad, mientras que el de Cúcuta se acerca al 72% y el de San Mateo sobrepasa el 75 % de cargabilidad.

Nuevamente la UPME invita al OR a analizar su red, a elaborar su plan de expansión y determinar los proyectos requeridos por su área.

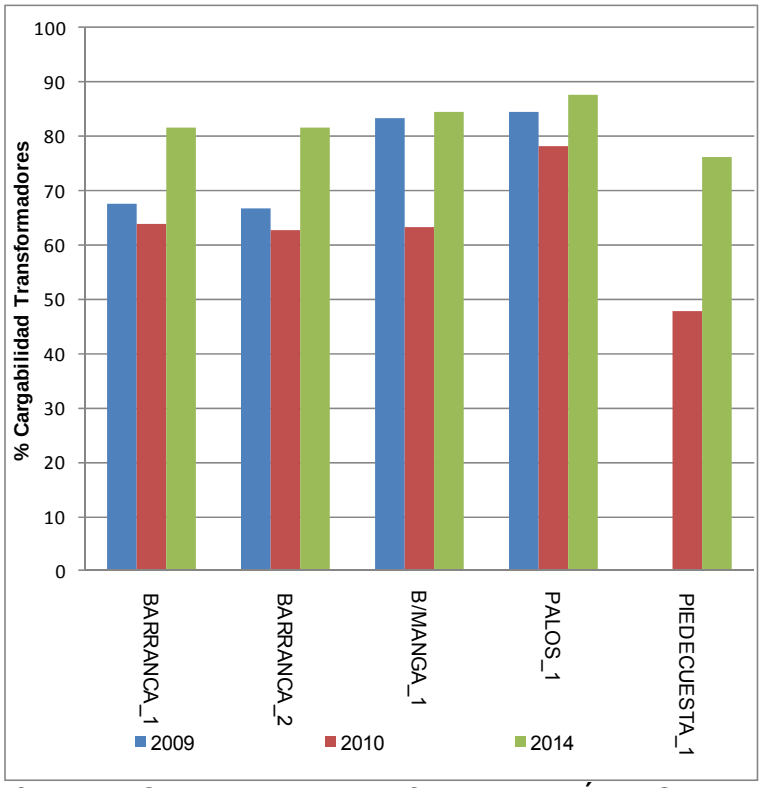
Santander:

Los análisis consideran cerradas las líneas Palenque – Termobarranca y Palenque Lizama de acuerdo a lo informado recientemente por el operador de red, esto con el fin de disminuir carga en los transformadores de Bucaramanga y Palos. Ver Gráfica 3-8.



Gráfica 3-8 Diagrama Unifilar Área Santander

El OR presentó un estudio que propone la conexión de un transformador 230/115 kV de 150 MVA en la subestación Guatiguará (Piedecuesta) junto con la reconfiguración del circuito Bucaramanga – San Gil en Bucaramanga – Piedecusta 115 kV y San Gil – Piedecuesta 115 kV. La Gráfica 3-9 deja ver la cargabilidad de los transformadores para el horizonte analizado en condiciones normales de operación.



Gráfica 3-9 Cargabilidad Transformadores Área Santander

Para la demanda esperada en 2010, considerando el proyecto Piedecuesta en operación, la contingencia en el transformador de Palos ocasiona sobrecarga del 17% en la línea Bucaramanga – Realminas y del 6% en el transformador de Bucarmanga. La contingencia en el transformador de Bucaramanga ocasiona sobrecarga del 12% en el de Palos y del 2% en la línea Bucaramanga – Piedecuesta. Ante la contingencia en uno de los transformadores de Barranca, el banco que queda en operación presenta una sobrecarga cercana al 18%. Antes de la versión final del presente Plan de Expansión, la UPME emitirá el concepto de conexión a la solicitud realizada por la ESSA.

Hacia el 2014 la línea Bucaramanga – Realminas presenta sobrecarga del 24%. Para este año se consideró la nueva subestación Guanentá con transformación 220/115/13.8 kV de 90/90/30 MVA conectada a la subestación San Gil 115 kV, según la información de planeamiento reportada por ESSA. La Unidad encuentra que la obra requerida se puede desplazar y que se debe buscar una alternativa que ofrezca una solución más estructural.

Boyacá:

Inicialmente el OR EBSA indicó en la información de planeamiento que se instalaría el tercer transformador de 90 MVA para completar los 360 MVA en Paipa. Sin embargo, en la reunión anual de planeamiento informó que en cambio

del tercer transformador se haría el remplazo del actual de 90 MVA por uno de 180 MVA.

Los análisis se realizaron sin despacho en Paipa a nivel de 115 kV y se consideró la información oficial (tercer transformador 90 MVA), ya que en 2006 la Unidad emitió concepto aprobatorio para dicha conexión. La Tabla 3-16 deja ver los resultados encontrados.

	2009	2010	2015
Generación en 115 kV	Sin Generación en la Zona	Sin Generación en la Zona	Sin Generación en la Zona
Condición Normal de Operación	PAIPA 90MVA en 92% PAIPA 180MVA en 92%	PAIPA_1 en 73.68% PAIPA_2 en 73.68% PAIPA_3 en 73.68%	PAIPA_1 en 103% PAIPA_2 en 103% PAIPA_3 en 103%
N-1 Paipa 90 MVA	Paipa 180 MVA en 193% tensiones por debjo de 0.9 P.U en Argos, Sidenal, Ramada, Vdonato, Boavita	Paipa 180 MVA en 96% Paipa 90 MVA en 96%	Paipa 180 MVA en 135% Paipa 90 MVA en 135 %
N-1 Paipa 180 MVA	Paipa 90 MVA en 295%, tensiones por debjo de 0.9 P.U en Argos, Sidenal, Ramada, Vdonato, Boavita	Paipa 90 MVA en 140% Paipa 90 MVA en 140 %	Paipa 90 MVA en 198% Paipa 90 MVA en 198 %

Tabla 3-16 Resultados Análisis Área Boyacá

Se solicita al OR EBSA actualizar el estudio a la mayor brevedad bajo las condiciones topológicas y de demanda actuales y con el proyecto como realmente se va a instalar.

3.4.11 Análisis Área Tolima – Huila – Caquetá

Problemática:

- Agotamiento de la capacidad de transformación en la subestación Mirolindo. El banco actual está a más del 90 % de cargabilidad.
- Sin inyección de Amoyá al Huila y ante contingencias sencillas en los enlaces a 115 kV asociados a la subestación Betania, se presentarían violaciones de tensión y por sobrecarga en el Huila.

A la fecha el segundo transformador en Mirolindo aprobado por la Unidad no ha entrado en operación. Este banco se requiere a la mayor brevedad. Sin él no se podrían conectar demandas adicionales proyectadas (Salado y Lérida)

Para resolver los problemas en el Huila, el OR ELECTROHUILA propone unir Betania y Sur a través de una línea a 115 kV. El proyecto se encuentra en evaluación.

Los análisis realizados hasta el momento consideran la probabilidad de ocurrencia simultánea de no contar con la inyección desde Amoyá y una contingencia en alguna de las líneas a 115 kV del área de influencia. La UPME solicitó información adicional a ELECTROHUILA.

También se analiza la posibilidad del cierre de todo el corredor Guaca – Prado 115 kV. Los resultados de esta alternativa se presentaran el la versión definitiva del Plan.

3.4.12 Análisis Área Valle del Cauca

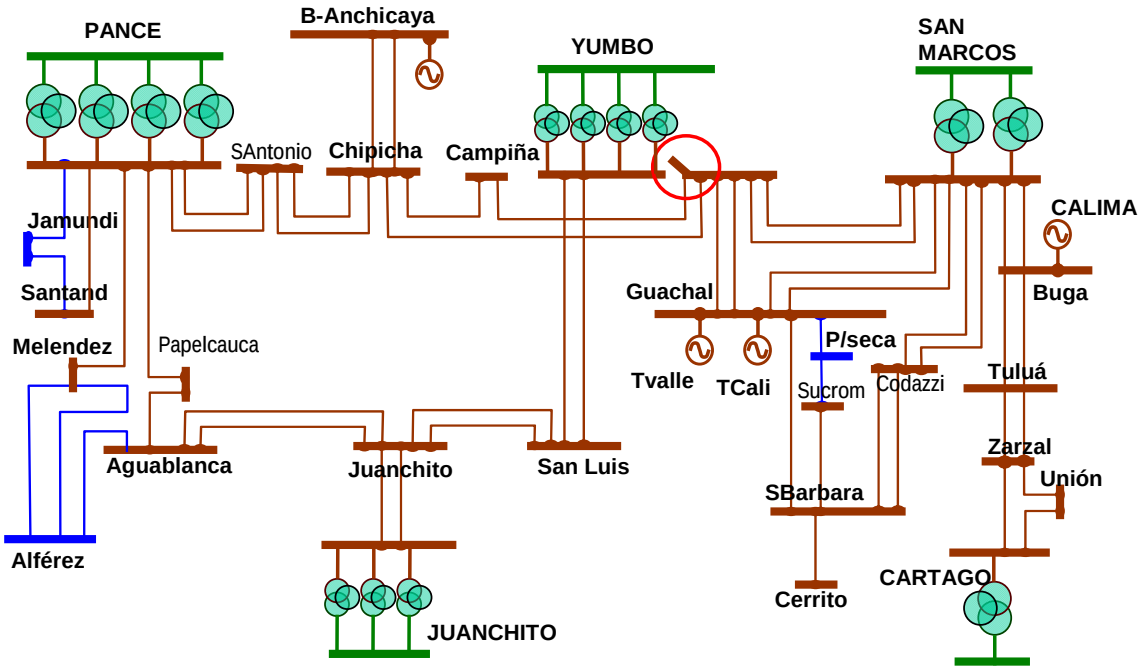
En la revisión del área Valle se encontró cargabilidades considerables en los transformadores de conexión al STN cuando se dan despachos bajos en las plantas de generación conectada al STR (Calima y Bajo Anchicayá principalmente).

Los análisis consideraron los siguientes supuestos:

- Escenario alto de crecimiento de demanda.
- Sensibilidad a los despachos en el STR, con generación en el Bajo Anchicayá y sin generación en Calima.
- Sin despacho térmico en el área (TermoValle y TermoEmcali).

El OR EPSA propone seccionar el barraje de 115 kV en Termoyumbo como medida operativa temporal, para solucionar problemas de sobrecargas en condiciones normales y ante contingencias, mientras entra en operación la solución definitiva.

Con esta medida los transformadores 230/115 kV de Termoyumbo asumirían la demanda propia de esta subestación y las cargas de las subestaciones San Luis 115 kV y Juanchito 115 kV. Así mismo, los transformadores de San Marcos asumirían la demanda de Guachal, la Campiña y Chipichape, buscando de esta manera que dichos transformadores carguen mas (ver
Gráfica 3-10).



Gráfica 3-10 Diagrama unifilar Área Valle con desacople barra TermoYumbo 115 kV

Los resultados encontrados por la UPME de la medida temporal se muestran en la Tabla 3-17.

Año 2010	Red Actual	Con Reconfiguración en TermoYumbo
Generación en 115 kV	Solo Bajo Anchicayá	Solo Bajo Anchicayá
Condición Normal de Operación	TRs Pance = 86 %; TRs Yumbo = 87% TRs Smarco = 77% ; TRs Juanch = 89 % TRs Cartago = 66 %	TRs Pance = 92 %; TRs Yumbo = 72% TRs Smarco = 81% ; TRs Juanch = 74 % TRs Cartago = 75 %
N-1 Pance	TRs Pance = 102 %	TRs Pance = 109 %
N-1 Yumbo	TRs Yumbo = 99 %	TRs Yumbo = 88 %
N-1 Smarcos,	TRs San Marcos =95 %	TRs San Marcos = 117 %
N-1 Juanchito	TRs Juanchito = 109 %	TRs Juanchito = 91 %
N-1 Cartago	Rosa-Dosqueb 115 kV carga 127 % sin violaciones de tensión	Rosa-Dosqueb 115 kV carga 140 % y se violan tensiones en Cartago, Zarzal, Unión, Tuluá y Sevilla

Año 2011	Red Actual	Con Reconfiguración en TermoYumbo
Generación en 115 kV	Solo Bajo Anchicayá	Solo Bajo Anchicayá
Condición Normal de Operación	TRs Pance = 86 %; TRs Yumbo = 91% TRs Juanch = 89 %; TRs Smarco = 79% TRs Cartago = 65 %	TRs Pance = 92 %; TRs Yumbo = 75% TRs Juanch = 76 %; TRs Smarco = 83% TRs Cartago = 72 %
N-1 Pance	TRs Pance = 103 %	TRs Pance = 109 %
N-1 Yumbo	TRs Yumbo = 104 %	TRs Yumbo = 92 %
N-1 Smarcos,	TRs San Marcos = 97 %	TRs San Marcos = 121 %
N-1 Juanchito	TRs Juanchito = 109 %	TRs Juanchito = 94 %
N-1 Cartago	Rosa-Dosqueb 115 kV carga 136 % sin violaciones de tensión	Rosa-Dosqueb 115 kV carga 150 % y se violan tensiones en Cartago, Zarzal, Unión, Tuluá y Sevilla

Año 2012	Red Actual	Con Reconfiguración en TermoYumbo
Generación en 115 kV	Solo Bajo Anchicayá	Solo Bajo Anchicayá
Condición Normal de Operación	TRs Pance = 88 %; TRs Yumbo = 92 % TRs Juanch = 87 %; TRs Smarco = 73 % TRs Cartago = 67 %	TRs Pance = 93 %; TRs Yumbo = 80% TRs Juanch = 77 %; TRs Smarco = 83% TRs Cartago = 77 %
N-1 Pance	TRs Pance = 105 %	TRs Pance = 109 %
N-1 Yumbo	TRs Yumbo = 105 %	TRs Yumbo = 97 %
N-1 Smarcos,	TRs San Marcos = 91 %	TRs San Marcos = 121 %
N-1 Juanchito	TRs Juanchito = 106 %	TRs Juanchito = 94 %
N-1 Cartago	Rosa-Dosqueb 115 kV carga 136 % sin violaciones de tensión	Rosa-Dosqueb 115 kV carga 155 % y se violan tensiones en Cartago, Zarzal, Unión, Tuluá y Sevilla.

Tabla 3-17**:** Resultados análisis en condición normal de operación y contingencias con la red actual y con la reconfiguración de la barra TermoYumbo.

El desacople de la barra de 115 kV en Termoyumbo alivia la cargabilidad de los transformadores de esta subestación pero incrementa la cargabilidad en los transformadores de Pance y San Marcos de manera que, en contingencia de alguno de estos, se supera el 20% de sobrecarga para el año 2012.

Según los resultados, la Unidad encuentra que sin este desacople el sistema presenta mejor desempeño, no hay violaciones ante contingencias (<110%) en la transformación con mayor cargabilidad como Yumbo o Juanchito, incluso en 2012.

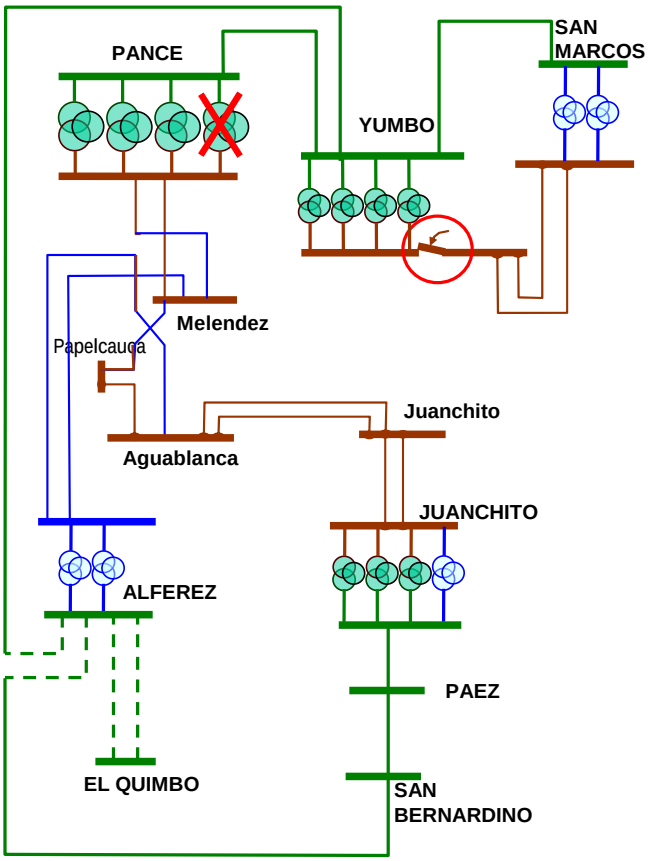
De otra parte, fue presentado a la UPME un estudio conjunto elaborado entre EPSA y EMCALI con el fin de determinar la solución de mediano plazo al problema de cargabilidad de la transformación STN/STR en el Valle.

Este estudio consideró como alternativas la ampliación de transformación de una de las subestaciones existentes. Los análisis dejan ver que, por si solas, no presentan un desempeño adecuado.

El estudio conjunto, finalmente recomendó la subestación Alférez 230/115 kV, la cual también fue considerada en el Plan de Expansión 2009 – 2023.

Proyecto Alférez

Debido a las necesidades del Valle, en el estudio se proponen otras alternativas recomendando la instalación de una nueva subestación en el suroriente de Cali para atender el crecimiento de la demanda, aliviar la cargabilidad de la actual transformación y considerar la conexión del doble circuito proveniente desde Quimbo. Ver
Gráfica 3-11.



Gráfica 3-11 Diagrama unifilar Alternativa Proyecto Alférez 230/115 kV.

Después de un análisis preliminar a las alternativas planteadas se seleccionó la que corresponde a la construcción de la subestación Alférez 230/115 kV con transformación 2x168 MVA (traslado transformadores de San Marcos) con la reconfiguración de los circuitos Pance – Papeles y Aguablanca – Meléndez 115 kV. Esta alternativa prevé el montaje de dos nuevos transformadores en San Marcos 2x168 MVA, con similares características a los transformadores de Yumbo o Pance (impedancias de 9.2 %).

Los resultados del análisis con esta alternativa son los siguientes (Ver Tabla 3-18):

Año 2013	Red Actual	con Alferez 230/115 kV
Generación en 115 kV	Solo Bajo Anchicayá	Solo Bajo Anchicayá
Condición Normal de Operación	TRs Pance = 93 %; TRs Yumbo = 94 % TRs Juanch = 89 %; TRs Smarco = 82 % TRs Cartago = 69 %	TRs Pance = 87 %; TRs Yumbo = 80% TRs Juanch = 73 %; TRs Smarco = 74% TRs Cartago = 66 % TRs Alferez = 69 %
N-1 Pance	TRs Pance = 111 %	TRs Pance = 105 %
N-1 Yumbo	TRs Yumbo = 108 %	TRs Yumbo = 90 %
N-1 Smarcos,	TRs San Marcos = 100 % y TRs Yumbo = 108 %	TRs San Marcos = 97 %
N-1 Juanchito	TRs Juanchito = 110 %	TRs Juanchito = 87 %
N-1 Alferez		TRs Alferez = 96 %
N-1 Cartago	Rosa-Dosqueb 115 kV carga 142 % sin violaciones de tensión	Rosa-Dosqueb 115 kV carga 137 % sin violaciones de tensión
Año 2014	**Red Actual**	**con Alferez 230/115 kV**
Generación en 115 kV	Solo Bajo Anchicayá	Solo Bajo Anchicayá
Condición Normal de Operación	TRs Pance = 96 %; TRs Yumbo = 98 % TRs Juanch = 99 %; TRs Smarco = 88 % TRs Cartago = 67 %	TRs Pance = 86 %; TRs Yumbo = 82% TRs Juanch = 80 %; TRs Smarco = 74% TRs Cartago = 66 % TRs Alferez = 79 %
N-1 Pance	TRs Pance = 114 %	TRs Pance = 110 %
N-1 Yumbo	TRs Yumbo = 113 %	TRs Yumbo = 92 %
N-1 Smarcos,	TRs San Marcos = 108 % y TRs Yumbo = 113 %	TRs San Marcos = 98 % y TRs Yumbo = 95 %
N-1 Juanchito	TRs Juanchito = 120 %	TRs Juanchito = 94 %
N-1 Alferez		TRs Alferez = 107 %
N-1 Cartago	Rosa-Dosqueb 115 kV carga 147 % sin violaciones de tensión.	Rosa-Dosqueb 115 kV carga 140 % sin violaciones de tensión

Tabla 3-18**:** Resultados análisis en condición normal de operación y contingencias con la red actual y con la Alternativa subestación Alférez 230/115 kV.

Se observa que la nueva subestación Alférez 230/115 kV alivia considerablemente la cargabilidad de la transformación en el Valle y puede ser solución en el mediano plazo.

Puede ser conveniente el remplazo de los transformadores actuales de la subestación San Marcos una vez se trasladen a la subestación Alférez, sin embargo esta medida se debe evaluar detalladamente.

Conclusiones:

- Presenta mejor desempeño dejar la topología de red actual que el desacople de la barra de 115 kV en Termoyumbo ante contingencias en transformación.

- La contingencia en Cartago 230/115 kV implica abrir el enlace con CRQ. El desacople en Termoyumbo es independiente de esta situación.
- Se invita a XM (CND) a revisar el impacto de la medida temporal de desacople de la barra de Termoyumbo 115 kV.
- Alférez 230/115 kV alivia notablemente la cargabilidad de la transformación en el Valle.
- Se continuará con la evaluación económica de las alternativas.

Por otro lado, EMCALI deberá presentar el estudio que justifique la solución propuesta para los problemas en el SDL de la ciudad de Cali, es decir, deberá justificar y demostrar si es Alférez 115 kV la mejor alternativa y si ésta obra debe entrar a operar antes de la conexión con el STN. El estudio referido fue presentado a la UPME anteriormente pero quedaron pendientes aclaraciones y justificaciones adicionales.

4 ASPECTOS AMBIENTALES DEL PLAN

4.1 FACTOR DE EMISIÓN DE CO_2 DEL SIN PARA PROYECTOS MDL

4.1.1 Contextualización

La intensificación elevada de uso de combustibles fósiles y la tala desmedida han contribuido en el aumento de la temperatura promedio de la atmósfera debido a la acumulación de gases de efecto invernadero, especialmente (CO_2) dióxido de carbono.

Tratando de prevenir los efectos negativos que pueden ocurrir en el planeta, la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático fue concebida y firmada en 1992, logrando obtener el compromiso de la reducción de las emisiones de gases efecto invernadero antes de 2010 a los niveles que tenían antes de 1990. Este logro se concretó con un acuerdo jurídicamente vinculante en 1997, denominado en adelante **Protocolo de Kyoto**, que estableció el período de reducción de emisiones entre 2008 y 2012 para las partes del protocolo (países en adelante denominados Anexo I).

En este protocolo se contemplan tres mecanismos flexibles basados en el mercado: el comercio de derechos de emisión, el mecanismo para un desarrollo limpio y la aplicación conjunta[13].

El Mecanismo de Desarrollo Limpio – MDL, tiene como fin ayudar a los Países – No Anexo I (países en desarrollo como Colombia) a lograr un desarrollo sostenible y a los países Anexo I a dar cumplimiento de sus compromisos cuantificados de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. El MDL es un esquema de mercado de derechos de emisión donde los derechos están representados en "Reducciones Certificadas de las Emisiones[14], y los países Anexo I tienen la posibilidad de invertir en un proyecto que se ejecute en un país en desarrollo y utilizar las reducciones o capturas de emisiones de gases efecto invernadero de dicho proyecto para cumplir con sus compromisos de reducción.

Por lo tanto, el MDL le ofrece a Colombia oportunidades importantes de inversión extranjera, nuevas alternativas para la transferencia de tecnologías eficientes, y la

[13] Tomado de http://unfccc.int/portal_espanol/essential_background/feeling_the_heat/items/3304.php el 16 de diciembre de 2009.
[14] Tomado de http://www1.minambiente.gov.co/viceministerios/ambiente/mitigacion_cambio_climatico/preguntas_frecuentes/mdl.asp.

promoción del desarrollo sostenible en los sectores industrial, energético, forestal, de residuos y de transporte.

En la actualidad el Ministerio de Medio Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial –MAVDT- cuenta con un portafolio potencial de 129 proyectos elegibles al mecanismo de desarrollo limpio, en las distintas etapas establecidas por la Conferencia de las Partes, para la obtención de las Certificaciones de Reducción de Emisiones. De estos proyectos 35 corresponden al sector energético en diferentes categorías y etapas de formulación, encontrándose 6 registrados en la Junta Ejecutiva del MDL (proyectos hidroeléctricos Agua Fresca, Santa Ana, La Vuelta y la Herradura, La Cascada y Amaime y el proyecto eólico Jepirachi).

4.1.2 Metodología de Cálculo

El factor de emisión de CO_2 del Sistema Interconectado Nacional –SIN- para proyectos MDL, se calcula con el objetivo de determinar la línea base del proyecto o escenario hipotético más probable, que representa lo que hubiera ocurrido si el proyecto MDL no se llevara a cabo. Por lo tanto, este factor de emisión de CO_2 calculado representa las emisiones de gases de efecto invernadero que tendrían lugar si no se ejecutan las actividades propuestas por el proyecto[15].

Para proyectos MDL en el sector de generación de energía eléctrica, la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático, aprobó la herramienta: “Tool to calculate the emission factor for an electricity system” versión 1.1, para determinar las emisiones de gases de efecto invernadero de la línea base.

Esta herramienta determina el factor de emisión de CO_2 calculando el factor de emisiones de CO_2 del *Margen de Operación*, el *Margen de Construcción* y por último del *Margen Combinado*.

El Margen de Operación se refiere al conjunto de plantas de generación existentes cuya generación de electricidad sería afectado por la actividad del proyecto MDL. El Margen de Construcción se refiere a las unidades de generación recientes que se afectan por la generación de electricidad del proyecto MDL. El Margen Combinado es la integración del margen de operación y el margen de construcción con el objetivo de determinar el factor de emisión de CO_2 equivalente del sistema eléctrico.

4.1.3 Resultados

El factor de emisión del margen de operación se determinó siguiendo la metodología de análisis de despacho, y el resultado obtenido fue de 0.3323 kg de CO_2/kWh.

[15] Tomado de http://www1.minambiente.gov.co/viceministerios/ambiente/mitigacion_cambio_climatico/preguntas_frecuentes/mdl.asp.

El factor de emisión del margen de construcción se determinó siguiendo el procedimiento de la selección de plantas recientes que completen el 20% del total de la generación en el sistema, y el resultado obtenido fue de 0.2375 kg de CO_2/kWh.

El margen combinado se determina como un promedio de los factores de emisión anteriores, por lo que se obtiene un resultado de 0.2849 kg de CO_2/kWh.

4.2 COSTOS DE GESTIÓN AMBIENTAL

La Unidad de Planeación Minero Energética -UPME- a través de la Ley 143 de 1994 tiene como función, entre otras, la de establecer y satisfacer los requerimientos energéticos de la población y los agentes económicos teniendo en cuenta los recursos energéticos existentes, de acuerdo criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales.

Basado en estos principios de política, es necesario involucrar la variable ambiental e internalizar los costos derivados de la gestión ambiental necesaria para prevenir, reducir o compensar los impactos que causaría el desarrollo de la actividad de generación y transmisión.

El desarrollo eléctrico del país por su interacción con el entorno ambiental, tiene una serie de impactos y acciones ambientales que modifican la competitividad, productividad y rendimiento económico de corto, mediano y largo plazo.

La UPME, junto con diferentes empresas de la actividad de generación, transmisión y distribución elaboró un modelo con el fin de evaluar los costos que se originan por la gestión ambiental, los cuales tienen impactos en los flujos de fondos de los proyectos, permitiendo orientar la toma de decisiones de inversión.

El modelo esta soportado en una plataforma geo-referenciada del SIMEC que ha evolucionado hacia la última tecnología liberada en el momento -ArcGIS Server 9.3-, lo cual le permite la entrada en el camino de los servicios de información inter-operables.

Los nuevos modelos de gestión ambiental empresarial y sectorial deben incorporar la evaluación económica de los impactos y las acciones ambientales en la estructura de costos y permitir la recuperación de las inversiones realizadas en la gestión ambiental manteniendo las condiciones de aceptabilidad social y de calidad ambiental, en condiciones de competitividad y rentabilidad apropiadas. El modelo desarrollado favorece el cumplimiento de los anteriores enunciados, sin constituirse en una herramienta de resultados para otorgar una licencia ambiental.

El objetivo principal es proporcionar un modelo para el establecimiento de los costos de gestión ambiental a partir de la estimación y cálculo de unos indicadores de impacto que expresen las posibles afectaciones y su tratamiento con las diferentes medidas de manejo para los proyectos hidroeléctricos, termoeléctricos y

líneas de transmisión. El modelo también permite la conformación de una base de datos de costos ambientales de referencia, con su respectiva actualización al sistema de indicadores. La herramienta desarrollada incorpora la gestión ambiental en el proceso de planeación del sector eléctrico colombiano.

El modelo tiene las siguientes características:

- Se construye a partir de información ambiental de proyectos en construcción y operación considerados en el plan de expansión. El modelo comprende un sistema de indicadores de impacto y de costos por tipos de proyectos considerados como ambientales.
- Tiene aplicación para proyectos de transmisión mayores a 110 kV, y generación mayor a 10 MW de tipo hidráulico y térmico a carbón y gas.
- Es lo suficientemente versátil como para funcionar con la información de datos e indicadores de impacto y costos que se puedan obtener en la actualidad.
- Se aplica en la etapa de prefactibilidad de los proyectos. En esta etapa se puede introducir información técnica preliminar para obtener resultados preliminares sobre las implicaciones ambientales en cuanto a impactos y costos de gestión ambiental predecibles en la construcción y operación de los proyectos. La información ambiental está incorporada en la base de datos del modelo, como información temática disponible de entidades y por lo general a escala 1:500.000.

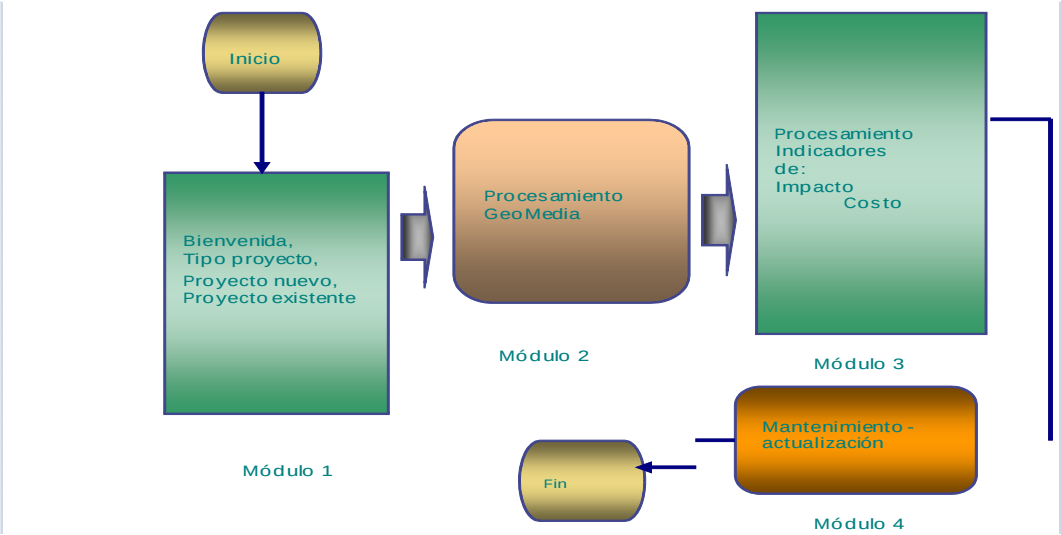
4.2.1 Modelo CGA Costos de Gestión Ambiental

Generalidades

El modelo propuesto realiza un análisis a partir de las dimensiones ambientales: física, biótica, social, económica y cultural, teniendo en cuenta el tipo de proyecto y las etapas de desarrollo. Para obtener la información de entrada el proyecto por analizar debe encontrarse en la etapa de prefactibilidad.

Este modelo trabaja con las siguientes características, ver
Gráfica 4-1

- Evalúa los costos de gestión ambiental para las etapas de construcción y operación.
- Identifica y jerarquiza los impactos potenciales.
- Aplicable en proyectos de transmisión mayores a 110 kV y generación mayores a 10 MW.



Gráfica 4-1 Estructura de funcionamiento

4.2.2 Cálculo de los Indicadores de Impacto y de Costos

El cálculo de los indicadores ambientales se realiza a partir de dos fuentes de información distintas:

La base de datos geo-referenciada articulada con el estudio realizado por INER - GEOSAT: “Línea Base Geo-referenciada para el Plan de Suministro Energético en la Zona no Interconectada de Colombia”. Esta información fue enriquecida con aportes de otros proveedores de datos como el DANE, el Instituto Von Humboldt y Fundación Social, etc.

La otra fuente de información proviene del ejecutor del proyecto quien deberá que suministrar información relativa al proyecto para el cual se desea calcular los costos ambientales. También en el manual del usuario se encuentran los formularios de ingreso de datos para las empresas que inscriben un proyecto en la UPME, los formularios para la actualización de costos de gestión ambiental los cuales deben ser diligenciados por las empresas que ya tengan sus proyectos en ejecución y los formularios para la actualización de los costos de los estudios y las interventorías.

A partir de la información del proyecto el modelo estima unos niveles potenciales de impacto. Los niveles de impacto: alto, medio, bajo o poco significativo, surgen al cruzar la información sobre las características del proyecto y la información sobre el medio dispuesta en bases de datos y mapas. Esta confrontación se realiza a partir de los indicadores de impacto asociados a los impactos potenciales que se pueden esperar al insertar un proyecto de generación o transmisión en determinado espacio geográfico. Los indicadores de impacto consultan variables ambientales y seleccionadas de la información disponible sobre el medio, por

ejemplo cobertura vegetal y densidad de población, y se construyen a partir de los niveles de influencia que tienen esas variables mediante calificaciones y ponderadores.

En la Tabla 4-1 se presentan los indicadores y sus impactos asociados. Nótese que dados varios impactos, el modelo los simplifica en un solo indicador.

Las guías ambientales para el sector eléctrico se constituyeron en el principal instrumento de consulta para la identificación de los impactos.

Indicador	Impactos
Modificación de la calidad del agua	Modificación de los cuerpos de agua receptores
	Potencial de generación de malos olores en el embalse
	Modificación de hábitats
	Potencial de eutrofización
Modificación de caudales	Disminución de caudales
	Degradación del lecho
	Cambios morfológicos desde el sitio de presa
Modificación de la calidad del ruido ambiental	Generación de molestias a la comunidad
	Afectación de la salud
	Modificación de hábitats
Modificación de la calidad del aire: material particulado	Generación de molestias a la comunidad
	Afectación de la salud
	Modificación de hábitats
Modificación de la calidad del aire: emisión de gases	Emisiones de N0x, C0x, S0x
	Generación de molestias a la comunidad
	Afectación de la salud
	Modificación de hábitats
Susceptibilidad a la erosión	Pérdida de suelo
	Dinamización de procesos erosivos
Modificación de la cobertura vegetal	Modificación de hábitats
	Cambio en la estructura del ecosistema
	Pérdida de diversidad
Influencia de la fragmentación	Fragmentación del ecosistema
	Pérdida de diversidad
Presión sobre el recurso vegetal	Pérdida de diversidad
	Modificación de hábitats
Presión sobre el recurso fauna terrestre	Destrucción de hábitats y fauna asociada
	Presión sobre la fauna
	Afectación de la fauna
Presión sobre el recurso fauna acuática	Contaminación física, química y biológica del agua
	Afectación de la dinámica acuática
Susceptibilidad de afectar a la comunidad	Generación de expectativas
	Afectación de la salud
	Generación de molestias a la comunidad
Susceptibilidad de modificar la estructura social	Potencialización y generación de conflictos
	Afectación de las relaciones interinstitucionales
Población potencialmente desplazada	Potencialización y generación de conflictos
	Migración de población
	Desplazamiento de población
Modificación de la estructura productiva	Afectación de infraestructura productiva
	Daños en cultivos
	Fragmentación de predios
Complejidad cultural	Desplazamiento de población
	Cambio en los modelos tradicionales de apropiación de recursos
	Deterioro del territorio potencial
	Transformación en la valoración simbólica del territorio
	Cambio en referentes de territorialidad
Antigüedad de los asentamientos	Desplazamiento de población
	Potencialización y generación de conflictos
Disminución del territorio potencial	Deterioro del territorio potencial

Tabla 4-1 Indicadores asociados a los impactos potenciales

4.3 PERSPECTIVAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La capacidad instalada para generación de electricidad para el Sistema Interconectado Nacional comprende un 66.90% de generación hidráulica, 27.50% de generación con gas y 5.60% de generación con carbón y otros energéticos. Las altas participaciones de la generación con agua y gas son tan beneficiosas en cuanto a emisiones de CO_2 para el país, como perjudiciales en el evento en que se presente escasez de estos recursos energéticos.

Los fenómenos naturales recurrentes como el Fenómeno del Pacífico que influyen en la disminución considerable de los aportes hídricos a las cadenas hídricas de nuestro país y la incertidumbre en la disponibilidad de gas natural impulsan la búsqueda de la diversificación de la matriz energética.

Para tener en cuenta este planeamiento en la diversificación de la matriz energética se debe realizar un estudio de la factibilidad de la generación con otras fuentes de energía para lo cual se debe tener en cuenta:

- Disponibilidad del recurso energético,
- Confiabilidad en el suministro de este recurso,
- Garantías en la normatividad para la generación (normatividad para generadores menores, generación distribuida, proyectos MDL, generación de energía renovable, aspectos ambientales, estabilidad de precios, etc.),
- Acceso al uso de la tecnología de generación, y
- Factibilidad técnica económica de esta generación (aquí se tiene que ver el impacto en la red eléctrica, se debe ver los ingresos por Mecanismo de Desarrollo Limpio, Costos de Conexión a la Red de Distribución).

4.3.1 Carbón[16]

La disminución de las reservas y la alta variabilidad de los precios de petróleo en los mercados internacionales han conllevado a que el carbón sea visto como una alternativa energética en muchos países, teniendo como principal fundamento su bajo costo y abundancia sobre el planeta. Sin embargo, el inconveniente del uso del carbón son sus graves efectos sobre el medio ambiente ya que se constituye en el recurso energético fósil más sucio: la combustión del carbón produce dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno, que provocan la lluvia ácida que contaminan lagos, bosques y cultivos; metales pesados venenosos como el mercurio y por supuesto, dióxido de carbono (CO_2), el principal gas efecto invernadero. Ante este hecho, los países con gran disponibilidad de carbón y desarrollo tecnológico, han considerado en los últimos años formas más eficientes y limpias de convertir carbón en energía.
En Colombia, la posibilidad de uso de carbón para generar energía eléctrica debería cobrar importancia debido a las grandes reservas que tenemos, y por

[16] Tomado del artículo SHELL WORLD. El Carbón Reina Pero Ahora Limpio. Chris Logan

ende se deben crear políticas que incentiven la aplicación de estas formas eficientes y limpias en la medida que se haga factible.

El mejoramiento de los niveles de eficiencia incrementa la cantidad de energía que puede ser extraída desde una unidad de carbón, lo cual es esencial para la reducción de la contaminación del medio ambiente. Se estima que el mejoramiento en uno por ciento en la eficiencia de una planta de carbón convencional representa entre 2 y 3% de reducción de emisiones de gases contaminantes[17].

La eficiencia promedio de las plantas de carbón instaladas en Colombia es de aproximadamente 34%, bastante inferior si la comparamos con el 45% de eficiencia de las plantas actuales. Esto debe ser la principal motivación para incentivar la conversión de las plantas existentes en nuestro sistema eléctrico. Se estima que de realizarse la conversión de todas las plantas a nivel mundial, las reducciones de emisiones por el uso de carbón serían del 25% lo cual representa una reducción del 6% del total de las emisiones de CO_2 globales.

Actualmente se están empleando tecnologías para captura y almacenamiento subterráneo de CO_2 en Estados Unidos, Reino Unido, Países Bajos, China y otros países. El Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático, un distinguido organismo dedicado a los estudios científicos relacionados con el clima, la define como una tecnología económica para estabilizar concentraciones de gas de efecto invernadero en la atmosfera. Este organismo encontró que la captura y almacenamiento subterráneo de CO_2 contribuirá con el 55% de los esfuerzos de mitigación acumulativa para el 2100 mientras que la reducción de los costos de estabilización a la sociedad será del 30% o más. Un prerrequisito para usar esta tecnología es la existencia de plantas eficientes[18].

A continuación mostraremos las tecnologías recientemente usadas para generar energía eléctrica a partir de carbón.

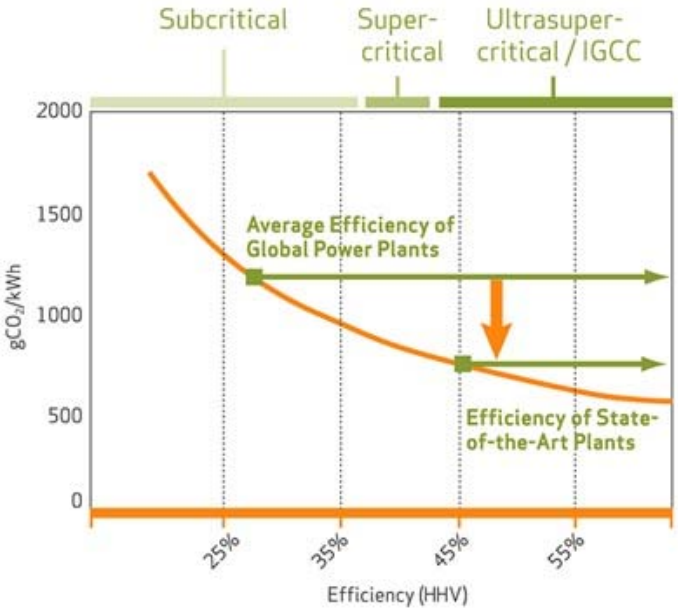
Tecnologías

Tecnologías para Uso de Carbón Pulverizado[19]

En la actualidad los nuevos sistemas para la combustión de carbón pulverizado operan a temperaturas y presiones más altas que las usadas en tecnologías convencionales y por lo tanto se logran mayores eficiencias y menores emisiones de CO_2.

[17] Tomado de la página WEB de WORLD COAL INSTITUTE, "Improving Efficiences", de http://www.worldcoal.org/coal-the-environment/coal-use-the-environment/improving-efficiencies/
[18] Tomado de http://www.worldcoal.org/carbon-capture-storage/
[19] Tomado de http://www.worldcoal.org/coal-the-environment/coal-use-the-environment/improving-efficiencies/

En la Gráfica 4-2 se puede observar la curva de eficiencia de la generación de energía eléctrica incluyendo la tecnología usada, contra las emisiones de CO_2 por kWh generado.



Gráfica 4-2Curva de Eficiencia vs Emisiones de CO2
Fuente: IEA "Focus on Clean Coal" (2006)

En Colombia, las tecnologías de centrales de carbón con flujo de vapor en estado supercrítico tienen un costo aproximado de 2752 a 1600 US/kW para plantas en el rango de 150 a 600 MW[20] y emisiones de CO_2 entre 700 y 1000 g de CO_2/kWh.
Las tecnologías de centrales de carbón con flujo de vapor en estado ultra-supercrítico tienen un costo similar a las de flujo de vapor en estado supercrítico, de 2752 a 1600 US/kW para plantas en el rango de 150 a 600 MW[21] y emisiones de CO_2 menores a 500 g de CO_2/kWh.

Tecnologías para Combustión en Lecho Fluidizado
Esta tecnología realiza la combustión de carbón en un lecho formado con carbón, un absorbente de azufre como caliza o dolomita, y un material inerte, que normalmente es la misma ceniza del carbón. Esto permite minimizar la generación de gases NO_x y el atrapamiento de los óxidos de azufre SO_x.

De acuerdo con la presión de trabajo se tienen dos tipos de combustión en lecho fluidizado:

- Lecho fluidizado a presión atmosférica
- Lecho fluidizado presurizado.

[20] Tomado del estudio "Análisis de Tecnologías Actuales de Carbón Aplicables en Colombia para Generación Eléctrica y Costos de Operación de Plantas Duales de Generación". UPME. 2008.
[21] Ibidem 9.

La Tabla 4-2 muestra una síntesis de la comparación de parámetros de las tecnologías de combustión en lecho fluidizado.

Tecnología	Presión	Temperatura de Combustión (°C)	Eficiencia (%)	Disponibilidad de Planta (%)	Emisión de Óxidos de Nitrógeno (ppm)	Remoción de Óxidos de Azufre (%)
Lecho Fluidizado Burbujeante	Atmosférica	850	35	85	100 - 300	70 - 90
Lecho Fluidizado Circulante		850	35	85 - 95	100 - 300*	95
Lecho Fluidizado a Carbón	Presurizado	850	35-40	50 - 70	100 - 200*	> 90

* Se puede lograr 10 ppm si se adiciona un sistema selectivo de reducción no catalítica (SNCR)

Tabla 4-2. Comparación de Tecnologías de Combustión de Carbón en Lecho Fluidizado
Fuente: Estudio "Análisis de Tecnologías Actuales de Carbón Aplicables en Colombia para Generación Eléctrica y Costos de Operación de Plantas Duales de Generación". UPME. 2008

Ciclo Combinado con Gasificación Integrada

Esta tecnología utiliza gas sintético producto de la gasificación de carbón como combustible para una turbina y el calor sensible de los gases de combustión se recupera en las calderas de vapor. En este gas sintético se elimina el azufre y la mayoría de los óxidos de nitrógeno, metales pesados y partículas que es más complicado en las chimeneas utilizando tecnología de combustión de carbón convencional.

Con esta tecnología se puede recuperar hasta el 99.9% de azufre en la gasificación del carbón, se tienen emisiones casi nulas de óxidos de nitrógeno y eficiencias promedio de 46%.

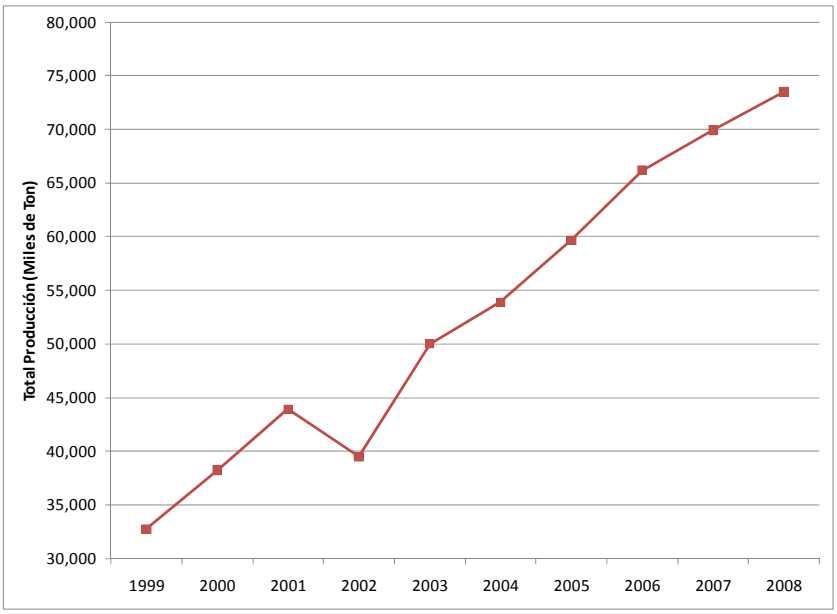
Disponibilidad del Recurso

En la Tabla 4-3 se muestra las reservas medidas de carbón en Colombia para cada departamento.

Zona	Reservas Medidas M ton. 2004	Calidad BTU/Lb	Producción ton. 2004-2008
Guajira	3,933	11,586	110.9
Cesar	2,035	11,924	117
Córdoba	381	9,280	1.5
Antioquia	90	10,673	1.5
Valle	42	10,761	0.6
Cundinamarca	236	12,151	5
Boyacá	170	12,184	6.5
Santander	56	12,494	0.3
Norte de Santander	120	13,068	6.3
TOTAL	**7,064**		**249.54**

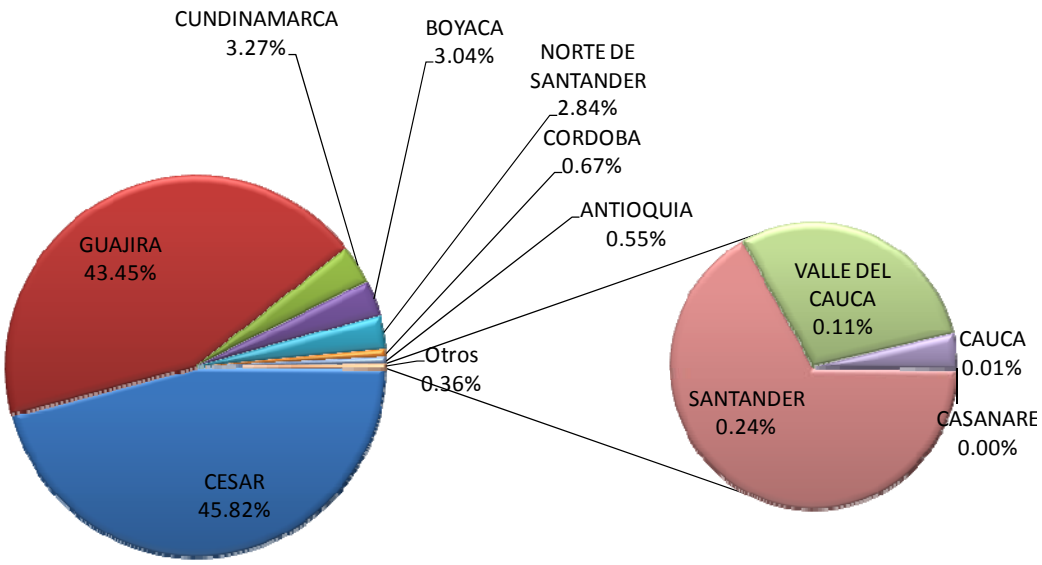
Tabla 4-3 Reservas, calidad y producción de Carbón Probadas en Colombia (Año 2004)

La producción de carbón desde 1999 se puede observar en la
Gráfica 4-3. En términos generales se observa un crecimiento sostenido, teniendo en el periodo 1999 – 2008 una tasa de crecimiento promedio de 9.40% anual.

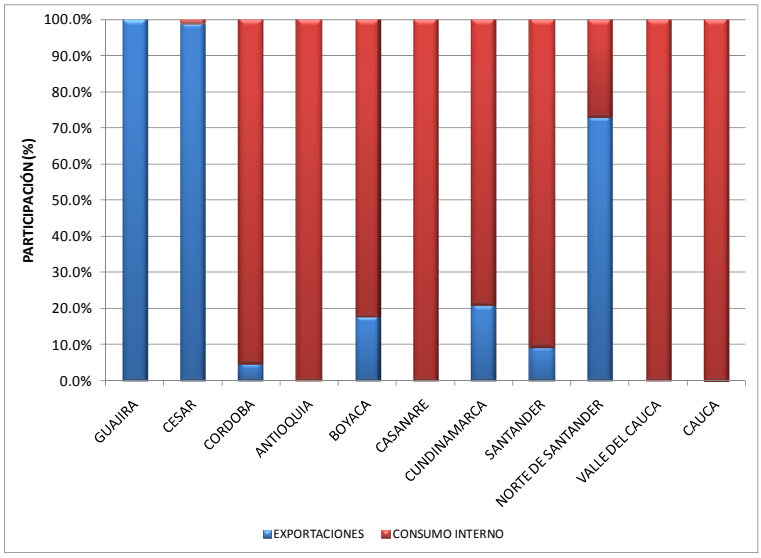


Gráfica 4-3 Producción Nacional de Carbón

La participación departamental en la producción nacional se puede observar en la Gráfica 4-4 correspondiendo el 89.27% de la producción total de carbón a los departamentos de la Guajira y el Cesar. Casi la totalidad de este carbón es de exportación como se puede observar en la
Gráfica 4-5.



Gráfica 4-4 Participación Departamental en la Producción de Carbón



Gráfica 4-5 Destino de la Producción de Carbón

Como se muestra en la
Gráfica 4-5, el carbón de mayor calidad corresponde a los producidos por los departamentos de Norte de Santander, Santander, Boyacá, Cundinamarca, Guajira y Cesar. La producción de carbón de los departamentos de Guajira, Cesar y Norte de Santander, es de exportación en su mayoría y se esperará un aumento en la participación de las exportaciones de Boyacá y Cundinamarca con el proyecto del Tren del Carare.

4.4 VISION AMBIENTAL ESTRATEGICA PARA LA FORMULACIÓN Y ACTUALIZACIÓN DEL PLAN DE EXPANSION DE REFERENCIA GENERACION Y TRANSMISION

El nivel de evaluación ambiental del Plan se prevé debe ser más estratégico y definir marcos de actuación antes que proyectos de intervención. Por tal razón, la UPME recurre a la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) como instrumento de apoyo para la incorporación de la dimensión ambiental a la toma de decisiones estratégicas, las que usualmente se identifican con políticas, estrategias, planes o programas, y como tal es un procedimiento de mejora de estos instrumentos de planificación. Su objetivo fundamental es el de avanzar en el desarrollo íntegro de las políticas ambientales y de sostenibilidad desde las primeras fases de decisión, aquellas en las que se definen los marcos básicos de intervención y, por lo tanto, las que en general tienen una mayor capacidad de determinar los efectos ambientales finales en el entorno y su sostenibilidad a mediano y largo plazo.

Lo anterior fortalecerá la capacidad institucional de la UPME frente a las empresas del sector al contar con planes más sólidos que integran lo ambiental a la par de las demás consideraciones de tipo técnico, económico y financiero.
La UPME acaba de contratar un estudio de consultoría, con la Unión Temporal Tau Consultora Ambiental (España-Colombia) – Ambiental Consultores (Colombia), para desarrollar la etapa preparatoria o inicial de la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) del Plan de Expansión de Generación y Transmisión (PEGT), como herramienta que permite incorporar las consideraciones ambientales al proceso de formulación y actualización del mismo.

En desarrollo de esto, se han considerado las 3 primeras fases establecidas en el documento del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, “Guía Práctica Para Formular Evaluaciones Ambientales Estratégicas En Colombia” Bogotá, Febrero 2008, ver
Tabla 4-4 que son:

1) Establecimiento del Marco Ambiental Estratégico (MAE), que se elabora como el marco de referencia para la incorporación de la dimensión ambiental en el PERGT y los objetivos ambientales generales de política que asumirá dicho Plan. Para la elaboración del MAE se analizarán los siguientes aspectos claves: i) El marco institucional, ii) El marco de agentes; iii) Los objetivos, criterios, alternativas y dinámicas ambientales; y iv) El sistema de gestión del sector eléctrico.

Tras estos análisis se definirán metas para la EAE y se elaborarán recomendaciones para las tareas del PERGT. Además se diseñarán los planes de participación y comunicación del proceso de la EAE del PERGT.

2) Concertación del Documento Marco de la EAE del PERGT con los agentes claves, tanto públicos, como privados, para establecer el documento que da inicio de la EAE. Se espera obtener un consenso de los agentes claves implicados en la

planificación sobre los objetivos y el alcance de la EAE, y sobre el grado de detalle de la integración de las consideraciones ambientales en la planificación.

3) Elaboración de los lineamientos que permitan desarrollar un modelo de información análisis y evaluación de alternativas ambientales que integre la perspectiva sectorial con la perspectiva ambiental del PERGT.

4) Diseño del plan de trabajo para la segunda etapa que complete la Evaluación Ambiental Estratégica del PERGT, a ejecutarse durante el 2010.

La segunda etapa de la EAE incluiría las siguientes fases: i) Análisis y Diagnóstico Ambiental, en la que utilizando las herramientas elaboradas, se lleva a cabo el análisis y diagnóstico ambiental que debe servir de referencia para la identificación de los problemas ambientales que el plan debe considerar como parte de su contenido propositivo; ii) Evaluación Ambiental de Opciones, que ayuda a evaluar las opciones alternativas que se formulan para alcanzar los objetivos ambientales y de sostenibilidad del plan, la cual tiene lugar en diferentes momentos y escalas del proceso de planificación; iii) Prevención y Seguimiento la EAE, en la que se incorporan los instrumentos de gestión ambiental directa y se elabora el plan de seguimiento de la EAE del plan; y iv) Elaboración y consulta de informes finales, donde se desarrollan los procesos participativos y de información exigidos o consensuados dentro del procedimiento de EAE, se integran los resultados del proceso de consultas y se socializa y promueve la apropiación por parte de los actores de las recomendaciones y tareas de la EAE y del plan.

Fases	Tareas	Alcance
1. Marco ambiental estratégico	• Establecer el marco institucional del Plan • Establecer el marco de agentes del Plan • Análisis del proceso de planificación • Identificación de las opciones ambientales de la planificación sectorial • Establecimiento de los objetivos ambientales del Plan • Identificación de la dimensión ambiental estratégica del Plan • Recomendaciones de procedimiento a otras tareas de la planificación • Planificación del proceso de participación • Elaboración del plan de comunicación • Elaboración del documento del Marco Ambiental Estratégico de la EAE	Identificar las dimensiones Ambientales estratégicas de mayor peso y relevancia.
2. Alcance de la EAE	• Elaboración del documento marco de EAE del plan • Consultas a los agentes y público interesado y comunicación	Todos los agentes implicados en el proceso deben entender el alcance de la EAE en cada una de sus dimensiones. El grado de consenso en las fases de consulta
3. Modelo de EAE	• Definición del proceso de evaluación ambiental • Definición y desarrollo de las herramientas de evaluación y análisis ambiental estratégico • Definición y desarrollo del sistema de información ambiental	El aspecto central de esta fase consiste en preparar las herramientas de evaluación y análisis ambiental estratégico, acordes a la escala estratégica del Plan.
4. Análisis y diagnóstico ambiental	• Análisis y diagnóstico ambiental actual • Consultas a los agentes y público interesado y comunicación	El diagnóstico ambiental debe permitir identificar el patrón estructural que determina el perfil ambiental agregado del plan con objeto de que el plan asuma los problemas
5. Evaluación ambiental de opciones	• Evaluación de opciones de objetivos • Evaluación de opciones estratégicas • Evaluación de opciones de desarrollo operativo del Plan • Consultas a los agentes y público interesado y comunicación • Evaluación de las recomendaciones de procedimiento del Plan	Las opciones válidas, identificadas previamente, deben ser evaluadas ambientalmente y sus resultados deben influir en el Plan. Es además preciso evaluar si las recomendaciones a otras tareas de la planificación se han cumplido.
6. Prevención y seguimiento	• Incorporación de instrumentos de gestión ambiental directa • Elaborar medidas de seguimiento	Se deben identificar los elementos del Plan relevantes para su seguimiento y los instrumentos de gestión ambiental directa.
7. Elaboración y consulta de informes finales	• Elaborar el Informe de EAE del Plan • Consultas a los agentes y público interesado y comunicación • Informe	Se debe informar con transparencia del todo el proceso de EAE, incluyendo el grado de consideración de los resultados de las consultas en la formulación final del Plan.

Tabla 4-4 Fases del proceso de EAE

5 ANEXOS

5.1 PROYECCIONES DE ENERGÍA Y POTENCIA MÁXIMA

	Demanda Energía Eléctrica [GWh / mes]			Demanda Potencia Máxima [MW]		
	Esc. Alto	**Esc. Medio**	**Esc. Bajo**	**Esc. Alto**	**Esc. Medio**	**Esc. Bajo**
Jan-09	4,465	4,465	4,465	8,493	8,493	8,493
Feb-09	4,177	4,177	4,177	8,568	8,568	8,568
Mar-09	4,560	4,560	4,560	8,500	8,500	8,500
Apr-09	4,406	4,406	4,406	8,596	8,596	8,596
May-09	4,587	4,587	4,587	8,637	8,637	8,637
Jun-09	4,414	4,414	4,414	8,630	8,630	8,630
Jul-09	4,653	4,653	4,653	8,640	8,640	8,640
Aug-09	4,649	4,649	4,649	8,772	8,772	8,772
Sep-09	4,681	4,681	4,681	8,822	8,822	8,822
Oct-09	4,738	4,738	4,738	8,992	8,908	8,824
Nov-09	4,598	4,568	4,539	9,064	8,962	8,861
Dec-09	4,748	4,714	4,680	9,415	9,299	9,183
Jan-10	4,600	4,562	4,525	8,900	8,770	8,641
Feb-10	4,378	4,337	4,296	9,073	8,931	8,790
Mar-10	4,793	4,749	4,705	9,079	8,927	8,775
Apr-10	4,606	4,559	4,512	9,084	8,921	8,759
May-10	4,774	4,724	4,675	9,093	8,920	8,748
Jun-10	4,644	4,592	4,539	9,039	8,858	8,677
Jul-10	4,801	4,746	4,691	9,076	8,886	8,696
Aug-10	4,837	4,780	4,722	9,122	8,924	8,725
Sep-10	4,805	4,745	4,686	9,243	9,037	8,831
Oct-10	4,894	4,833	4,771	9,313	9,095	8,877
Nov-10	4,788	4,721	4,655	9,418	9,191	8,963
Dec-10	4,924	4,854	4,784	9,741	9,504	9,267
Jan-11	4,776	4,702	4,629	9,222	8,976	8,730
Feb-11	4,548	4,471	4,395	9,396	9,142	8,887
Mar-11	4,963	4,883	4,804	9,401	9,138	8,875
Apr-11	4,770	4,687	4,605	9,407	9,136	8,865
May-11	5,008	4,922	4,837	9,420	9,141	8,862
Jun-11	4,816	4,728	4,640	9,358	9,071	8,784
Jul-11	4,952	4,862	4,771	9,374	9,079	8,785
Aug-11	5,056	4,963	4,870	9,468	9,167	8,865
Sep-11	4,979	4,884	4,788	9,561	9,252	8,943
Oct-11	5,070	4,972	4,874	9,630	9,311	8,992
Nov-11	4,964	4,861	4,758	9,735	9,408	9,080
Dec-11	5,118	5,012	4,905	10,069	9,733	9,397

Nota: Valores preliminares de octubre de 2009

	Demanda Energía Eléctrica [GWh / mes]			Demanda Potencia Máxima [MW]		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
Jan-12	5,034	4,894	4,755	9,626	9,238	8,855
Feb-12	4,913	4,776	4,640	9,828	9,432	9,041
Mar-12	5,184	5,040	4,897	9,830	9,434	9,043
Apr-12	4,971	4,833	4,696	9,784	9,389	9,000
May-12	5,189	5,044	4,901	9,783	9,388	8,999
Jun-12	5,022	4,882	4,744	9,666	9,276	8,892
Jul-12	5,168	5,024	4,882	9,707	9,315	8,929
Aug-12	5,236	5,090	4,946	9,756	9,363	8,975
Sep-12	5,148	5,004	4,863	9,853	9,455	9,063
Oct-12	5,306	5,158	5,012	9,921	9,521	9,126
Nov-12	5,160	5,016	4,874	10,024	9,619	9,221
Dec-12	5,295	5,148	5,002	10,369	9,951	9,538
Jan-13	5,244	5,045	4,860	10,003	9,500	9,026
Feb-13	4,978	4,789	4,613	10,212	9,699	9,216
Mar-13	5,295	5,094	4,906	10,215	9,701	9,218
Apr-13	5,306	5,105	4,917	10,166	9,655	9,174
May-13	5,414	5,208	5,017	10,165	9,654	9,173
Jun-13	5,223	5,025	4,840	10,044	9,539	9,064
Jul-13	5,423	5,217	5,025	10,086	9,579	9,102
Aug-13	5,457	5,250	5,056	10,138	9,628	9,148
Sep-13	5,381	5,177	4,987	10,238	9,723	9,239
Oct-13	5,535	5,325	5,129	10,309	9,791	9,302
Nov-13	5,381	5,177	4,986	10,415	9,892	9,399
Dec-13	5,533	5,323	5,127	10,774	10,233	9,723
Jan-14	5,471	5,208	4,972	10,413	9,786	9,214
Feb-14	5,201	4,952	4,727	10,631	9,991	9,408
Mar-14	5,616	5,346	5,103	10,634	9,993	9,410
Apr-14	5,443	5,182	4,946	10,583	9,946	9,365
May-14	5,672	5,399	5,154	10,582	9,945	9,364
Jun-14	5,426	5,165	4,930	10,456	9,826	9,252
Jul-14	5,715	5,441	5,194	10,500	9,867	9,291
Aug-14	5,668	5,396	5,150	10,553	9,918	9,339
Sep-14	5,637	5,367	5,123	10,658	10,016	9,431
Oct-14	5,772	5,494	5,245	10,731	10,085	9,496
Nov-14	5,593	5,324	5,082	10,842	10,190	9,595
Dec-14	5,759	5,483	5,234	11,216	10,541	9,925

Tabla A-1. Proyección Mensual de Energía y Potencia Máxima (Continuación).

	Demanda Energía Eléctrica [GWh / mes]			Demanda Potencia Máxima [MW]		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
Jan-15	5,743	5,409	5,111	10,939	10,171	9,481
Feb-15	5,475	5,157	4,873	11,168	10,385	9,680
Mar-15	5,906	5,563	5,256	11,171	10,387	9,682
Apr-15	5,723	5,390	5,093	11,117	10,337	9,636
May-15	5,900	5,557	5,251	11,116	10,336	9,635
Jun-15	5,729	5,396	5,099	10,984	10,213	9,520
Jul-15	5,969	5,622	5,312	11,030	10,256	9,560
Aug-15	5,955	5,609	5,300	11,086	10,309	9,609
Sep-15	5,924	5,580	5,272	11,196	10,410	9,704
Oct-15	6,055	5,703	5,389	11,273	10,482	9,771
Nov-15	5,886	5,544	5,239	11,390	10,591	9,872
Dec-15	6,050	5,699	5,385	11,783	10,956	10,212
Jan-16	5,957	5,550	5,186	11,436	10,518	9,695
Feb-16	5,871	5,470	5,111	11,676	10,739	9,898
Mar-16	6,075	5,659	5,288	11,679	10,741	9,900
Apr-16	6,051	5,638	5,267	11,623	10,690	9,853
May-16	6,149	5,729	5,353	11,622	10,689	9,852
Jun-16	6,039	5,626	5,257	11,483	10,562	9,735
Jul-16	6,148	5,728	5,352	11,532	10,606	9,776
Aug-16	6,264	5,836	5,453	11,591	10,660	9,826
Sep-16	6,169	5,747	5,370	11,705	10,766	9,923
Oct-16	6,278	5,849	5,465	11,786	10,840	9,991
Nov-16	6,155	5,735	5,358	11,908	10,952	10,095
Dec-16	6,325	5,893	5,506	12,319	11,330	10,443
Jan-17	6,295	5,798	5,358	11,889	10,810	9,855
Feb-17	6,001	5,528	5,109	12,138	11,037	10,062
Mar-17	6,471	5,960	5,509	12,141	11,039	10,064
Apr-17	6,229	5,737	5,302	12,083	10,987	10,016
May-17	6,475	5,963	5,511	12,082	10,985	10,015
Jun-17	6,304	5,806	5,366	11,938	10,855	9,896
Jul-17	6,451	5,942	5,491	11,988	10,900	9,938
Aug-17	6,535	6,019	5,563	12,050	10,956	9,989
Sep-17	6,466	5,955	5,504	12,169	11,064	10,087
Oct-17	6,592	6,072	5,612	12,253	11,141	10,157
Nov-17	6,461	5,951	5,500	12,380	11,256	10,262
Dec-17	6,576	6,057	5,598	12,806	11,644	10,616

Tabla A-1. Proyección Mensual de Energía y Potencia Máxima (Continuación).

	Demanda Energía Eléctrica [GWh / mes]			Demanda Potencia Máxima [MW]		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
Jan-18	6,582	5,992	5,468	12,462	11,200	10,081
Feb-18	6,295	5,731	5,229	12,724	11,435	10,293
Mar-18	6,767	6,160	5,621	12,727	11,438	10,295
Apr-18	6,535	5,949	5,429	12,666	11,383	10,246
May-18	6,778	6,171	5,631	12,665	11,382	10,245
Jun-18	6,598	6,007	5,481	12,514	11,246	10,123
Jul-18	6,763	6,157	5,618	12,566	11,294	10,165
Aug-18	6,841	6,228	5,683	12,631	11,351	10,217
Sep-18	6,748	6,143	5,605	12,755	11,463	10,318
Oct-18	6,926	6,305	5,753	12,844	11,543	10,390
Nov-18	6,768	6,161	5,622	12,977	11,662	10,497
Dec-18	6,893	6,275	5,726	13,424	12,064	10,859
Jan-19	6,866	6,178	5,565	13,064	11,604	10,312
Feb-19	6,596	5,935	5,346	13,338	11,848	10,528
Mar-19	7,033	6,328	5,700	13,341	11,850	10,530
Apr-19	6,855	6,168	5,556	13,278	11,794	10,480
May-19	7,080	6,370	5,738	13,277	11,793	10,479
Jun-19	6,867	6,178	5,565	13,118	11,652	10,354
Jul-19	7,091	6,380	5,747	13,174	11,701	10,398
Aug-19	7,143	6,427	5,790	13,241	11,761	10,451
Sep-19	7,061	6,353	5,723	13,372	11,877	10,554
Oct-19	7,231	6,506	5,861	13,464	11,959	10,627
Nov-19	7,049	6,342	5,713	13,604	12,083	10,737
Dec-19	7,226	6,502	5,857	14,072	12,500	11,107
Jan-20	7,211	6,412	5,704	13,722	12,044	10,570
Feb-20	6,912	6,146	5,467	14,010	12,297	10,792
Mar-20	7,381	6,563	5,839	14,013	12,300	10,795
Apr-20	7,211	6,412	5,704	13,946	12,241	10,743
May-20	7,436	6,612	5,882	13,945	12,240	10,742
Jun-20	7,214	6,414	5,707	13,778	12,094	10,614
Jul-20	7,454	6,627	5,896	13,836	12,145	10,659
Aug-20	7,502	6,671	5,935	13,907	12,207	10,713
Sep-20	7,422	6,599	5,871	14,045	12,328	10,819
Oct-20	7,594	6,752	6,007	14,141	12,413	10,894
Nov-20	7,405	6,584	5,857	14,288	12,542	11,007
Dec-20	7,590	6,748	6,004	14,781	12,974	11,386

Tabla A-1. Proyección Mensual de Energía y Potencia Máxima (Continuación).

	Demanda Energía Eléctrica [GWh / mes]			Demanda Potencia Máxima [MW]		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
Jan-21	7,571	6,651	5,841	14,401	12,488	10,820
Feb-21	7,266	6,383	5,606	14,703	12,750	11,047
Mar-21	7,764	6,820	5,990	14,707	12,753	11,049
Apr-21	7,558	6,639	5,831	14,636	12,692	10,997
May-21	7,805	6,857	6,022	14,635	12,691	10,996
Jun-21	7,579	6,657	5,847	14,461	12,540	10,865
Jul-21	7,825	6,874	6,037	14,522	12,593	10,910
Aug-21	7,876	6,919	6,077	14,596	12,657	10,966
Sep-21	7,795	6,847	6,014	14,740	12,782	11,074
Oct-21	7,970	7,001	6,149	14,842	12,870	11,151
Nov-21	7,775	6,830	5,998	14,996	13,004	11,266
Dec-21	7,965	6,997	6,145	15,512	13,452	11,655
Jan-22	7,875	6,850	5,954	14,978	12,863	11,029
Feb-22	7,568	6,584	5,723	15,292	13,133	11,260
Mar-22	8,075	7,024	6,105	15,296	13,136	11,263
Apr-22	7,865	6,842	5,947	15,223	13,073	11,209
May-22	8,112	7,057	6,134	15,221	13,072	11,208
Jun-22	7,894	6,867	5,968	15,040	12,916	11,074
Jul-22	8,126	7,069	6,145	15,103	12,970	11,121
Aug-22	8,198	7,131	6,198	15,181	13,036	11,178
Sep-22	8,107	7,053	6,130	15,331	13,165	11,288
Oct-22	8,287	7,209	6,266	15,436	13,256	11,366
Nov-22	8,092	7,040	6,119	15,596	13,394	11,484
Dec-22	8,285	7,207	6,264	16,134	13,855	11,880
Jan-23	8,184	7,068	6,077	15,562	13,268	11,254
Feb-23	7,874	6,800	5,847	15,889	13,546	11,490
Mar-23	8,388	7,244	6,229	15,893	13,549	11,492
Apr-23	8,176	7,061	6,071	15,817	13,484	11,437
May-23	8,434	7,284	6,263	15,815	13,483	11,436
Jun-23	8,209	7,089	6,095	15,627	13,322	11,300
Jul-23	8,436	7,286	6,265	15,693	13,378	11,348
Aug-23	8,524	7,361	6,330	15,773	13,447	11,406
Sep-23	8,423	7,274	6,254	15,929	13,580	11,518
Oct-23	8,610	7,436	6,393	16,039	13,673	11,598
Nov-23	8,413	7,265	6,247	16,205	13,815	11,718
Dec-23	8,608	7,434	6,392	16,763	14,291	12,122

Tabla A-1. Proyección Mensual de Energía y Potencia Máxima (Continuación).

	Demanda Energía Eléctrica [GWh / mes]			Demanda Potencia Máxima [MW]		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
Jan-24	8,510	7,297	6,207	16,160	13,679	11,478
Feb-24	8,159	6,996	5,951	16,499	13,966	11,719
Mar-24	8,728	7,484	6,366	16,503	13,969	11,722
Apr-24	8,481	7,272	6,186	16,424	13,903	11,666
May-24	8,768	7,518	6,395	16,422	13,901	11,665
Jun-24	8,522	7,308	6,216	16,227	13,736	11,526
Jul-24	8,771	7,521	6,397	16,295	13,794	11,574
Aug-24	8,851	7,590	6,456	16,378	13,864	11,633
Sep-24	8,750	7,503	6,382	16,540	14,001	11,748
Oct-24	8,950	7,675	6,528	16,654	14,098	11,829
Nov-24	8,741	7,495	6,376	16,827	14,244	11,952
Dec-24	8,938	7,664	6,519	17,407	14,735	12,364
Jan-25	8,793	7,488	6,322	16,711	14,049	11,700
Feb-25	8,438	7,186	6,066	17,062	14,344	11,945
Mar-25	9,016	7,678	6,482	17,066	14,347	11,948
Apr-25	8,773	7,471	6,307	16,984	14,278	11,891
May-25	9,062	7,717	6,515	16,983	14,277	11,890
Jun-25	8,807	7,500	6,331	16,780	14,107	11,748
Jul-25	9,071	7,724	6,521	16,851	14,166	11,798
Aug-25	9,149	7,791	6,577	16,937	14,239	11,858
Sep-25	9,043	7,701	6,502	17,105	14,379	11,975
Oct-25	9,254	7,881	6,653	17,223	14,479	12,058
Nov-25	9,033	7,693	6,494	17,401	14,629	12,183
Dec-25	9,243	7,871	6,645	18,001	15,133	12,603
Jan-26	9,130	7,721	6,468	17,361	14,494	11,978
Feb-26	8,766	7,413	6,210	17,726	14,798	12,229
Mar-26	9,358	7,914	6,630	17,730	14,802	12,232
Apr-26	9,115	7,709	6,458	17,645	14,731	12,174
May-26	9,410	7,958	6,667	17,643	14,729	12,173
Jun-26	9,143	7,732	6,478	17,433	14,554	12,028
Jul-26	9,423	7,969	6,676	17,506	14,615	12,078
Aug-26	9,501	8,035	6,731	17,596	14,690	12,140
Sep-26	9,394	7,945	6,656	17,770	14,835	12,260
Oct-26	9,609	8,127	6,808	17,892	14,938	12,345
Nov-26	9,378	7,931	6,644	18,078	15,092	12,472
Dec-26	9,603	8,121	6,803	18,701	15,613	12,902

Tabla A-1. Proyección Mensual de Energía y Potencia Máxima (Continuación).

	Demanda Energía Eléctrica [GWh / mes]			Demanda Potencia Máxima [MW]		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
Jan-27	9,485	7,965	6,621	18,034	14,951	12,260
Feb-27	9,105	7,647	6,356	18,412	15,264	12,517
Mar-27	9,722	8,165	6,787	18,416	15,268	12,520
Apr-27	9,469	7,952	6,610	18,329	15,195	12,460
May-27	9,775	8,209	6,824	18,327	15,193	12,459
Jun-27	9,500	7,978	6,632	18,108	15,012	12,310
Jul-27	9,789	8,220	6,833	18,185	15,076	12,362
Aug-27	9,870	8,289	6,890	18,278	15,153	12,425
Sep-27	9,760	8,196	6,813	18,458	15,302	12,548
Oct-27	9,982	8,383	6,968	18,586	15,408	12,635
Nov-27	9,743	8,182	6,802	18,778	15,568	12,765
Dec-27	9,975	8,377	6,963	19,425	16,104	13,205
Jan-28	9,853	8,216	6,775	18,732	15,419	12,543
Feb-28	9,461	7,889	6,505	19,125	15,743	12,806
Mar-28	10,101	8,423	6,946	19,129	15,746	12,809
Apr-28	9,834	8,200	6,762	19,038	15,671	12,748
May-28	10,154	8,467	6,982	19,036	15,670	12,747
Jun-28	9,870	8,230	6,787	18,809	15,483	12,595
Jul-28	10,166	8,477	6,991	18,888	15,548	12,648
Aug-28	10,253	8,550	7,050	18,985	15,628	12,713
Sep-28	10,138	8,454	6,971	19,172	15,782	12,838
Oct-28	10,368	8,646	7,129	19,305	15,891	12,927
Nov-28	10,122	8,440	6,960	19,505	16,056	13,061
Dec-28	10,361	8,639	7,124	20,177	16,609	13,511
Jan-29	10,190	8,436	6,901	19,372	15,832	12,775
Feb-29	9,786	8,101	6,626	19,779	16,164	13,043
Mar-29	10,447	8,649	7,075	19,783	16,168	13,046
Apr-29	10,171	8,421	6,888	19,689	16,091	12,983
May-29	10,501	8,694	7,111	19,687	16,089	12,982
Jun-29	10,210	8,452	6,914	19,452	15,898	12,827
Jul-29	10,512	8,703	7,118	19,534	15,965	12,882
Aug-29	10,605	8,780	7,181	19,634	16,046	12,947
Sep-29	10,485	8,680	7,100	19,828	16,205	13,075
Oct-29	10,723	8,877	7,261	19,965	16,317	13,166
Nov-29	10,470	8,668	7,090	20,172	16,486	13,302
Dec-29	10,715	8,871	7,256	20,867	17,054	13,760

Tabla A-1. Proyección Mensual de Energía y Potencia Máxima (Continuación).

	Demanda Energía Eléctrica [GWh / mes]			Demanda Potencia Máxima [MW]		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
Jan-30	10,587	8,701	7,058	20,125	16,328	13,066
Feb-30	10,165	8,355	6,777	20,547	16,670	13,340
Mar-30	10,854	8,920	7,236	20,552	16,674	13,343
Apr-30	10,567	8,684	7,045	20,454	16,595	13,279
May-30	10,910	8,967	7,274	20,452	16,593	13,278
Jun-30	10,606	8,717	7,071	20,208	16,395	13,120
Jul-30	10,921	8,975	7,281	20,293	16,464	13,175
Aug-30	11,018	9,055	7,345	20,397	16,549	13,242
Sep-30	10,892	8,952	7,262	20,598	16,712	13,373
Oct-30	11,140	9,156	7,427	20,741	16,827	13,465
Nov-30	10,877	8,939	7,252	20,956	17,002	13,605
Dec-30	11,131	9,148	7,421	21,678	17,588	14,074
Jan-31	11,002	8,976	7,220	20,912	16,842	13,364
Feb-31	10,560	8,616	6,930	21,350	17,196	13,644
Mar-31	11,279	9,202	7,402	21,355	17,199	13,647
Apr-31	10,979	8,957	7,205	21,253	17,117	13,582
May-31	11,338	9,250	7,440	21,251	17,116	13,581
Jun-31	11,020	8,990	7,232	20,998	16,912	13,419
Jul-31	11,349	9,259	7,448	21,087	16,983	13,476
Aug-31	11,448	9,340	7,512	21,194	17,070	13,545
Sep-31	11,318	9,234	7,428	21,404	17,238	13,678
Oct-31	11,577	9,445	7,597	21,551	17,357	13,773
Nov-31	11,302	9,221	7,417	21,775	17,537	13,915
Dec-31	11,566	9,436	7,590	22,525	18,142	14,395

Tabla A-1. Proyección Mensual de Energía y Potencia Máxima (Continuación).

5.2 PROYECCIÓN ANUAL DE DEMANDA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

	Demanda Energía Eléctrica [GWh / mes]			Tasa de Crecimiento		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2008	53,870	53,870	53,870			
2009	54,676	54,613	54,550	1.5%	1.4%	1.3%
2010	56,842	56,201	55,560	4.0%	2.9%	1.9%
2011	59,019	57,947	56,876	3.8%	3.1%	2.4%
2012	61,625	59,907	58,211	4.4%	3.4%	2.3%
2013	64,169	61,736	59,462	4.1%	3.1%	2.1%
2014	66,973	63,758	60,860	4.4%	3.3%	2.4%
2015	70,313	66,229	62,579	5.0%	3.9%	2.8%
2016	73,481	68,460	63,966	4.5%	3.4%	2.2%
2017	76,855	70,787	65,422	4.6%	3.4%	2.3%
2018	80,494	73,280	66,865	4.7%	3.5%	2.2%
2019	84,098	75,669	68,162	4.5%	3.3%	1.9%
2020	88,330	78,540	69,874	5.0%	3.8%	2.5%
2021	92,750	81,474	71,558	5.0%	3.7%	2.4%
2022	96,484	83,932	72,953	4.0%	3.0%	1.9%
2023	100,278	86,600	74,463	3.9%	3.2%	2.1%
2024	104,170	89,324	75,981	3.9%	3.1%	2.0%
2025	107,682	91,701	77,416	3.4%	2.7%	1.9%
2026	111,832	94,575	79,230	3.9%	3.1%	2.3%
2027	116,175	97,563	81,099	3.9%	3.2%	2.4%
2028	120,682	100,631	82,984	3.9%	3.1%	2.3%
2029	124,816	103,332	84,520	3.4%	2.7%	1.9%
2030	129,669	106,570	86,448	3.9%	3.1%	2.3%
2031	134,738	109,926	88,421	3.9%	3.1%	2.3%

5.3 PROYECCIÓN ANUAL DE POTENCIA MÁXIMA NACIONAL

	Demanda Potencia Máxima [MW]			Tasa de Crecimiento		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2008	9,079	9,079	9,079			
2009	9,415	9,299	9,183	3.7%	2.4%	1.1%
2010	9,741	9,504	9,267	3.5%	2.2%	0.9%
2011	10,069	9,733	9,397	3.4%	2.4%	1.4%
2012	10,369	9,951	9,538	3.0%	2.2%	1.5%
2013	10,774	10,233	9,723	3.9%	2.8%	1.9%
2014	11,216	10,541	9,925	4.1%	3.0%	2.1%
2015	11,783	10,956	10,212	5.1%	3.9%	2.9%
2016	12,319	11,330	10,443	4.5%	3.4%	2.3%
2017	12,806	11,644	10,616	4.0%	2.8%	1.7%
2018	13,424	12,064	10,859	4.8%	3.6%	2.3%
2019	14,072	12,500	11,107	4.8%	3.6%	2.3%
2020	14,781	12,974	11,386	5.0%	3.8%	2.5%
2021	15,512	13,452	11,655	5.0%	3.7%	2.4%
2022	16,134	13,855	11,880	4.0%	3.0%	1.9%
2023	16,763	14,291	12,122	3.9%	3.1%	2.0%
2024	17,407	14,735	12,364	3.8%	3.1%	2.0%
2025	18,001	15,133	12,603	3.4%	2.7%	1.9%
2026	18,701	15,613	12,902	3.9%	3.2%	2.4%
2027	19,425	16,104	13,205	3.9%	3.1%	2.3%
2028	20,177	16,609	13,511	3.9%	3.1%	2.3%
2029	20,867	17,054	13,760	3.4%	2.7%	1.8%
2030	21,678	17,588	14,074	3.9%	3.1%	2.3%
2031	22,525	18,142	14,395	3.9%	3.1%	2.3%

5.4 EXPANSIÓN REPORTADA POR LOS OPERADORES DE RED – 2009

EXPANSIÓN REPORTADA POR LOS OPERADORES DE RED - 2009					
AÑO DE ENTRADA	NOMBRE	TENSION (kV)	ELEMENTO	DESCRIPCION	CAPACIDAD
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DEL CAUCA - CEC					
2010	PRINCIPAL	115/13,2	TRANSFORMADOR	REMPLAZO TRANSFORMADOR EXISTENTE 26 MVA	30 MVA
2010	GUAPI	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	20 MVA
2010	BRAZO SECO	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	22 MVA
2010	BRAZO SECO-GUAPI	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	464 A
2012	SAN BERNARDINO-GUAPI	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	464 A
2015	JULUMITO	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	75 MVA
2015	SAN BERNARDINO-JULUMITO	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	455 A
2017	CORRALES	115	SUBESTACION	NUEVA SUBESTACION	20 MVA
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO - CEDENAR					
2010	JARDINERA1	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	40 MVA
2010	JARDINERA	115/34,5/13,8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	40/40/1,5 MVA
2011	ANCUYA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	25 MVA
2011	JARDINERA-ANCUYA	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	200 A
2012	ANCUYA	115/34,5/13,8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	25/25/1,5 MVA
2012	AMPLIACIÓN JAMONDINO	230	SUBESTACIÓN	AMPLIACION TRANSFORMACIÓN	150 MVA
2013	JAMONDINO	230/115/13.8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	150/150/4.7 MVA
2013	JARDINERA -PANAMERICANA	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	200 A
2013	JARDINERA	230/115/13,8	TRANSFORMADOR	HACE PARTE DE PROYECTO S/E JARDINERA 230 kV	150/150/4,7 MVA
2014	JAMONDINO-PASTO	115	LÍNEA	REPOTENCIACION DEL CIRCUITO ACTUAL	600A
2017	JARDINERA	230/115	SUBESTACIÓN	PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN	150 MVA
2017	JARDINERA-JAMONDINO	220	LÍNEA	RECONFIGURACION DE 56 KM DE LA LINEA JAMONDINO- JUNIN AISLADA A 230 KV, HOY EN SERVICIO A 115 KV	400 A
2020	SURORIENTE	115/34,5/13,8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	25/25/1,5 MVA
2020	SURORIENTE1	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	25 MVA
2020	SURORIENTE-JAMONDINO	115	LÍNEA	RECONFIGURACION DEL CIRCUITO 115 KV JAMONDINO - CATAMBUCO	200 A
2020	SURORIENTE-CATAMBUCO	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	200 A
2020	ROSAFLORIDA	115	SUBESTACION	NUEVA SUBESTACION	30 MVA
2020	ROSAFLORIDA	115/34,5/13,2	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	30/30/1,5 MVA
2025	PANAMERICANA	115/34,5/13,2	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	75/75/1,5 MVA
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS CHEC					
2011	ARMENIA	230	SUBESTACIÓN	PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN	150 MVA
2011	ARMENIA 1	230/115/13,2	TRANSFORMADOR	HACE PARTE DE PROYECTO S/E ARMENIA 230 kV. CONECTADO A LA S/E ARMENIA 115 kV	150/150/30 MVA
2011	ARMENIA - LA HERMOSA	230	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO. PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN (40 km)	1000 A
2011	ARMENIA - VIRGINIA	230	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO. PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN (40 km)	1000 A
2011	PURNIO	115	SUBESTACION	NUEVA SUBESTACIÓN	150 MVA
2011	LA DORADA - PURNIO	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	726 A
2011	PAVAS-VITERBO	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	300 A
2011	IRRA - MANIZALEZ	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	400 A
2011	LA DORADA - SAN FELIPE	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	726 A
2011	IRRA - ESMERALDA	115	LÍNEA	SEGUNDO CIRCUITO	400 A
2011	IRRA - INSULA	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	400 A
2011	LA VIRGINIA CHEC	115	SUBESTACION	NUEVA SUBESTACIÓN	40 MVA
2011	LA VIRGINIA CHEC	115/33	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	40 MVA
2011	PAVAS - LA VIRGINIA (CHEC)	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	300 A
2011	LA VIRGINIA - VITERBO	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	300 A
2011	LA ESMERALDA CHEC	115	SUBESTACION	CAMBIO CONFIGURACIÓN DE LA SUBESTACIÓN	40 MVA
	LA ESMERALDA	230/115/13,8	TRANSFORMADOR	TERCER TRANSFORMADOR	180/180/60
	PURNIO	230/115/13,2	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR	150/150/25 MVA
CODENSA					
2009	COMSISA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA	65 MVA
2009	COMSISA - TERMOZIPA	115	LÍNEA	RECONFIGURA EL CIRCUITO TERMOZIPA - CHIA	800 A
2009	COMSISA - CHIA	115	LÍNEA	RECONFIGURA EL CIRCUITO TERMOZIPA - CHIA	800 A
2010	CENTRO URBANO	115	SUBESTACIÓN	CAMBIA DE 57,5 kV A 115 kV	2X30 MVA
2010	CENTRO URBANO - SALITRE	115	LÍNEA	CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN DE 57,5 kV A 115 kV	800 A
2010	CENTRO URBANO - VERAGUAS	115	LÍNEA	CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN DE 57,5 kV A 115 kV	800 A
2010	FLORIDA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	3x40 MVA
2010	FLORIDA - TIBABUYES	115	LÍNEA	RECONFIGURA BACATÁ - TIBABUYES	800 A
2010	FLORIDA - BACATÁ	115	LÍNEA	RECONFIGURA BACATÁ - TIBABUYES	800 A
2011	NOROESTE 230 kV	230/115/13,8	TRANSFORMADOR	TERCER TRANSFORMADOR, TRIDEVANADO	168/168/168 MVA
2011	TORCA 230 kV	230/115/13,8	TRANSFORMADOR	QUINTO TRANSFORMADOR, TRIDEVANADO	300/300/100 MVA
2011	NUEVA ESPERANZA	500/115	SUBESTACIÓN	FORMA PARTE DE PROPUESTA DE EXPANSIÓN EN EL STN	450 MVA
2011	NUEVA ESPERANZA 500 kV	500/120/11,4	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR, FORMA PARTE DE PROPUESTA DE EXPANSIÓN EN EL STN	450/450/1 MVA
2011	TUNAL - VERAGUAS	115	LÍNEA	RECONFIGURA LAGUNETA - VERAGUAS 115 kV y TUNAL - LA PAZ 115 kV	800 A

EXPANSIÓN REPORTADA POR LOS OPERADORES DE RED - 2009					
AÑO DE ENTRADA	NOMBRE	TENSION (kV)	ELEMENTO	DESCRIPCION	CAPACIDAD
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	1200 A
2011	SIMIJACA - CHIQUINQUIRA	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	600 A
2014	TERMINAL - SALITRE	115	LÍNEA	RECONFIGURA SALITRE - FONTIBÓN	800 A
2014	TERMINAL - FONTIBON	115	LÍNEA	RECONFIGURA SALITRE - FONTIBÓN	800 A
2014	TERMINAL	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	2 x 40 MVA
2014	BACATA 500 kV	500/120/11,4	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR, TRIDEVANADO	450/450/1 MVA
2016	GUAYMARAL	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	2 x 40 MVA
2016	COMPARTIR	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	3 x 40 MVA
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ - EBSA					
2009	TUNJA - CHIQUINQUIRÁ	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	427 A
2009	TERMOPAIPA 3	220/115/13.8	TRANSFORMADOR	TERCER TRANSFORMADOR	90/90/30 MVA
2010	TERMOPAIPA 4	115/34,5/13,8	TRANSFORMADOR	CUARTO TRANSFORMADOR	30/20/10 MVA
2011	PAIPA -SAN ANTONIO	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	600 A
2015	EL HUCHE	115	SUBESTACION	NUEVA SUBESTACION	20 MVA
2015	SAN ANTONIO - HUCHE	115	LÍNEA	RECONFIGURA SAN ANTONIO - BOAVITA 115	226 A
2015	HUCHE - BOAVITA	115	LÍNEA	RECONFIGURA SAN ANTONIO - BOAVITA 115	226 A
2015	EL HUCHE	115/34,5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	20 MVA
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA - EEP					
2009	DOSQUEBRADAS - PAVAS	115	LÍNEA	RECONFIGURA DOSQUEBRADAS - PAPELES	530 A
2009	PAVAS	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN.	60/75 MVA
2009	PAVAS - CARTAGO	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	530 A
2011	VIRGINIA	230/115	SUBESTACION	NUEVA SUBESTACIÓN	90 MVA
2011	VIRGINIA - PAVAS	115	LÍNEA	DOBLE CIRCUITO NUEVO	687 A
2011	VIRGINIA 2	230/115/13.2	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR, TRIDEVANADO	90 MVA
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN-EPM					
2010	GUAYABAL	110/13,2	TRANSFORMADOR	TRANSFORMADOR NUEVO	30 MVA
2010	APARTADO	110/13,2	TRANSFORMADOR	TRANSFORMADOR NUEVO	30 MVA
2011	Yarumal II	110	SUBESTACION	S/E para ampliación a 115 kV	40 MVA
2011	SEGOVIA (LA CRUZADA)	110	SUBESTACION	NUEVA SUBESTACIÓN.	40 MVA
2011	EL TIGRE - SEGOVIA (LA CRUZAD	110	LINEA	NUEVA LINEA	467 Amp
2011	SEGOVIA	110/44	TRANSFORMADOR	TRANSFORMADOR NUEVO	40 MVA
2012	BARROSO	110	SUBESTACION	NUEVA SUBESTACION - CONEXIÓN DE GENERACIÓN DE 20 MW A 110 kV	-
2014	SAN JOSÉ DEL NUS	110	SUBESTACION	NUEVA SUBESTACIÓN	20 MVA
2014	PLAYAS - SAN JOSE DE NUS	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	467 Amp
2014	SAN JOSE DEL NUS	110/44	TRANSFORMADOR	NUEVO TRASNFORMADOR	20 MVA
2014	GUAYABAL	220	SUBESTACION	NUEVA SUBESTACIÓN DEL STN	180 MVA
2014	GUAYABAL	230/110/44	TRANSFORMADOR	TRANSFORMADOR NUEVO CONEXIÓN AL STN	180/180/60 MVA
2014	ANCÓN SUR - GUAYABAL	220	LINEA	NUEVA LINEA DEL STN	915 Amp
2014	GUAYABAL - BELLO	220	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	915 Amp
2017	OCCIDENTE	500	SUBESTACION	NUEVA SUBESTACIÓN DEL STN	360 MVA
2017	OCCIDENTE	500/230/110	TRANSFORMADOR	TRANSFORMADOR NUEVO CONEXIÓN AL STN	360/360/180 MVA
2021	CAUCASIA	110/44	TRANSFORMADOR	TRANSFORMADOR NUEVO	40 MVA
ELECTRICARIBE					
2009	TERNERA	66	COMPENSACIÓN	COMPENSACIÓN CAPACITIVA	43.2 MVAR
2010	TERMOFLORES	115	SUBESTACIÓN	UNIR BARRAS DE FLORES 1 Y FLORES 2, REEMPLAZA NUEVA BARRANQUILLA	150 MVA
2010	TERMOFLORES	220/110	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR, BIDEVANADO	150 MVA
2010	BARANOA	110/34,5/13,8	TRANSFORMADOR	NUEVO NIVEL DE TENSIÓN PRIMER TRANSFORMADOR	60/35/30 MVA
2010	TERNERA	66/13,8	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRASNFORMADOR	45 MVA
2010	CHAMBACÚ	66/13,8	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR	50 MVA
2010	VALLEDUPAR	220/110	TRANSFORMADOR	REEMPLAZA EL TRANSFORMADOR ACTUAL DE 60/45/21MVA - 220/110/34.5kV.	100 MVA
2010	VALLEDUPAR	110/34.5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	37 MVA
2010	VALLEDUPAR	220/34,5/13,8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANFORMADOR	60/30/30
2010	MANZANARES	110/13,8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	30 MVA
2010	JUAN MINA	110	SUBESTACIÓN	NUEVA PARA ATENCIÓN DE NUEVA DEMANDA	60 MVA
2010	NVA. BARRANQUILLA-JUAN MINA	110	LÍNEA	NUEVO CIRCUITO	712 A.
2010	LA SIERPE	110	SUBESTACIÓN	NUEVA PARA ATENCIÓN DE NUEVA DEMANDA	30 MVA
2010	SAN MARCOS-LA SIERPE	110	LÍNEA	NUEVO CIRCUITO	643 A.
2010	LA SIERPE	110/34,5/13,8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	30/20/15 MVA
2010	SIDUNOR	110	SUBESTACIÓN	NUEVA PARA ATENCIÓN DE NUEVA DEMANDA	60 MVA
2010	SIDUNOR-TFLORES	110	LÍNEA	RECONFIGURACION TFLORES - OASIS 110kV	712 A.
2010	SIDUNOR-OASIS	110	LÍNEA	RECONFIGURACION TFLORES - OASIS 110kV	712 A.

EXPANSIÓN REPORTADA POR LOS OPERADORES DE RED - 2009					
AÑO DE ENTRADA	NOMBRE	TENSION (kV)	ELEMENTO	DESCRIPCION	CAPACIDAD
2011	CANDELARIA	220/110	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR, BIDEVANADO	150 MVA
2011	BOSQUE	230	SUBESTACIÓN	PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN	150 MVA
2011	BOSQUE	220/110-66	TRANSFORMADOR	PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN	150 MVA
2011	BOSQUE -CHAMBACÚ-1	66	LÍNEA	RECONFIGURACION CARTAGENA-CHAMBACU 66kV	504 A.
2011	TCARTAGENA-ZARAGOCILLA	66	LÍNEA	RECONFIGURACION CARTAGENA-CHAMBACU 66kV	504 A.
2011	BOSQUE -CHAMBACÚ-2	66	LÍNEA	RECONFIGURACION ZARAGOCILLA-CHAMBACU 66kV	504 A.
2011	BOLÍVAR-BOSQUE	220	LÍNEA	PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN, RECONFIGURAMNDO EL CIRCUITO BOSQUE TERNERA	630 A.
2011	BOSQUE-TERNERA	220	LÍNEA	PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN, RECONFIGURAMNDO EL CIRCUITO BOSQUE TERNERA	630 A.
2011	CHINU - BOSTON	110	LÍNEA	SEGUNDO CIRCUITO	500 A.
2011	CALAMAR	66/34,5/13.8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	30/20/10 MVA
2011	CHINÚ	500/110	TRANSFORMADOR	AMPLIACIÓN DE CAPACIDAD, CAMBIANDO UNO DE LOS TRAFOS EXISTENTES POR OTRO NUEVO	3x83.33 MVA
2011	MANZANARES	110/13,8	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	30 MVA
2012	SAN JACINTO	66/34,5/13,8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	25/15/10 MVA
2012	VALLEDUPAR	220/110	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANFORMADOR	120 MVA
2012	VALLEDUPAR	220/34.5	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANFORMADOR	90 MVA
2012	VALLEDUPAR	110/34.5	TRANSFORMADOR	TERCER TRANSFORMADOR	50 MVA
2013	CHAMBACÚ	66/13,8	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	50 MVA
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA - ELECTROCAQUETA					
2010	DONCELLO	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION - BARRA SENCILLA	15 MVA
2010	CENTRO (Florencia) - DONCELLO	115	LÍNEA	CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN DE 34,5 kV A 115 kV. LINEA ASILADA PARA 115 kV	593 A.
ELECTRIFICADORA DEL META - EMSA					
2009	SURIA	115	SUBESTACIÓN	RECONFIGURADO LÍNEA ENTRE OCOA Y PUERTO LÓPEZ	30 MVA
2009	SURIA	115/34,5/13,2	TRANSFORMADOR	TRANSFORMADOR NUEVO	ND
2009	OCOA-SURIA	115	LÍNEA	RECONFIGURADO LÍNEA ENTRE OCOA Y PUERTO LÓPEZ	ND
2009	SURIA - PUERTO LOPEZ	115	LÍNEA	RECONFIGURADO LÍNEA ENTRE OCOA Y PUERTO LÓPEZ	ND
ENERTOLIMA					
2009	TULUNÍ	115/34,5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	20 MVA
2010	MIROLINDO	230/115/13,2	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR DE CONEXIÓN AL STN	150 MVA
2010	BRISAS	115/34,5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	50 MVA
2010	BRISAS	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	40/50 MVA
2010	MIROLINDO - BRISAS	115	LÍNEA	NUEVO CIRCUITO	754 A.
2010	CEMEX	115/34,5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	20 MVA
2011	SALADO	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	30 MVA
2011	MIROLINDO - SALADO	115	LÍNEA	NUEVO CIRCUITO	534 A.
2011	LERIDA - SALADO	115	LÍNEA	NUEVO CIRCUITO	534 A.
2011-2012	SALADO	115/34,5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	30 MVA
2012	LANCEROS	115/34,5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	20 MVA
2013	PRADO	115/34,5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	15 MVA
2013-2014	ESPINAL	115/34,5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	40 MVA
2014	PRADO - FLANDES	115	LÍNEA	NUEVO CIRCUITO	534 A.
2015	LERIDA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	40 MVA
2015-2016	LÉRIDA	115/34,5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	40 MVA
2015	SAN FELIPE - LERIDA	115	LÍNEA	NUEVO CIRCUITO	534 A.
2016	MARIQUITA	115/34,5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	40 MVA
2018	MELGAR	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	20 MVA
2018	LANCEROS - MELGAR	115	LÍNEA	NUEVO CIRCUITO	534 A.
2018	FLANDES	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	150 MVA
2018	MELGAR	115/34,5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	20 MVA
2020	CAJAMARCA	115/34,5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	30 MVA
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO - EPSA					
2009	JAMUNDI	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	25 MVA
2009	PANCE - JAMUNDI	115	LÍNEA	RECONFIGURA PANCE - SANTANDER	540 A
2009	JAMUNDI - SANTANDER	115	LÍNEA	RECONFIGURA PANCE - SANTANDER	540 A
2009	JAMUNDÍ	115/34,5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	25 MVA
2010	PALMASECA	115/34,5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	25 MVA
2010	PALMASECA	115	SUBESTACIÓN	SUBESTACION NUEVA.	25 MVA
2010	GUACHAL-PALMASECA	115	LÍNEA	RECONFIGURA GUACHAL - SUCROMILES 115 kV	800 A
2010	PALMASECA-SUCROMILES	115	LÍNEA	RECONFIGURA GUACHAL - SUCROMILES 115 kV	800 A
2012	ALFÉREZ	220	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN.	2x168 MVA
2012	ALFÉREZ	220/115	TRANSFORMADOR	TRASLADO DE TRASNFORMADORES DE SAN MARCOS	2x168 MVA
EMCALI					
2010	ALFÉREZ	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN.	104 MVA
2010	ALFÉREZ	115/34,5/13,8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	58/10/50 MVA
2010	DERIVACIÓN LÍNEA MELENDEZ-AGUABLANCA	115	LÍNEA	RECONFIGURA LÍNEA MELENDEZ-AGUABLANCA EN MELENDEZ-ALFEREZ Y ALFEREZ-AGUABLANCA	987 A

EXPANSIÓN REPORTADA POR LOS OPERADORES DE RED - 2009					
AÑO DE ENTRADA	NOMBRE	TENSION (kV)	ELEMENTO	DESCRIPCION	CAPACIDAD
2010	DERIVACIÓN LÍNEA PANCE - MELÉNDEZ	115	LÍNEA	RECONFIGURA LÍNEA PANCE - MELÉNDEZ PARA LA S/E ALFEREZ	987 A
2012	MELENDEZ-NUEVA SUBSUR	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	987 A
2012	ALFÉREZ	115/34,5/13,8	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	58/10/50 MVA
2012	DIESEL II	115	SUBESTACIÓN	CAMBIO NIVEL TENSIÓN	104 MVA
2012	NUEVA DIESEL I I-JUANCHITO	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	987 A
2012	SUR	115	SUBESTACIÓN	CAMBIO NIVEL TENSIÓN	104 MVA
2012	NUEVA SUBSUR-NUEVA DIESEL I I	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	987 A
2013	DERIVACIÓN LÍNEA PANCE - SAN ANTONIO	115	LÍNEA	RECONFIGURA LÍNEA PANCE - SAN ANTONIO PARA LA FUTURA S/E LADERA	987 A
2012	DIESEL II	115	SUBESTACIÓN	CAMBIO NIVEL TENSIÓN	104 MVA
2013	LADERA	115/13,8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	12,5 MVA
2013	LADERA 115	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	12,5 MVA
2013	TERRON COLORADO	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	12,5 MVA
2013	TERRON COLORADO	115/13,8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	12,5 MVA
2014	AGUABLANCA	115/13,8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	42 MVA
2014	ARROYOHONDO	115/34,5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR. Conexión D/Y	60 MVA
2014	ARROYOHONDO	115	SUBESTACIÓN	CAMBIA DE 34,5 kV A 115 kV	58 MVA
2014	GUACHAL	115/34,5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR . Conexión D/Y	58 MVA
2014	TERMOYUMBO - ARROYOHONDO	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	987 A
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER - ESSA					
2010	BUCARAMANGA-PIEDECUESTA	115	LÍNEA	RECONFIGURA BUCARAMANGA-SAN GIL	422 A
2010	PIEDECUESTA-SAN GIL	115	LÍNEA	RECONFIGURA BUCARAMANGA-SAN GIL	422 A
2010	PIEDECUESTA	230/115/13,8	TRANSFORMADOR	HACE PARTE DEL PROYECTO S/E PIEDECUESTA 230 kV	150 MVA
2010	PIEDECUESTA (GUATIGUARÁ)	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	150 MVA
2010	PTO WILCHES - TERMOBARRANCA	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	730 A
2010	PUERTO WILCHES	115	SUBESTACIÓN	NUEVA	20 MVA
2010	PUERTO WILCHES	115/34,5/13.8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	20/20/4.6 MVA
2013	ZAPAMANGA	115/34,5/13.8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	40/40/4.6 MVA
2013	ZAPAMANGA - FLORIDA	115	LÍNEA	RECONFIGURA PALOS - FLORIDA	500 A
2013	PALOS - ZAPAMANGA	115	LÍNEA	RECONFIGURA PALOS - FLORIDA	500 A
2013	ZAPAMANGA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	40 MVA
2014	GUANENTÁ	230/115	SUBESTACIÓN	PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN	90 MVA
2014	GUANENTÁ	230/115/13,8	TRANSFORMADOR	HACE PARTE DEL PROYECTO S/E GUANENTÁ 230 Kv	90/90/30 MVA
2014	GUATIGUARÁ - GUANENTÁ	230	LÍNEA	PROPUESTA RECONFIGURACION SOCHAGOTA - GUATIGURÁ 230 kV	ND
2014	SOCHAGOTA - GUANENTÁ	230	LÍNEA	PROPUESTA RECONFIGURACION SOCHAGOTA - GUATIGURÁ 230 kV	ND
ELECTROHUILA					
2010	HOBO	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	25 MVA
2010	HOBO - THOBO	115	LINEA	NUEVA LINEA	455 A
2010	HOBO	115/34,5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	25 MVA
2011	BETANIA - SUR	115	LINEA	NUEVA LINEA	521 A
2011	ORIENTE - SUR	115	LINEA	NUEVA LINEA	521 A
2011	ORIENTE	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	50 MVA
2011	ORIENTE	115/34,5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	50 MVA
EDEQ					
2011	ARMENIA	230	SUBESTACION	NUEVA SUBESTACIÓN	150 MVA
2011	HERMOSA 230 - ARMENIA 230	230	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	996 A
2011	ARMENIA	230/115/13,2	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	150/150/30
ENERCA					
2009	AGUACLARA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	20 MVA
2009	AGUACLARA	115/34.5/13.2	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	20/15/5 MVA
2009	CHIVOR - AGUACLARA	115	LINEA	NUEVA LINEA	434 A
2010	AGUACLARA - YOPAL	115	LINEA	NUEVA LINEA	464 A
2011	AGUACLARA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	20 MVA
2011	AGUAZUL	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	20 MVA
2011	AGUAZUL	115/34.5/13.2	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	20/10/10 MVA
2011	AGUAZUL - AGUACLARA	115	LINEA	NUEVA LINEA	464 A
2011	CHIVOR	230/115/13.2	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	75/74/1 MVA
2011	YOPAL - AGUAZUL	115	LINEA	NUEVA LINEA	464 A
2012	LA NEVERA - TRINIDAD	115	LINEA	NUEVA LINEA	464 A
2012	NEVERA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	ND
2012	SANTA ROSALIA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	15 MVA
2012	SANTA ROSALIA	115/34.5/13.2	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	5/2.5/2.55 MVA
2012	TRINIDAD	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	10 MVA
2012	TRINIDAD	115/34.5/13.2	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	10/5/5 MVA
2012	TRINIDAD - SANTA ROSALIA	115	LINEA	NUEVA LINEA	464 A