

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

**Plan de Expansión
de Referencia
Generación Transmisión
2002-2011**

PLAN DE EXPANSION DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN 2002-2011

RESUMEN EJECUTIVO

El presente documento muestra un breve resumen del contenido del Plan de Expansión para el sector eléctrico, desarrollado por la UPME. Se incluyen los principales aspectos sobre el diagnóstico realizado, las proyecciones de demanda de energía y potencia, así como los análisis de prospectiva que muestran las diferentes alternativas analizadas para la expansión de los sistemas de generación y transmisión de Colombia. Para una discusión en detalle se recomienda el documento mencionado, disponible en la página web www.upme.gov.co

DIAGNÓSTICO

El dinamismo del proceso de reestructuración institucional que se adelantó en el Sector Eléctrico en los años 90 y que involucró toda la cadena de suministro eléctrico, se ha visto desacelerado recientemente y enfrenta una coyuntura de estancamiento y fragilidad sectorial, derivada del débil crecimiento económico reciente y las difíciles condiciones de orden público.

La relación economía-energía continúa siendo estrecha y el comportamiento del consumo eléctrico se ha convertido en un indicador útil para anticipar la tendencia del Producto Interno Bruto (PIB). El año 2001 fue un período de bajo crecimiento debido a la incidencia de condiciones externas desfavorables y a la continuación del ajuste en el frente interno. A nivel interno, este año se puede caracterizar como un período de ajuste económico, requerido para poder respaldar las posibilidades de crecimiento futuro. Los aspectos más relevantes de este ajuste fueron las reformas estructurales en transferencias del presupuesto nacional a las regiones, control de la inflación y déficit fiscal, así como la baja en la tasa de interés del Banco de la República.

Colombia logró cerrar el año con un crecimiento promedio de 1,5% del PIB el cual es aceptable dentro del contexto del comportamiento de la economía mundial y del promedio de Latinoamérica. Como síntomas negativos al final del año se tenían: la difícil situación de orden público y el alto nivel de deuda pública del gobierno central, que se duplicó entre 1997 y 2001 llegando al 45% del PIB en este último año.

Generación

En lo que respecta al sector eléctrico, la evolución del mercado colombiano en los últimos dos años, ha estado caracterizada por una moderada recuperación de la demanda y crecimiento de la oferta disponible. La demanda de energía eléctrica creció 2,16% durante el año 2001. Mientras que para el 2000 la demanda de electricidad llegó a los 42.462 GWh, para el 2001 ésta llegó a los 43.379 GWh.

El seguimiento histórico de la demanda de energía eléctrica evidencia que en el año 2001 continuó una recuperación del consumo a partir de la crisis económica del año 1999, lo que permite suponer una ligera recuperación de la economía nacional. Dado que en la actualidad existen factores tan importantes como la penetración del Gas Natural y la aparición de tecnologías más eficientes, se puede afirmar que los crecimientos aún están lejos de alcanzar los evidenciados en el año 1994 (5,2%) y más aún de los que se presentaron para 1986 (7,0%).

Para el año 2001 la demanda pico de potencia alcanzó su máximo valor el día 12 de diciembre durante el periodo 20 (8:00 pm.) llegando a 7.787 MW, 75 MW más que la potencia pico del año 2000.

En lo que respecta a la oferta, después de una década en la que se incrementó la capacidad total del sistema en más de 4.000 MW, la expansión ha reducido su ritmo de crecimiento, siendo Miel I el proyecto de mayor magnitud (375 MW) que se estima entre en operación en el segundo semestre del 2002.

La capacidad de generación del sistema alcanzó al 31 de diciembre de 2001 una capacidad efectiva neta de 13.168 MW. De la capacidad total, el 97,59% corresponde a plantas despachadas centralmente y el 2,41% a plantas fuera del despacho central. La capacidad instalada del país discriminada por recurso energético es de 8.681 MW en plantas hidráulicas, 3.703 MW en plantas de gas, 720 MW en plantas de carbón y 64 MW en plantas de autogeneradores y cogeneradores, los cuales generan a partir de gas, bagazo y otros energéticos.

Con respecto al año anterior, el aumento de la capacidad de generación fue de 588 MW, debido a la entrada en operación de las tres unidades de Porce II (405 MW) y el cierre de ciclo de Termosierra (183 MW), estos incrementos corresponden a un crecimiento del 4,67% en la capacidad instalada.

El componente hidráulico constituye más del 65% de la capacidad instalada del país y se caracteriza por su baja regulación hidrológica. La capacidad total para almacenamiento de energía en el sistema es de 16.376 GWh que equivalen al 38% de la demanda del año 2001. Si se descuentan los mínimos técnicos, ésta capacidad es de 15.270 GWh que equivalen al 35% de la demanda de este mismo año.

Si bien los embalses de El Peñol, Agregado Bogotá, Guavio y La Esmeralda representan más del 75% de la capacidad total de almacenamiento de energía, es importante anotar que a pesar de esta condición, los aportes hídricos a estos embalses en el 2001, representaron menos de la mitad del total nacional.

Por otra parte, el parque térmico de gas natural en el año 2001 presentó importantes niveles de consumo. Esto se debió fundamentalmente a la necesidad de despachar por fuera de mérito los recursos térmicos del sistema de la Costa Atlántica en razón a la operación aislada del sistema de la Costa Atlántica.

El consumo total de gas natural para generación térmica en el año 2001 fue de 223 MPCD, presentando una ligera reducción con respecto al año 2000. Al respecto, algunos factores que influyeron fueron los atentados al gasoducto Ballena - Barranca y la disponibilidad de los circuitos de 500 kV, que comparativamente con el año 2000 tuvo una leve mejora.

En cuanto al consumo de carbón para generación térmica en el año 2001, alcanzó la cifra de 831.678 Ton, que al compararse con lo demandado en el año 2000 muestra un incremento del 6,98%. Este crecimiento se debió a la necesidad de despachar las plantas carboeléctricas para atender las generaciones de seguridad requeridas para atender las restricciones del sistema de transmisión nacional.

La generación del año 2001 se caracterizó por las condiciones climáticas y por las generaciones de seguridad requeridas a causa de los atentados al Sistema de Transmisión Nacional. De los 43.463 GWh generados durante el año 2001, el 96,42% correspondió a plantas despachadas centralmente mientras que el resto provino de plantas que no son despachadas centralmente. Del total de generación, el parque hidráulico contribuyó en 32.679 GWh (75,19%) y el parque térmico en 10.783 GWh (24,81%),

El número de empresas de comercialización registradas en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) al finalizar el año 2001 era de 102 mientras que la cantidad de empresas de generación era de 58, seis más que las registradas en el año 2000.

Desde la implementación del esquema de mercado en el sector eléctrico colombiano el papel desempeñado por la CREG ha sido fundamental en la evolución del mismo. Se han establecido cambios regulatorios en las diferentes actividades, como por ejemplo la asignación de los sobrecostos originados

por restricciones del sistema, el cálculo del ingreso regulado para los transportadores y la asignación de los cargos en los agentes comercializadores y generadores, las reglas de oferta por parte de los generadores y la limitación en los precios de reconciliación de generaciones forzadas fuera de mérito.

La Resolución 062 de 2000 define la metodología, criterios y procedimientos para identificar y clasificar las restricciones y las generaciones de seguridad del SIN.

La Resolución CREG 063 de 2000, por una parte fija una nueva regla para establecer el precio de reconciliación positiva de las generaciones forzadas, buscando que los precios de oferta de los agentes que sirven estas generaciones no presenten volatilidad en comparación con los precios de oferta en los periodos en que es despachado por mérito. Por otra parte, congela por un periodo de siete días los precios de oferta de los agentes que sólo atienden generaciones fuera de mérito, lo cual implicó que los generadores incluyeran en sus ofertas su valoración del riesgo.

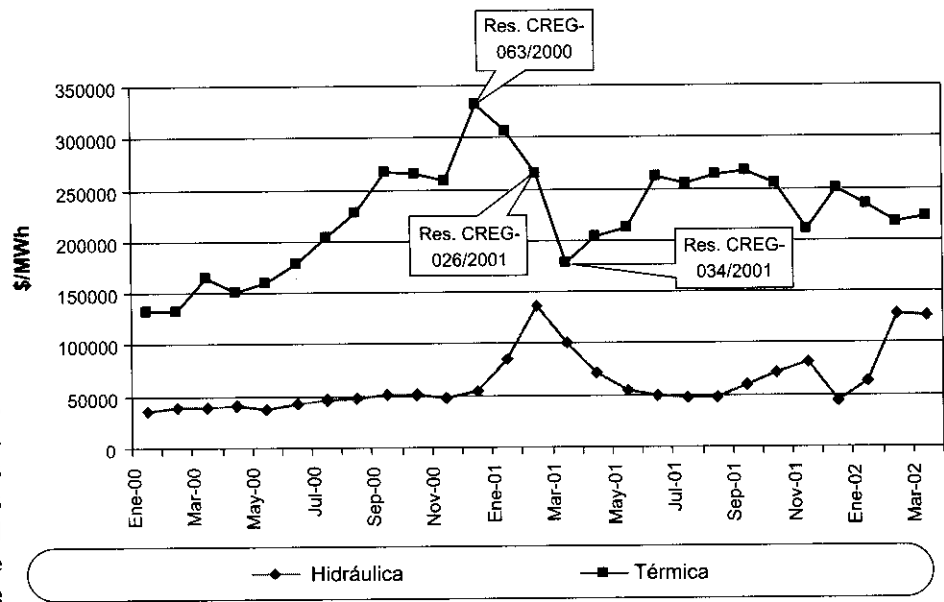
La Resolución CREG 026 de 2001 estableció dos modificaciones fundamentales: la primera establece un tratamiento de planta única a las cadenas hidráulicas y a ciertas unidades térmicas, obligándose a presentar un único precio de oferta y la segunda modifica el periodo de optimización del despacho realizado por el CND de horario a diario.

El objetivo de estas resoluciones era estabilizar los precios de oferta por una parte, y por otra, permitir distribuir el costo de las inflexibilidades en las ofertas.

Las Resoluciones CREG 034, 038 y 094 de 2001 fijan un techo para las generaciones forzadas fuera de mérito, tanto para los generadores térmicos como para los generadores hidráulicos. Adicionalmente, se modifica el procedimiento para liquidar la energía inflexible asociada con generaciones fuera de mérito, asignándole el valor de las reconciliaciones positivas y se cambia la regla para establecer el precio de las reconciliaciones negativas, haciendo que este sea igual al promedio entre el precio de oferta de la generación desplazada y el precio de bolsa. Uno de los principales factores que motiva la expedición de dichas Resoluciones tiene que ver con las condiciones de concentración de la oferta en algunas zonas, debido a las condiciones de la red, lo cual propicia condiciones de no competencia.

Durante los tres primeros trimestres de 2000 es clara la tendencia al alza que presentaron los precios de oferta de la generación térmica, en contraste con las ofertas de los generadores hidráulicos que prácticamente permanecieron constantes. Se aprecia claramente que el efecto de la Resolución CREG 063/00 fue transitorio a la baja sobre los precios de oferta de los térmicos mientras que en términos prácticos no tuvo efecto sobre los precios de oferta de los generadores hidráulicos. Al respecto, debe mencionarse que el nivel del embalse ofertable, se mantuvo en condiciones normales para la época, a la par que

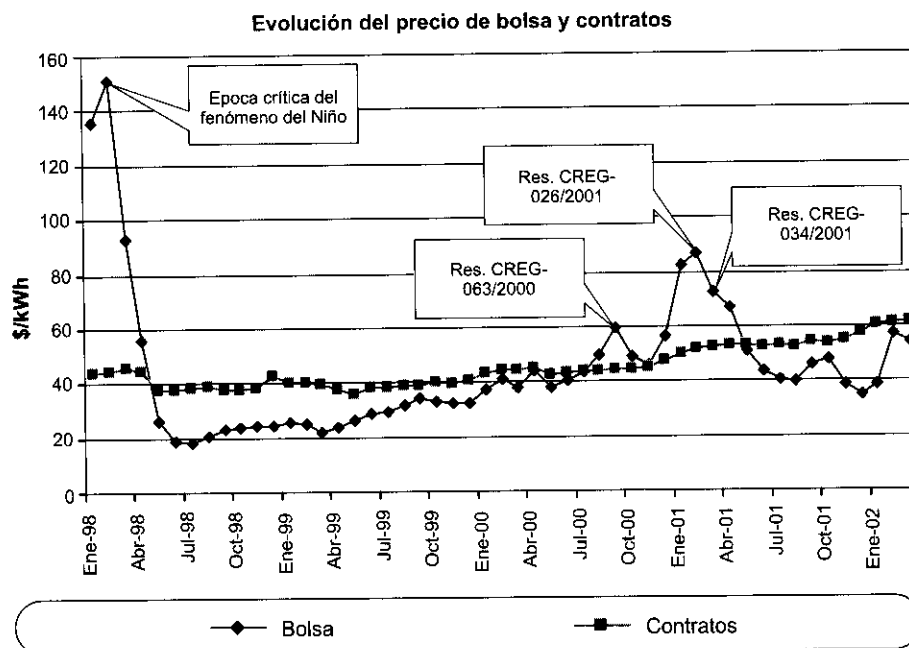
Evolución de los precios de oferta 2000-2001



comparativamente los precios del gas natural tuvieron un incremento acumulado del 34% durante los años 1999 y 2000.

Los precios de bolsa durante los dos últimos años han estado determinados principalmente por variables como el embalse ofertable, la disponibilidad de los recursos de gas y carbón y las limitaciones propias de la red.

Luego de que se expedieron las Resoluciones 026 y 034 el precio de bolsa disminuye de manera significativa coincidiendo con una disminución de los atentados a la infraestructura y un incremento del embalse ofertable. Sin embargo, a finales de 2001 e inicios de 2002 ante una nueva oleada de atentados y una expectativa de ocurrencia del fenómeno del Pacífico se observa un repunte en el precio de bolsa sin llegar a los niveles de precios observados previamente a la expedición de las Resoluciones 026 y 034 de 2001.



Transmisión

Respecto a la elaboración del Plan de Expansión de Transmisión, se realiza un ejercicio de planeación de mínimo costo, donde la función objetivo de dicha minimización está constituida por los costos de inversión y operación. Para llevar a cabo correctamente dicha tarea, es necesario analizar adecuadamente las condiciones del entorno del sector eléctrico y en particular lo que se refiere a la actividad de transmisión.

El Sistema de Transmisión Nacional (STN) existente, está constituido por una red de circuitos a 230 kV de 10.823 km de longitud y por una troncal de circuitos a 500 kV de 1.449 km de longitud, de la cual ISA es el propietario del 72%. Los proyectos de expansión del STN que entraron en operación el año anterior incorporaron al sistema un total de 719 km de circuitos a 230 kV. Respecto a la capacidad de transformación del STN, ésta es de 3.960 MVA, mientras que la capacidad de transformación en los puntos de conexión de los Operadores de Red con el STN es de 11.863 MVA.

Los proyectos de transmisión que entraron en operación durante el año 2001 y el primer trimestre de 2002, los cuales se presentan en la tabla de la página 7, comprenden aquellos definidos en planes previos y los que su ejecución fue asignada mediante Convocatorias Públicas Internacionales.

Actualmente se encuentran aprobados por el Ministerio de Minas y Energía los proyectos recomendados por la UPME en sus planes de expansión de los años 2000 y 2001. Estos proyectos se refieren a la línea Bolívar - Copey - Ocaña - Primavera - Bacatá 500 kV y obras asociadas (en adelante denominado proyecto de 500 kV), definido en el Plan del año 2000 y las compensaciones capacitivas de 60 MVar y 75 MVar en el área del Nordeste y Bogotá, respectivamente, que fueron definidas en el Plan del año 2001. La línea Guatapé - Variante Ancón Sur - Esmeralda entró en operación comercial el 23 de noviembre de 2002 para resolver la problemática generada en el Oriente Antioqueño por los atentados a la infraestructura de transmisión. Con miras a hacer más atractivo el proyecto Bolívar - Copey - Ocaña - Primavera - Bacatá 500 kV y obras asociadas para los potenciales inversionistas, el gobierno contrató, previo un concurso de méritos, una firma de banca de inversión apoyada por un grupo legal y técnico, los cuales constituyeron una Unión Temporal, con la misión de estudiar la estructuración más conveniente para las Convocatorias Públicas Internacionales necesarias para definir el agente que se encargará de ejecutar las obras correspondientes.

Expansión del sistema de Transmisión ejecutada

Nombre Proyecto	Agente	Descripción	Fecha Entrada
S/E Porce	EEPPM	Bahías de línea	06/01/01
Porce II - El Salto Barbosa	EEPPM	Un circuito a 230 kV, asociado con el proyecto de generación de Porce (62.9 km)	06/01/01
S/E La Sierra	EEPPM	Módulo de conexión para la tercera unidad generación	15/01/01
S/E Porce	EEPPM	Módulo de conexión para la primera unidad generación	31/03/01
S/E Porce	EEPPM	Módulo de conexión para la segunda unidad generación	24/04/01
Porce II - Guadalupe	EEPPM	Un circuito a 230 kV, asociado con el proyecto de generación de Porce (2.04 km)	30/04/01
S/E Porce	EEPPM	Módulo de conexión para la tercera unidad generación	30/05/01
Sabanalarga - Termocartagena [1]	ISA	Circuito sencillo 230 kV para la eliminación de restricciones en la zona Norte (Cartagena) (81.51 km) [2]	25/08/01
La Sierra - Purnio	ISA	Doble circuito 230 kV, para incrementar la capacidad de transporte del STN en el área del Magdalena Medio (100.7 km)	31/08/01
Primavera - Guatiguará - Pasajero [1]	ISA	Circuito sencillo 230 kV para mejorar el suministro de energía y reducir restricciones en Nordeste (282.5 km) [2]	27/09/01
Purnio - Miel I - San Felipe	ISA	Doble circuito 230 kV, asociado con el proyecto de generación de Miel y con el aumento de la capacidad de transporte del STN (84.2 km)	27/10/01

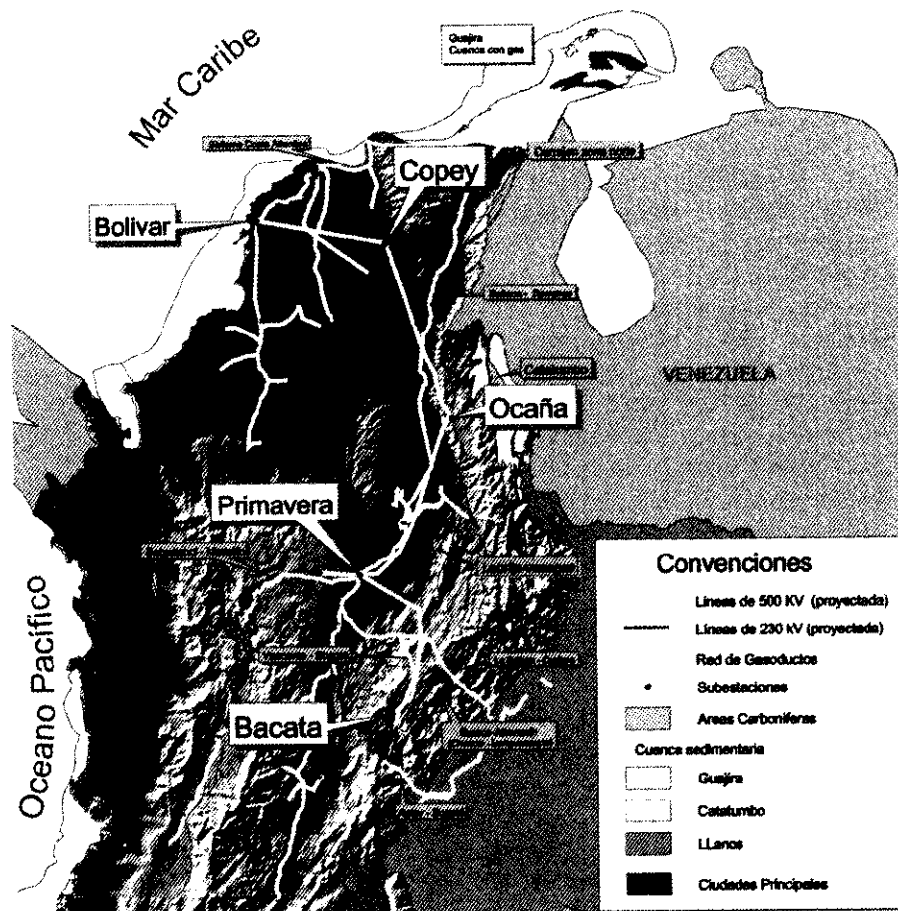
La variante Guatapé Ancón Sur/Esmeralda entró en operación comercial a partir del 18 de noviembre de 2002. La variante consiste en una línea de doble circuito a 220 kV de 13,2 km entre la subestación Guatapé y las líneas San Carlos - Ancón Sur o San Carlos - Esmeralda.

Distribución y Comercialización

El Artículo 74 de la Ley 143 de 1994 establece que las empresas que se constituyan con posterioridad a la vigencia de la Ley no pueden realizar más de una actividad, exceptuando la posibilidad para que las empresas comercializadoras puedan realizar en forma combinada una de las actividades de generación y distribución. Por otra parte aquellas empresas constituidas con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley que se encontraban integradas verticalmente, podrán desarrollar conjuntamente más de una actividad, manejando en todo caso contabilidades separadas.

De un grupo de 68 empresas del sector eléctrico, entre las que se encuentran las principales empresas que hacen parte del Sistema Interconectado Nacional, se observa que 4 están verticalmente integradas en todas las actividades del sector (G, T, D y C), estas son: ESSA, EBSA, EPSA y EPM; mientras que la actividad de comercialización simultáneamente con la actividad de distribución la realizan 19 empresas, 7 distribuidoras - comercializadoras realizan simultáneamente las actividades de transmisión o generación, 22 son generadores dedicados exclusivamente a esta actividad o en conjunto con la comercialización. De este grupo de empresas 12 son comercializadores puros en el mercado interconectado, 10 generadores puros y cuatro transportadores puros.

Ubicación geográfica del proyecto de expansión de 500 kV



Número total de usuarios por sector

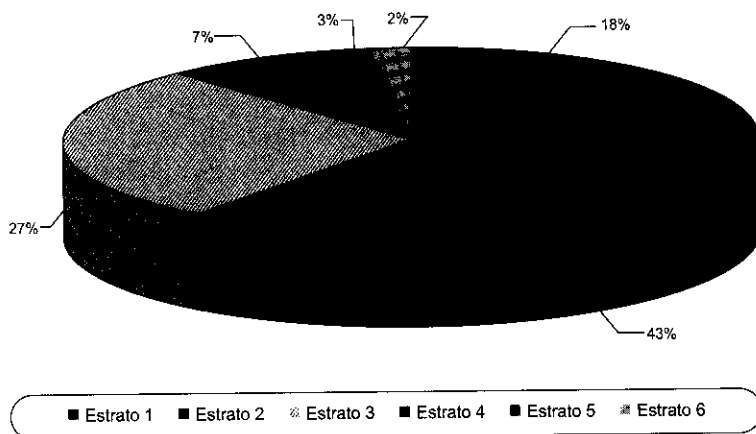
Sector	Número Usuarios	(%)
Residencial	7,478,189	91.6
Comercial	550,797	6.7
Industrial	69,310	0.8
Oficial	52,982	0.6
Alumbrado público	4,844	0.1
Usuarios no regulados	1,679	0.0
Otros	7,555	0.1
Total usuarios	8,165,356	100.0

Facturación de energía por sectores

Sector	Facturación (\$ Millones)	(%)
Residencial	1,925,267	48.8%
Comercial	677,994	17.2%
Industrial	402,876	10.2%
Oficial	212,278	5.4%
Alumbrado público	128,979	3.3%
Usuarios no regulados	578,112	14.6%
Otros	22,865	0.6%
Total	3,948,371	100.0%

La tabla muestra la composición de los usuarios atendidos por las empresas que desarrollan las actividades de distribución - comercialización, a diciembre de 2001. Se destaca que estas empresas atienden un mercado conformado principalmente por usuarios residenciales, quienes representan el 91,6% del total de usuarios localizados en las zonas interconectadas del país.

Distribución de usuarios residenciales por estrato



En 1997 la Nación adquirió la mayoría accionaria de un grupo de trece (13) electrificadoras¹, a cambio de cruces de cuentas por compra de energía y toma de pasivos, con el propósito final de facilitar el proceso de vinculación de capital privado en tales empresas.

En 1999 el Gobierno Nacional contrató la Banca de Inversión Rothchild para desarrollar las labores conducentes a la vinculación de capital privado en las electrificadoras con participación mayoritaria de la Nación. Sin embargo, hasta el momento esto último no se ha llevado a cabo. El recuadro de la página 10 muestra los principales problemas que estas enfrentan.

El Gobierno Nacional, consciente de los graves problemas por los que atraviesa el conjunto de empresas de las que es accionista mayoritario, ha procedido en consecuencia adoptando un modelo de gerencia coordinada sobre este grupo de electrificadoras, para el mejoramiento de la gestión administrativa, técnica, financiera, regulatoria y jurídica.

Uno de los graves problemas que ha impedido concretar exitosamente el proceso de vinculación de capital privado ha sido la incertidumbre generada por la falta de definición del esquema tarifario para el nuevo período, el cual debe entrar en vigencia a partir del 1 de enero de 2003.

Integración Con La Comunidad Andina

Recientemente se han firmado acuerdos internacionales que definen los principios generales encaminados a lograr la integración de los mercados eléctricos de los países Andinos. En principio los entes de

¹ CHEC, ESSA, EBSA, CENS, TOLIMA, CEDELCA, EEC, CEDENAR, HUILA, EMSA, EDEQ, CHOCO y CAQUETA

regulación de cada país deben ajustar las normas regulatorias de sus países con base en los principios del acuerdo internacional. La propuesta regulatoria de la CREG con respecto a este tema, apunta a modificar el tipo de transacciones y la remuneración de los activos que hacen parte de las mismas.

PRINCIPALES PROBLEMAS DE LAS ELECTRIFICADORAS CON PARTICIPACIÓN DE LA NACIÓN

Infraestructura: Se presenta un atraso considerable en la expansión de los sistemas de distribución.

Liquidez: La falta de liquidez, originada en el no pago oportuno de subsidios y una recuperación de cartera vencida deficiente, amenaza la operación comercial de las empresas, al colocarlas en riesgo de limitación de suministro.

Pérdidas de energía: Como se observa en el gráfico 4.8, los niveles de pérdidas superan ampliamente los valores aceptados por la regulación; para el grupo de empresas con participación mayoritaria de la Nación, la situación es crítica

Aspectos regulatorios: Existen aspectos regulatorios que inciden directamente en el desempeño de los negocios de distribución y comercialización de energía eléctrica de las electrificadoras con participación mayoritaria de la Nación, tales como: tasa de descuento reconocida, gastos de AOM, pérdidas reconocidas por la regulación, acotamiento de la tarifa, entre otros.

Cartera morosa: El total de cartera vencida alcanza los \$326.000 millones, siendo especialmente crítica en empresas como Cundinamarca, Caldas, Tolima, Nariño, Boyacá y Cauca. Cabe señalar que la cartera oficial representa aproximadamente el 50% de la cartera total.

Contratos onerosos: Contratos BOOT y PPA, como el de Flandes - Melgar para la electrificadora del Tolima y contratos para compra de energía de la CHEC con Termodorada y de la EBSA con Termopaipa IV.

Al respecto, la UPME encontró la necesidad de realizar un estudio con el objeto de incorporar las interconexiones internacionales en la metodología de planeamiento eléctrico. Los países a estudiar desde el punto de vista de su potencial de intercambios energéticos, estructura de planeamiento y remuneración de los sistemas de transmisión de energía serán Panamá, Venezuela, Ecuador, Perú, entre otros que puedan resultar luego de una priorización.

Los atentados a la infraestructura eléctrica

Desde 1998 se han hecho más notorios los atentados terroristas contra la infraestructura energética del País y en particular contra las redes de transmisión de energía, ya sean estas de carácter nacional o local.

Para el periodo analizado se afectaron un total de 897 torres, que equivale a derribar una línea de aproximadamente 400 km de longitud cuyo costo aproximado es de US\$ 43.4 millones, el cual debe ser asumido por los transportadores de energía. Del total de torres averiadas, cerca del 70% eran de propiedad de ISA.

El total de demanda no atendida a causa de los atentados, 24.2 GWh, equivale a la demanda del país durante 4.9 horas lo cual representa una pérdida en términos económicos del orden de 26.9 millones de dólares.

Con los anteriores supuestos se estima un valor de pérdida de \$ 1.300 Millones para los distribuidores y de \$ 710 millones para los comercializadores distribuidos por áreas como indica la tabla 6.4.

Con el supuesto de que los sobrecostos operativos ocasionados por los atentados terroristas presentados en el año 2001 fueron iguales a los presentados en el año 2000, el sobrecosto total por esta causa en el periodo 2000-2001 puede ascender aproximadamente a \$ 800 millones.

Proyecciones De Energía Eléctrica

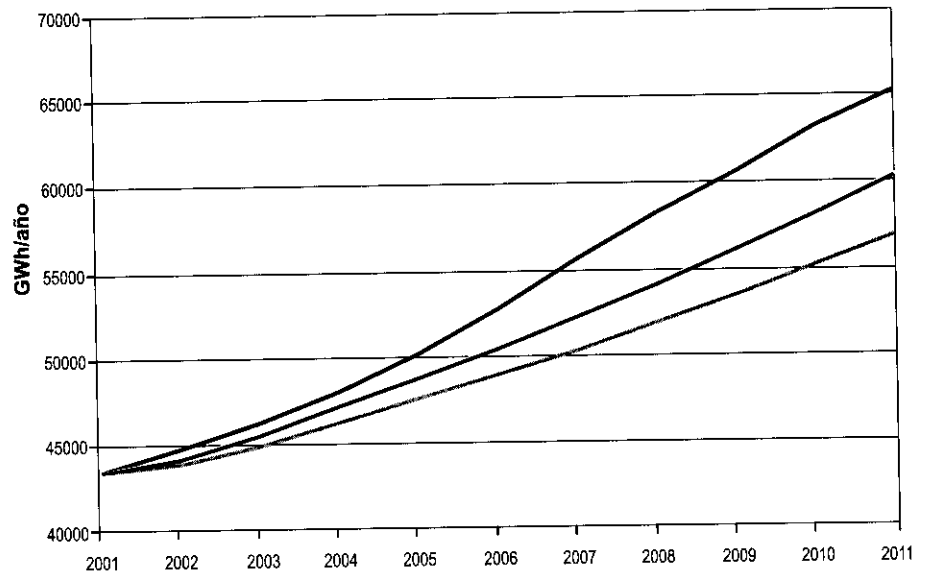
El gráfico muestra los escenarios actualizados de demanda de energía eléctrica nacional. Estas proyecciones se realizaron empleando un modelo de demanda que corresponde al tipo dinámico. El PIB continúa siendo una variable explicativa y determinante muy importante en las proyecciones de la demanda de energía, al igual que las pérdidas y los escenarios de sustitución de gas.

Escenario bajo: Penetración del Plan de masificación de Gas según el 90% de las expectativas planteadas por las empresas comercializadoras de gas.

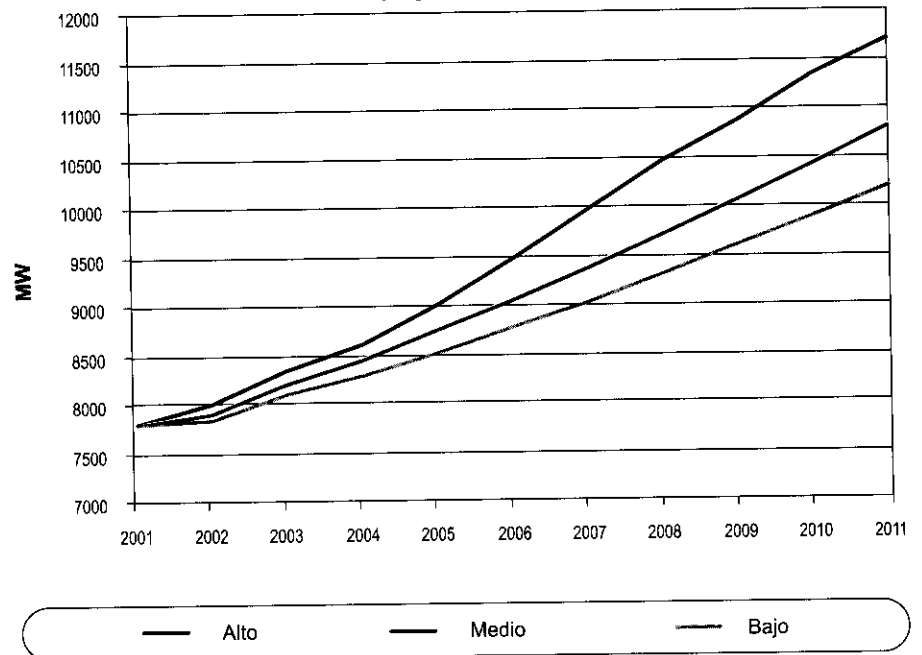
Escenario medio: Sustitución de electricidad por gas natural según las simulaciones hechas en el Long-range Energy Alternatives Planning System (LEAP)² afectadas por el 90%.

Escenario alto: 85% de la sustitución considerada en el escenario medio de electricidad por gas natural, con el supuesto de que el GLP mantiene una alta participación en los sectores rurales

Túnel de proyecciones de demanda nacional de energía eléctrica



Túnel de proyección de potencia



Proyección de potencia máxima

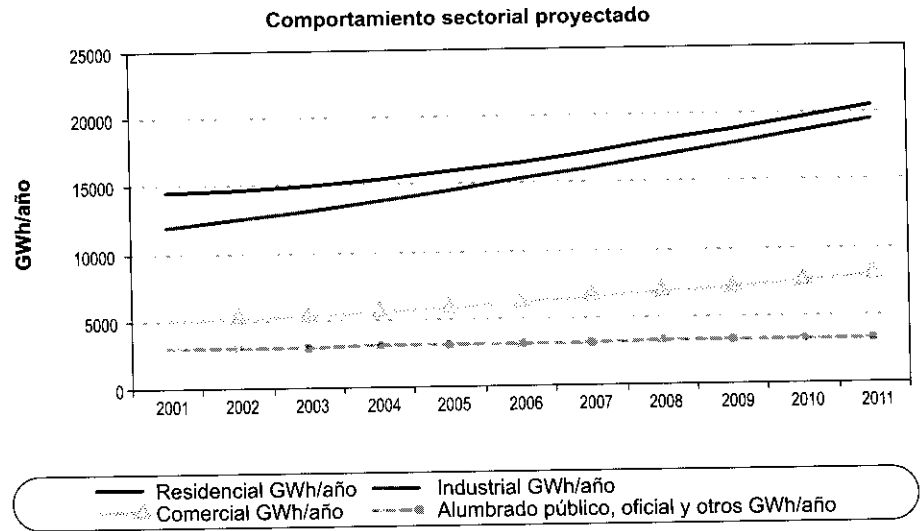
Para la consecución de los escenarios de potencia se parte de los escenarios de demanda de energía eléctrica anualizados, los cuales se mensualizan teniendo como herramienta el efecto calendario³. Posteriormente, se aplican los factores de carga correspondientes a cada mes y a cada año de acuerdo a una recopilación histórica (1970-2001) y un análisis de los mismos.

² En este modelo analítico se integran los programas de sustitución de los diferentes energéticos que componen la canasta energética nacional.

³ El efecto calendario es observar mes a mes y día a día, posibles factores que puedan incidir en la demanda, tal como festivos, semana santa, etc., y de esta manera replicarlos sobre la demanda de energía.

El gráfico presenta de manera conjunta los pronósticos de consumo de los cuatro sectores.

Los costos de generación utilizados en el Plan de Expansión de Generación y Transmisión son de referencia; para la obtención de estos se ha recurrido a diversas fuentes de información entre los que se tienen: registro de proyectos información, de internet, criterios de expertos, catálogo de proyectos, así como información de algunos catálogos de revistas, entre otros.



ANÁLISIS DE PROSPECTIVA

Alternativas de expansión de la generación

La dinámica de las variables asociadas a la generación de energía eléctrica hace que sobre estas se requiera un continuo seguimiento con el fin de prever su comportamiento futuro y su impacto sobre el sistema en general. Por ello se hace necesario realizar análisis de generación tanto de corto como de largo plazo, los análisis buscan determinar las necesidades futuras de generación para el período 2002-2011, teniendo como criterio, la planeación de la expansión y la operación de los recursos disponibles de generación y transmisión de manera integrada, con el objetivo de minimizar los costos de operación del sistema, y procurando atender la demanda de energía con los niveles de seguridad, confiabilidad y calidad que los usuarios requieren.

Las alternativas y estrategias han considerado entre otras las siguientes variables:

- Instalación y retiros de unidades de generación
- Costos de combustibles
- Demanda energía y potencia eléctrica
- Ocurrencia de fenómenos tipo El Niño
- Registro de proyectos de generación
- Criterios de confiabilidad establecidos para el planeamiento
- Red de transmisión
- Indisponibilidad de unidades de generación y de circuitos de transmisión
- Reservas energéticas
- Aportes hídricos

Alternativas de corto plazo:

El criterio con el cual se realizan los análisis de generación de corto plazo consiste en minimizar los costos de operación y mantenimiento de la generación, teniendo en cuenta de forma integral la red de transmisión, la disponibilidad de unidades de generación, los costos de las diferentes fuentes energéticas, la demanda de energía, la hidrología, entre otros. En total se consideraron cinco alternativas para el análisis de corto plazo, las dos primeras buscaron atender la demanda media del país en energía y potencia sin considerar suministros de energía a otros países, mientras que las tres restantes además de atender la demanda media y alta del país, contemplaron suplir la demanda adicional proveniente de las interconexiones internacionales con Ecuador y Venezuela. Otros factores considerados para el corto plazo fueron:

- Las plantas de generación que se encuentran en construcción o con una alta probabilidad de ser incorporadas en el sistema. Algunas de las alternativas contemplan un cierre de ciclo a gas de 150 MW, si bien no existe hasta el momento una iniciativa concreta para ejecutarlo.
- El costo medio de gas natural en boca de pozo y el costo de transporte que se consideró 50% variable y 50% fijo.
- El programa de recuperación de los circuitos de transmisión que el CND tenía estimado en marzo y junio de 2002.
- Las interconexiones con Ecuador y Venezuela se consideraron de la siguiente forma:
- Para el año 2002 se tuvieron en cuenta exportaciones hacia Ecuador del orden 0,5 GWh/día y hacia Venezuela de 2 GWh/día.
- Para los años 2003 a 2006 se tuvo en cuenta solo la interconexión con Ecuador, en cuyo caso las exportaciones de energía suponen de 1.500 GWh/año.

Las alternativas de corto plazo planteadas se describen a continuación.

Alternativa de Corto Plazo - CP 1

Esta alternativa contempla satisfacer el escenario medio de la demanda de Colombia, sin tener en cuenta la interconexión con Ecuador y Venezuela; considerando el cronograma de retiros y que los circuitos de la red de transmisión indisponibles en marzo de 2002 se recuperan en enero de 2003. Por otra parte se estimó la entrada del proyecto Miel I de 375 MW, al igual que el reingreso de dos unidades de Chivor de 125 MW cada una y una unidad de Colegio de 50 MW. Con el fin de cumplir los requerimientos de confiabilidad del sistema se hizo necesario que en esta alternativa se contemplara la entrada de un ciclo combinado a gas de 150 MW.

Alternativa de corto plazo CP-1

Pianta	Unidad	Fecha	Capacidad Mw
Chivor	1	3-May-02	125
	2	3-May-02	125
Colegio	3	1-Ene-03	50
Miel I	1	12-Ago-02	125
	2	8-Sep-02	125
	3	8-Oct-02	125
CC-costa1	1	1-Ene-06	150
Total			825

Alternativa de Corto Plazo - CP 2

En esta alternativa se considera el escenario medio de demanda, la recuperación en diciembre de 2003 de los circuitos de la red de transmisión que se encontraban indisponibles a junio de 2002, el cronograma de retiros de unidades de generación, la entrada de los proyectos hidráulicos Miel I de 375 MW, La Herradura de 19,8 MW y La Vuelta de 11,7 MW, además del reingreso de dos unidades de Chivor de 125 MW cada una y una unidad de Colegio de 50 MW. Esta alternativa no consideró intercambios con Ecuador y Venezuela.

Alternativa de corto plazo CP-2

Pianta	Unidad	Fecha	Capacidad Mw
Chivor	1	3-May-02	125
	2	3-May-02	125
Colegio	3	1-Ene-03	50
Miel I	1	12-Ago-02	125
	2	8-Sep-02	125
	3	8-Oct-02	125
La Vuelta	1	1-Dic-03	11,7
La Herradura	1	1-Abr-04	19,8
Total			706,5

Debido a los supuestos de la red de transmisión diferentes para las alternativas CP1 y CP2, la primera alternativa por criterios de confiabilidad hace que el sistema requiera la instalación de una nueva unidad de gas natural de ciclo combinado de 150 MW en el corto plazo, sin embargo esta capacidad también es requerida en la segunda alternativa pero en el año 2007, por ello la diferencia entre las dos alternativas.

Alternativa de Corto Plazo - CP 3

En esta alternativa se plantea que el Sistema de Interconexión Nacional atiende el escenario de demanda media y que el Sistema de Transmisión Nacional opera interconectado con Ecuador y Venezuela. Se consideró el programa de recuperación de la red de transmisión de junio de 2002, que contempla la recuperación de los circuitos de transmisión hasta diciembre de 2003, el cronograma de retiros de unidades de generación presentados en la tabla 11.1 y la entrada de los proyectos hidráulicos Miel I (375 MW), La Herradura (19,8 MW) y La Vuelta (11,7 MW), al igual que el reingreso de dos unidades de Chivor de 125 MW cada una, así como el de una unidad de Colegio de 50 MW. Adicionalmente, con el fin

de poder atender los requerimientos de demanda, se hace necesario que el sistema en enero de 2006 tenga disponible el cierre de un ciclo combinado de 150 MW.

Alternativa de Corto Plazo - CP 4

En esta alternativa se contempla que el sistema de interconexión nacional atiende un escenario de demanda alta en Colombia y opere con la interconexión internacional de Ecuador y Venezuela, además de considerar el cronograma de retiros de unidades de generación. Se espera que los circuitos de la red de transmisión indisponibles a junio de 2002 logren su recuperación total en el mes de diciembre de 2003. Se consideró la entrada de proyectos como: Miel I de 375 MW, La Herradura de 19,8 MW y La Vuelta de 11,7 MW todos ellos hidráulicos, el reingreso de dos unidades de Chivor de 125 MW cada una y una unidad de Colegio de 50 MW. Dado que la demanda no puede ser atendida dentro de los criterios de confiabilidad establecidos, se hace necesario que el sistema en enero de 2006 disponga de un ciclo combinado de 150 MW adicional.

Alternativa de Corto Plazo - CP 5

En esta alternativa se considera que el sistema de interconexión nacional puede atender el escenario de demanda alta en Colombia y existen interconexiones internacionales con Ecuador y Venezuela. Se considera el programa de recuperación de la red de transmisión a junio de 2002 en cual se estima a diciembre de 2003 tener disponible toda la red, el cronograma de retiros de las unidades de generación. Esta alternativa contempla la entrada de los siguientes proyectos hidroeléctricos Miel I de 375 MW,

La Herradura de 19,8 MW y La Vuelta de

Alternativa de corto plazo CP-3

Planta	Unidad	Fecha	Capacidad Mw
Chivor	1	3-May-02	125
	2	3-May-02	125
Colegio	3	1-Ene-03	50
	1	12-Ago-02	125
Miel I	2	8-Sep-02	125
	3	8-Oct-02	125
La Vuelta	1	1-Dic-03	11,7
La Herradura	1	1-Abr-04	19,8
CC-costa 1	1	1-Ene-06	150
Total			856,5

Alternativa de corto plazo CP-4

Planta	Unidad	Fecha	Capacidad Mw
Chivor	1	3-May-02	125
	2	3-May-02	125
Colegio	3	1-Ene-03	50
	1	12-Ago-02	125
Miel I	2	8-Sep-02	125
	3	8-Oct-02	125
La Vuelta	1	1-Dic-03	11,7
La Herradura	1	1-Abr-04	19,8
CC-Costa 1	1	1-Ene-06	150
Total			856,5

Alternativa de corto plazo CP-5

Planta	Unidad	Fecha	Capacidad Mw
Chivor	1	3-May-02	125
	2	3-May-02	125
Colegio	3	1-Ene-03	50
	1	12-Ago-02	125
Miel I	2	8-Sep-02	125
	3	8-Oct-02	125
Jepirachi	1	1-Oct-03	20
La Vuelta	1	1-Dic-03	11,7
La Herradura	1	1-Abr-04	19,8
Cogeneración	1	1-Ene-06	50
CC-Costa 1	1	1-Ene-06	150
Total			856,5

11,7 MW, Jepirachi de 25 MW (eólicos) y 50 MW en cogeneración. Además con el fin de poder atender la demanda del sistema se hace necesario que este cuente con una unidad de ciclo combinado de 150 MW en enero de 2006.

Generación térmica e hidráulica en el corto plazo

La cantidad de energía generada en el corto plazo según sea térmica o hidráulica, no solo depende del régimen estacionario, sino de la evolución que se tenga en cuanto a la disponibilidad de la red de transmisión y a la evolución de las restricciones. Mientras la red de transmisión, especialmente la interconexión del área San Carlos con la Costa Atlántica, no esté disponible en toda su capacidad, se espera una generación con recursos térmicos mayor a la que se presentaría en condiciones normales.

Porcentaje de la demanda de energía eléctrica atendida por plantas hidráulicas y térmicas en inviernos y veranos en el período 2002-2006

Período	Porcentaje de Demanda Atendida con Generación Hidráulica					Porcentaje de Demanda Atendida con Generación Térmica				
	CP1	CP2	CP3	CP4	CP5	CP1	CP2	CP3	CP4	CP5
Invierno 02	90,79%	89,65%	88,87%	88,75%	88,75%	9,21%	10,35%	11,13%	11,25%	11,25%
Verano 02-03	89,18%	88,34%	88,37%	87,70%	87,66%	10,82%	11,66%	11,63%	12,30%	12,34%
Invierno 03	93,45%	91,61%	92,08%	91,29%	91,15%	6,55%	8,39%	7,92%	8,71%	8,85%
Verano 03-04	92,55%	94,23%	92,53%	91,15%	89,84%	7,45%	5,77%	7,47%	8,85%	10,16%
Invierno 04	95,87%	97,12%	95,48%	94,47%	94,49%	4,13%	2,88%	4,52%	5,53%	5,51%
Verano 04-05	91,95%	89,56%	84,52%	82,19%	82,77%	8,05%	10,44%	15,48%	17,81%	17,23%
Invierno 05	93,63%	94,86%	90,92%	89,36%	89,75%	6,37%	5,14%	9,08%	10,64%	10,25%
Verano 05-06	84,20%	84,96%	83,94%	80,40%	79,55%	15,80%	15,04%	16,06%	19,60%	20,45%
Invierno 06	87,07%	89,53%	88,26%	84,39%	85,51%	12,93%	10,47%	11,74%	15,61%	14,49%

De acuerdo con los supuestos empleados para cada alternativa de corto plazo, de los modelos de operación se obtienen valores esperados de generación por tipo de fuente. La tabla presenta el porcentaje de demanda atendida en cada escenario, donde puede observarse como la participación térmica en todos los casos es mayor en los años 2002 y 2003 que en el 2004 a pesar del crecimiento de la demanda; este hecho se debe entre otros al efecto de la indisponibilidad en la red de transmisión.

Hasta el año 2005 las alternativas no presentan grandes diferencias en la expansión del sistema, por lo que se espera que el porcentaje de demanda atendida por cada una de las fuentes no difiera entre las alternativas que consideran el mismo escenario de crecimiento de la demanda.

Para la alternativa CP1 que contempla la recuperación total de la red de transmisión en enero del 2003, se espera que el porcentaje de demanda atendida con plantas térmicas disminuya para esa época al tener interconectada la costa Atlántica con el resto del país; para las cuatro alternativas restantes se asume la recuperación de la red a finales del año 2003 por lo cual es de esperarse que el porcentaje de demanda atendida con recursos térmicos disminuya a partir de ese año.

Las alternativas CP4 y CP5 en donde se tiene en cuenta un escenario alto del crecimiento de la demanda, los valores de generación hidráulica esperada son similares a los de las alternativas CP2 y CP3, mientras que la generación térmica esperada especialmente a gas son mucho mayores en dichas alternativas. De los valores presentados en la tabla, puede observarse como la generación hidráulica continúa siendo la principal fuente de suministro eléctrico, permitiendo el uso intensivo de plantas térmicas sólo en los veranos o por restricciones en la red de transmisión.

Sensibilidad al consumo de gas natural

Teniendo en cuenta el impacto en el consumo de gas natural por parte del sector termoeléctrico a causa de la dinámica del estado de la red de transmisión, se construyeron dos escenarios alternos (medio y alto) a los

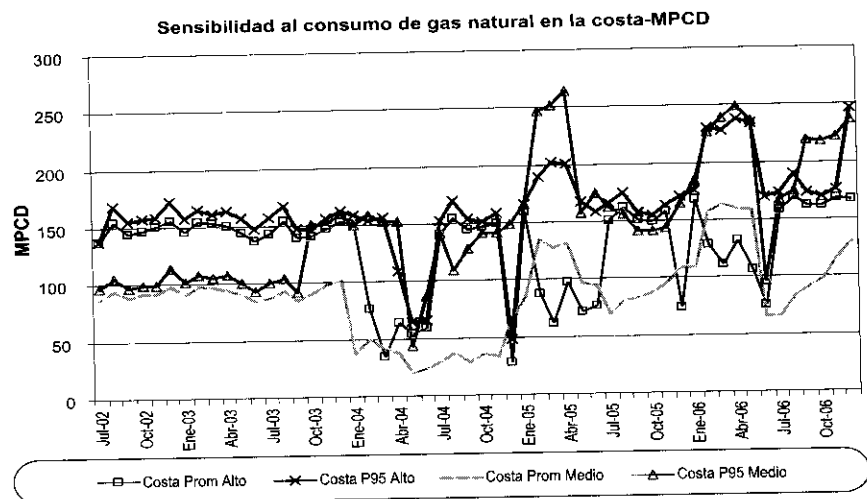
considerados en el análisis de expansión de generación, con el fin de estimar posibles consumos de gas a futuro. Los supuestos sobre el estado de la red alternan situaciones de indisponibilidad de algunos circuitos de 230 y 500 kV entre los años 2004 a 2006, sustentadas en un análisis estadístico de los datos históricos de la indisponibilidad de circuitos del STN por atentados durante los años 2000 y 2001.

El escenario bajo tiene como base la alternativa CP1 y asume hasta comienzos de enero del año 2004 la recuperación total de la red de transmisión. La tarifa del combustible es la misma utilizada en las simulaciones de las alternativas de corto plazo, que corresponde al costo medio del gas natural en boca de pozo y a un porcentaje del costo variable del 50%, con respecto al total del costo de transporte.

Distribución porcentual del costo de transporte para sensibilidad de consumo de gas-escenario alto

Periodo	Costa		Interior	
	Costo fijo %	Costo variable %	Costo fijo %	Costo variable %
2002-2005	50	50	80	20
2006-2010	60	40	50	50
2011	70	30	50	50

El escenario alto tiene como base la alternativa CP5 y se asumen inicialmente los supuestos de red de transmisión manejados en agosto del 2002, incluyendo la entrada de la variante Guatapé-Esmeralda en octubre del 2002 y la recuperación de los circuitos de 230 kV en octubre del 2003 y los de 500 kV en diciembre del 2003. A partir de enero del 2004 y hasta diciembre del 2006 se alterna la disponibilidad de los circuitos de 500 kV que conectan la Costa con el área de San Carlos con la de los circuitos que conectan San Carlos con el Suroccidente y el Magdalena Medio. Además de los supuestos en la evolución de la red de transmisión, se asume una tarifa del costo gas en boca de pozo medio y un costo de transporte como se muestra en la tabla.

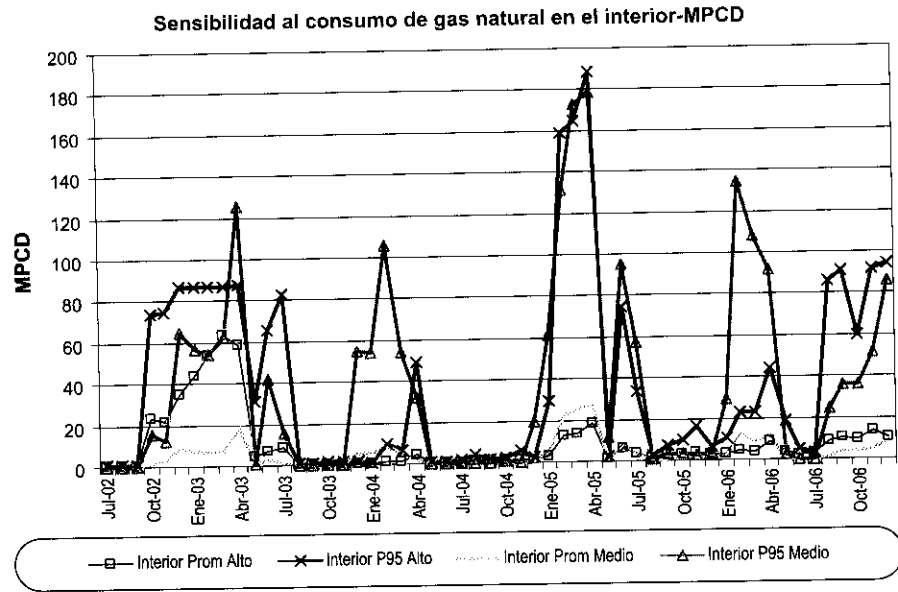


Los gráficos presentan los consumos promedios y los valores con probabilidad del 95% de no ser superada (percentil 95) para los consumos de gas natural en la Costa Atlántica y en el interior del país respectivamente, en los dos escenarios planteados.

Teniendo en cuenta que la capacidad de intercambio de energía entre la costa y el interior del país está restringida por la indisponibilidad de la red de transmisión y que el único recurso hídrico importante con que cuenta esta región es la central de Urrá con una capacidad instalada de 329 MW, es de esperarse que una alta porción de la demanda sea atendida por las plantas térmicas instaladas en la región, elevando notablemente la generación térmica y por lo tanto los consumos de gas natural.

De acuerdo con los resultados presentados en el gráfico de sensibilidad al consumo de gas en la costa, en el escenario alto para la costa se esperan consumos superiores a los 150 MPCD hasta inicios del año 2004, debido al estado de la red de transmisión que impide las importaciones de energía generada con recursos hídricos en el interior. A partir del año 2004 dependiendo de la disponibilidad de los circuitos de 500 kV y del régimen estacionario, se presentan picos que para el percentil 95 superan los

250 MPCD, así mismo para los meses del periodo de invierno se presentan valores mínimos por debajo de los 50 MPCD. El escenario bajo presenta al inicio del periodo una característica de consumo constante, como en el escenario alto, con valores cercanos a los 100 MPCD. Una vez finalizado el años 2003 el consumo depende entonces del régimen estacionario, esperando exportaciones de energía generada con base en gas natural en la costa durante el verano e importaciones de energía generada con hidroeléctricas en el interior durante el invierno, por esta razón se presentan máximos y mínimos bien caracterizados para cada una de las estaciones.



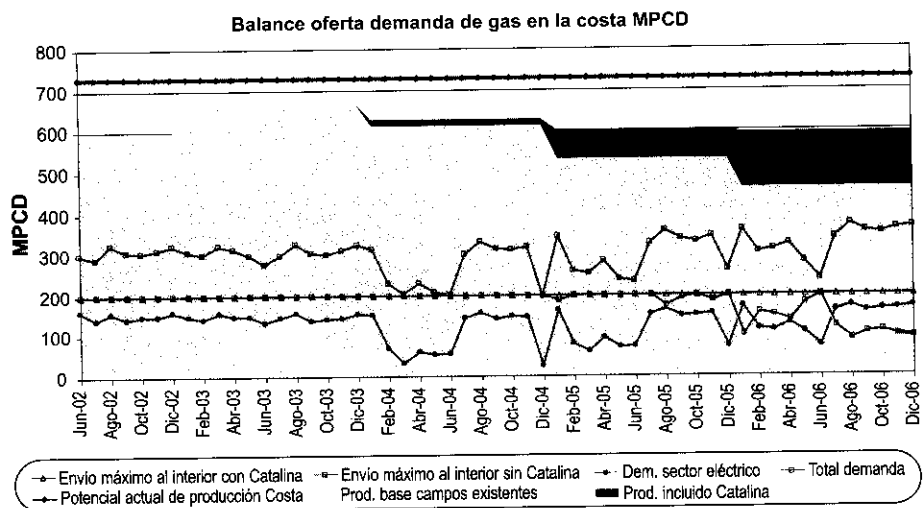
De acuerdo con los resultados mostrados, para el interior del país en el escenario medio se esperan consumos promedio similares a los de las alternativas de expansión propuestas para el corto plazo, para el escenario alto hace que se presenten picos en el verano del 2003 que alcanzan los 60 MPCD cifra menor a los 74 MPCD que se presentaron en febrero del 2001.

Los valores con probabilidad del 95% de no ser superada, corresponden a series hidrológicas extremadamente secas que implican bajos niveles de los embalses y por lo tanto elevados consumos de gas natural en los periodos de verano, en los escenarios planteados se alcanzan para el verano 2004-2005 valores cercanos a los 180 MPCD.

Suministro de gas natural al sector termoeléctrico

Los siguientes fueron los supuestos empleados para elaborar el balance de gas en la costa y el interior en el corto plazo:

- Se considera la entrada de los proyectos de Cusiana y Catalina para el año 2004.
- Los escenarios de producción para los campos son los suministrados por Ecopetrol.
- La capacidad del gasoducto Ballenas-Barranca es de 200 MPCD y permanece constante para el periodo de análisis, por lo tanto la máxima cantidad de gas que puede ser enviada de la costa al interior es de 200 MPCD.



- Se considera el escenario alto para la demanda de energía eléctrica y los consumos de gas por parte del sector termoeléctrico iguales a los del escenario alto del ejercicio de sensibilidad.
- Las condiciones y expectativas actuales frente a la política de gas natural para el resto de sectores se mantienen⁴.
- La máxima cantidad de gas que puede ser sustituida de la refinería de Barrancabermeja es 56 MPCD.

Puede observarse que no se presentan problemas en el abastecimiento de la demanda de la Costa Atlántica durante el periodo de análisis ya que la entrada del proyecto Catalina cubre las expectativas de crecimiento de la demanda de gas en la región.

Para los meses de febrero a junio del año 2003 se presentan algunos déficit en el interior que pueden ser superados con la sustitución en Barranca. A partir del año 2004, la entrada de Cusiana y los envíos desde la Costa Atlántica permiten abastecer la demanda del interior del país.

Transporte de gas natural en el sector termoeléctrico

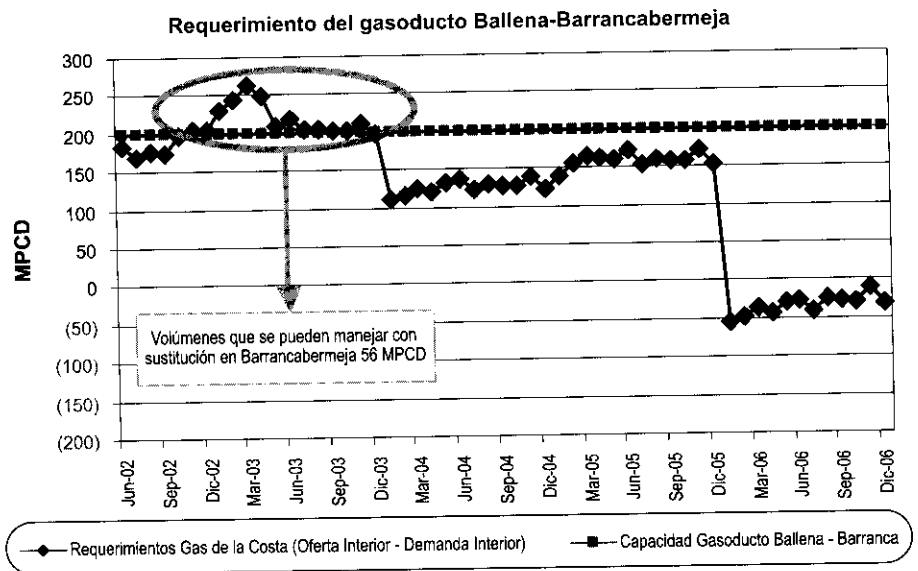
Las tarifas aplicadas para el transporte de gas natural corresponden a las vigentes en el momento de la realización del ejercicio aprobadas por la CREG para cada uno de los gasoductos. Lo anterior significó considerar que el principal esfuerzo de inversión en los gasoductos ya se realizó y que se espera que los requerimientos de ampliaciones a futuro requieran un nivel de inversiones que se compensarían con el crecimiento en la demanda. Por lo tanto, no se espera una variación importante en la relación existente entre el valor presente de la inversión base (incluyendo la inversión existente más las nuevas inversiones) y los gastos de AO&M y el valor presente de la demanda esperada.

En el corto y mediano plazo (al 2006), además de las inversiones consideradas en las resoluciones CREG aplicadas para la proyección del precio del gas natural en planta térmica, se espera la conversión a gasoducto del tramo Cusiana - El Porvenir con un requerimiento de inversión cercano a los US\$ 18 Millones. Se espera que la tarifa media de transporte esté entre US\$ 0,11/KPC y US\$ 0,065/KPC, dependiendo del volumen a transportar; de esta forma, el transporte desde Cusiana hasta el Porvenir podría estar alrededor de los US\$ 0,70/KPC, comparado con la tarifa de transporte del gasoducto Ballena hasta Vasconia de US\$ 1,4/KPCD (Aplicando la resolución CREG 057 de 1996).

En el largo plazo se estima que la relación entre las inversiones requeridas para la expansión del sistema de transporte y la demanda esperada mantenga un orden similar al actual.

Para los faltantes o excedentes de capacidad de transporte de gas natural se utilizaron los siguientes supuestos, además de los considerados para el balance:

- Para todos los tramos se asumió la máxima capacidad del gasoducto para el año 2001,



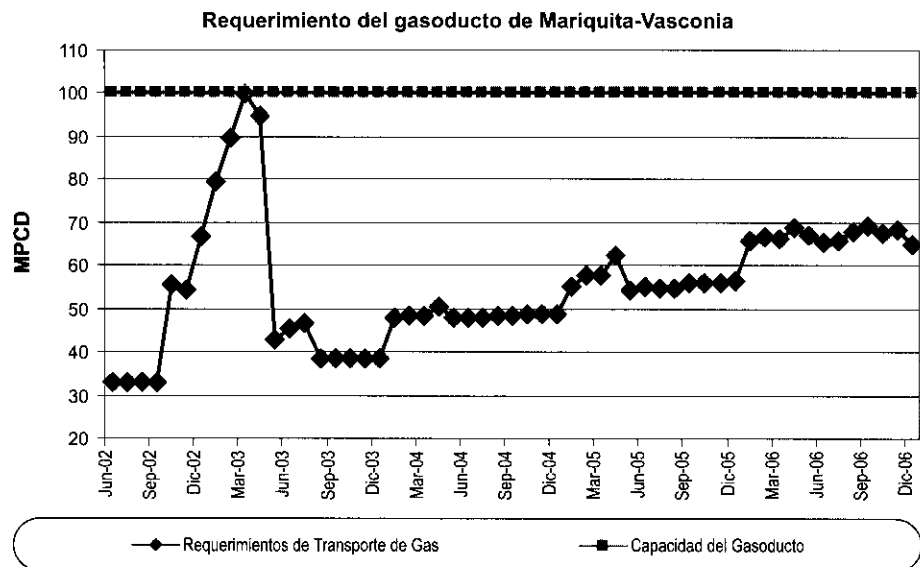
⁴ Al conjunto de expectativas actuales frente a la política de gas natural para el resto de sectores, suele denominarse BAU (Business as Usual).

reportada por las compañías transportadoras Ecogas y Promigas.

- Se supone una capacidad constante del gasoducto durante todo el periodo, ya que no se conocen los programas de expansión que tienen previstos las empresas.

- Para los gasoductos de Ballena - Barranca y el de la Costa Atlántica se empleó la demanda mensual de gas natural, en MPCD, tanto para el sector eléctrico como

para el resto de sectores. Para los otros tramos de gasoductos, se aplicó la demanda mensual para el sector eléctrico, y el promedio anual para el resto de sectores.



En el corto plazo no se observaron problemas en la capacidad de transporte para los gasoductos de la Costa Atlántica, Barranca - Sebastopol, Sebastopol - Vasconia y Mariquita - Cali. El gasoducto Ballena-Barranca en el mes de marzo de 2003 excede su capacidad de transporte, las necesidades que surgen pueden manejarse con sustitución en la refinería de Barrancabermeja (56 MPCD), más aun considerando que es por un corto periodo de tiempo. Los requerimientos de transporte para el gasoducto Ballenas-Barranca se presentan en el gráfico respectivo.

El otro tramo que alcanza su valor máximo de capacidad de transporte es Vasconia - Mariquita en el mes de marzo de 2003, tal como se aprecia en el gráfico correspondiente.

Costos marginales de corto plazo

Los costos marginales de operación se calculan a partir de despachos ideales de las diferentes alternativas, teniendo en cuenta el costo del combustible (suministro y transporte)⁵, el costo de operación y mantenimiento⁶ y el costo equivalente de energía CEE⁷.

En el gráfico de costos marginales de las alternativas de corto plazo se presenta el valor esperado del promedio mensual de los costos marginales en el periodo de punta para el periodo 2002 a 2006. Se aprecia que en general el costo marginal podría estar entre 53 y 60 \$/kWh en pesos constantes de diciembre de 2001 a lo largo del periodo de análisis, aunque en marzo de 2004 el costo para las alternativas CP4 y CP5 podría alcanzar los 95 \$/kWh y en marzo de 2005 el costo para estas alternativas sería aproximadamente de 73 \$/kWh.

Conclusiones de corto plazo

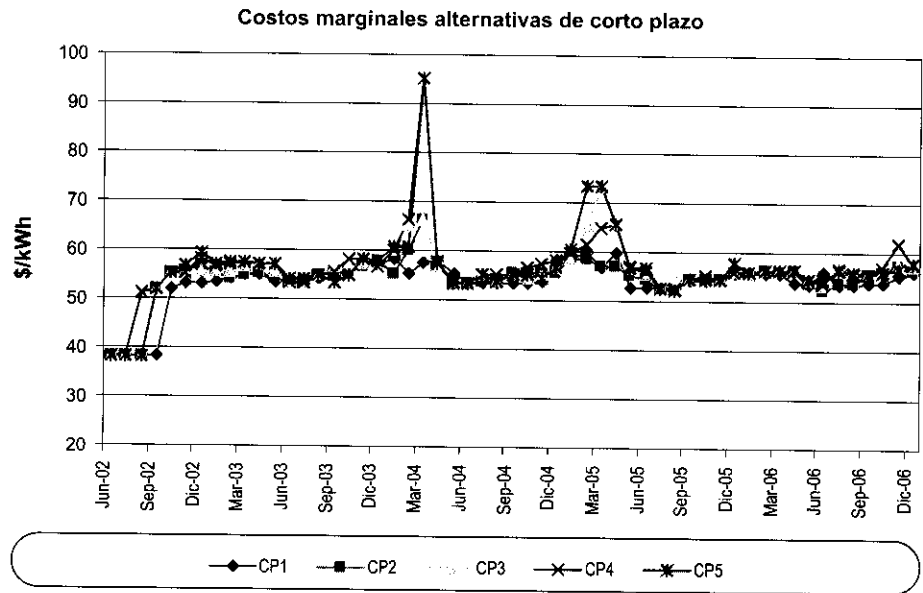
- A partir del análisis del comportamiento de la demanda de energía eléctrica en lo corrido del año 2002 y de los resultados de las diferentes alternativas de corto plazo, es necesario que el sistema cuente con una nueva planta de generación de al menos 150 MW para el año 2006. Por tanto, se requiere que los empresarios definan este proyecto de manera oportuna, teniendo en cuenta los tiempos de construcción de plantas de este tipo, con el fin de evitar dificultades para la atención de la demanda de energía del país.

⁵ Costo de combustible calculado a partir del rendimiento térmico (heat rate) y las proyecciones de precio para suministro y transporte de combustible para cada planta.

⁶ Costo AOM de referencia para cada una de las tecnologías utilizadas en el SIN

⁷ Se asume CEE = 28,54 \$/kWh pesos constantes a diciembre de 2001.

- De acuerdo con las alternativas de expansión planteadas para el corto plazo, en los escenarios medio y alto de la demanda, la entrada del proyecto Miel I a finales del 2002 y la incorporación de 150 MW adicionales en el año 2006, se cumple con los criterios de confiabilidad, si la evolución del estado de la red de transmisión es la esperada o más favorable y aún bajo eventos hidrológicos de sequía como el fenómeno del Niño.



- Ante la importancia de mantener una alta disponibilidad del parque térmico y teniendo en cuenta que la capacidad de transporte de gas puede llegar a ser insuficiente en algún momento, es importante incentivar las iniciativas por parte de los agentes térmicos a habilitar sus plantas para el uso de combustibles alternos en casos de falla en el suministro de gas.
- De acuerdo con las proyecciones observadas para el consumo de gas natural en el interior del país se evidencia la necesidad de garantizar los niveles de sustitución en la refinería de Barranca en 56 MPCD como ha sido planteado por Ecopetrol.
- La incertidumbre en cuanto a la evolución del estado de la red de transmisión dificulta los análisis de generación en el corto plazo. La indisponibilidad de la red pone en riesgo el suministro de energía y genera costos adicionales por las desviaciones del despacho óptimo, además genera distorsiones en los pronósticos acerca del tipo de fuente a utilizar y consecuentemente las proyecciones de demanda de combustible por parte del sector.
- De acuerdo con el despacho ideal (sin red), la generación térmica en el país sería mínima dadas las condiciones hidrológicas actuales. Las restricciones impuestas al sistema de transmisión limitan la capacidad de importar energía eléctrica hacia la Costa Atlántica, obligando a satisfacer gran parte de la demanda de esta región con los recursos térmicos de esta zona. Por lo tanto, la generación térmica en la costa depende en el corto plazo de las restricciones impuestas a la red de transmisión y las variaciones que tenga la demanda de energía en esta región.

Generación de largo plazo 2007 - 2011

La poca intensidad en la expansión del sistema de generación que se espera en el corto plazo, exige la entrada de proyectos que garanticen robustez del sistema en el largo plazo para satisfacer la demanda interna y los compromisos internacionales adquiridos.

Estrategias de largo plazo 2007 - 2011

Se obtuvieron cinco estrategias de largo plazo que comprenden el período 2007-2011. Cada una de ellas tiene como base una de las alternativas de corto plazo descritas anteriormente que corresponden con los dígitos 1 a 5. Para la obtención de estas estrategias se tuvo como criterio atender las necesidades energéticas del país a un mínimo costo considerando de manera integral el sistema de transmisión y los recursos energéticos, entre otros.

La composición de las diferentes estrategias de largo plazo es resultado de considerar entre otras variables los costos de instalación, los costos fijos y variables, el escenario medio de precios del gas natural y carbón mineral, así como potenciales proyectos a gas natural, carbón mineral e hidroeléctricos. El análisis energético se realizó asumiendo que no se presentan limitaciones en el suministro de gas natural para las plantas térmicas, la entrada del circuito "Bolívar-Copey-Ocaña-Primavera-Bacatá 500 kV" que interconecta la Costa Atlántica con Bogotá en el año 2006 y la disponibilidad total de la actual red de transmisión. Principalmente estas variables son consideradas en los modelos de expansión y operación, a partir de los cuales se obtienen las diferentes composiciones de las estrategias y períodos en que son requeridos los proyectos.

Las estrategias de expansión planteadas para el largo plazo se pueden clasificar en dos grupos: las que consideran el escenario medio de la demanda de energía sin considerar la demanda adicional por interconexiones internacionales y las que consideran el escenario alto, atendiendo los requerimientos de energía de Ecuador. Adicionalmente, se obtuvo una estrategia que considera un escenario medio de la demanda de energía, atendiendo los requerimientos de Ecuador.

La composición de las estrategias así como los supuestos considerados se describen a continuación:

Estrategia de Largo Plazo - LP 1

Esta estrategia tiene como base en el corto plazo la alternativa CP1. El crecimiento de la demanda corresponde al escenario medio, el país no atiende los requerimientos de demanda de Ecuador y supone un costo medio de gas natural en boca de pozo. Se restringió la entrada de proyectos hidroeléctricos, mientras que los demás proyectos que operan con base en gas natural y carbón mineral se dejaron competir libremente. Los resultados obtenidos en esta estrategia muestran que el país en el futuro requiere de 500 MW a gas natural.

Estrategia de Largo Plazo - LP 2

Esta estrategia parte de la alternativa CP2. Supone el escenario medio de demanda, no atiende los requerimientos de energía con Ecuador, asume un costo medio en boca de pozo del gas natural y además compiten libremente proyectos de generación que operan con base en gas natural, agua y a carbón. Con el fin de atender los requerimientos energéticos, el sistema necesita una instalación de 810 MW, de los cuales 660 MW son hidráulicos y los restantes 150 MW corresponden a un proyecto a gas natural.

Estrategia de Largo Plazo - LP 3

Esta estrategia considera en los primeros años la alternativa CP3, estima un costo medio en boca de pozo del gas natural, libre entrada de proyectos que operan a gas natural, agua y carbón mineral y un escenario medio de evolución de la demanda. A diferencia de las anteriores estrategias se considera que a través de la interconexión con Ecuador se atienden los requerimientos energéticos de éste país por 4 GWh/día. Para poder atender las necesidades energéticas del sistema en estas condiciones, el resultado de los modelos muestra que el país requiere la instalación de 960 MW, de los cuales 300 MW corresponden a unidades a gas natural y 660 MW a proyectos hidroeléctricos.

Estrategia de Largo Plazo - LP 4

En el corto plazo esta estrategia considera la alternativa CP4, un escenario alto de demanda, un costo medio de gas natural en boca de pozo y la entrada de proyectos de generación que operarían con base a gas natural, carbón mineral y recursos hidráulicos. Considera la interconexión con Ecuador a través de la cual se suministran 4 GWh/día. Para atender de manera confiable los requerimientos energéticos del país, se hace necesario instalar en el futuro 1.810 MW de los cuales 1.000 MW son a gas natural, 660 MW en proyectos hidráulicos y 150 MW a carbón.

Estrategia de Largo Plazo - LP 5

Esta estrategia parte de la alternativa CP5, estima un costo medio de gas natural en boca de pozo, asume el escenario alto de demanda, supone algunas restricciones para la entrada de proyectos hidráulicos por lo cual los proyectos a considerar son con base en gas natural y carbón mineral. Adicionalmente, considera interconexión con Ecuador suministrando 4 GWh/día. Los resultados obtenidos muestran que los

requerimientos energéticos de esta estrategia pueden atenderse con la instalación de 1.620 MW de los cuales 1.170 MW corresponden a unidades a gas natural y 450 MW a unidades que operan con carbón mineral.

La tabla resume los requerimientos de generación para las diferentes estrategias de largo plazo consideradas en el período 2007 a 2011. Se observa como las estrategias que consideran un costo medio de gas natural en boca de pozo y un escenario medio de demanda, restringen la entrada de proyectos que operen con carbón mineral, tal es el caso de las tres primeras estrategias.

Por otra parte, en general las alternativas de largo plazo que consideran un escenario alto de la demanda muestran la necesidad de instalar, en los primeros meses de los años 2007 y 2008, al menos 250 MW adicionales en generación con el fin de poder atender las necesidades energéticas futuras

De acuerdo con los requerimientos de capacidad mostrados en la tabla anterior, se estima que hacia el año 2011 el sistema pueda tener instalado entre 13.700 MW Y 15.100 MW.

Composición de las estrategias de largo plazo 2007-2011

Año	LP-1		LP-2		LP-3		LP-4		LP-5	
	G	H	C	H	C	G	H	C	G	H
2007	250			150				250		250
2008										250
2009						300		500		200
2010	250			660		660		250	660	470
2011										150
Subtotal	500			150	660	300	660	1.000	660	150
Total -MW	500			810		960		1.810		1.620

Generación térmica e hidráulica en el largo plazo

Las gráficas de la página 24 presentan la generación promedio mensual hidráulica y térmica para cada estrategia de largo plazo. Puede observarse como la energía hidroeléctrica generada sigue estando en la base usando los recursos existentes hasta el máximo valor que permiten las reservas y las condiciones hidrológicas. En el año 2010 la entrada de un proyecto hidroeléctrico con una capacidad de 660 MW planteada para las estrategias LP2, LP3 y LP4 incrementa en más de 2.000 GWh al año la cantidad de energía generada con este tipo de recursos.

En las estrategias LP1 y LP5 donde no se considera la entrada de proyectos hidroeléctricos dentro del periodo de análisis, es de esperarse que la participación térmica sea mayor. En el caso particular de la estrategia LP5 con un crecimiento alto de la demanda, se espera que la participación de la energía anual generada con termoelectricas supere el 30% del total, a la vez que en la estrategia LP1 se espera una participación térmica alrededor del 25% del total. En las estrategias LP2 y LP3 se espera que la generación térmica esté entre el 20 y el 25% del total. Para la estrategia LP4 donde se presenta crecimiento alto de la demanda y expansión térmica e hidráulica se espera una participación térmica entre el 25 y el 30% del total.

Costo marginal de largo plazo

El costo marginal en el largo plazo para el período 2007 a 2011 en las diferentes estrategias, fluctúa entre 60 y 80 \$/kWh en pesos constantes de diciembre de 2001. No obstante en algunas alternativas como la LP3, LP4 y LP5 este costo aumenta a 90 \$/kWh en algunos períodos, debido principalmente a su mayor demanda. Los costos marginales de las diferentes estrategias se presentan en el gráfico de la página 25.

Los costos marginales de operación se calculan a partir de despachos ideales de las diferentes estrategias y se basan en el costo del combustible (suministro y transporte)⁸, el costo de operación y mantenimiento⁹ y el costo equivalente de energía CEE¹⁰.

⁸ Costo de combustible calculado a partir del rendimiento térmico (heat rate) y las proyecciones de precio para suministro y transporte de combustible para cada planta.

⁹ Costo AOM de referencia para cada una de las tecnologías utilizadas en el SIN

¹⁰ Se asume CEE = 28,54 \$/kWh pesos constantes a diciembre de 2001.

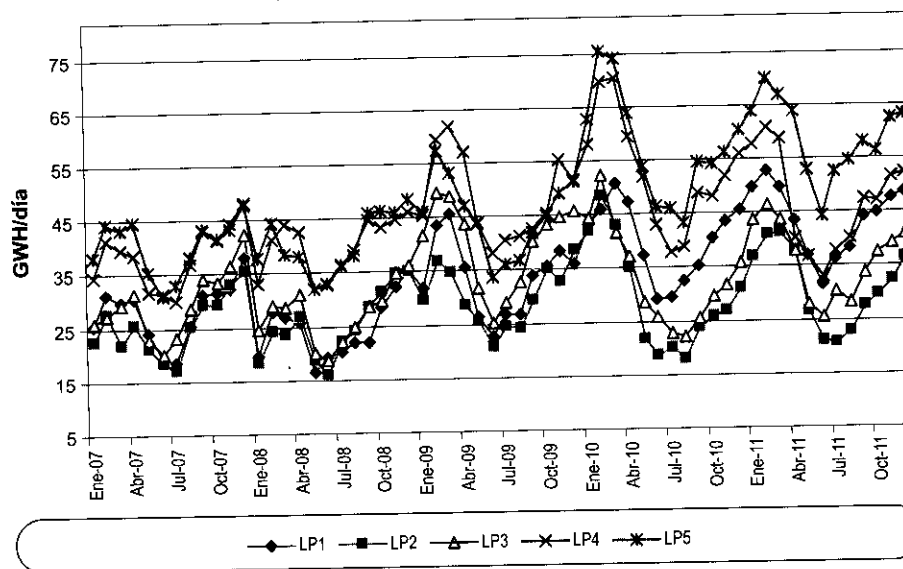
Cálculo del costo incremental promedio de largo plazo

Con el fin de estimar el costo incremental de la generación de energía con las plantas a instalar en el período 2007 a 2011, se construyó un flujo caja para cada uno de los proyectos considerados en la expansión. Los costos se componen de costos de inversión los cuales consideran cronogramas de obras y desembolsos típicos por tipo de proyecto, costos de operación y mantenimiento tanto fijos como variables y costo del combustible consumido durante el período de vida útil del proyecto. De igual forma se estimó la energía generada por cada proyecto, la cual se obtuvo de los resultados del modelo de operación. El análisis se realizó considerando una tasa de descuento del 10%.

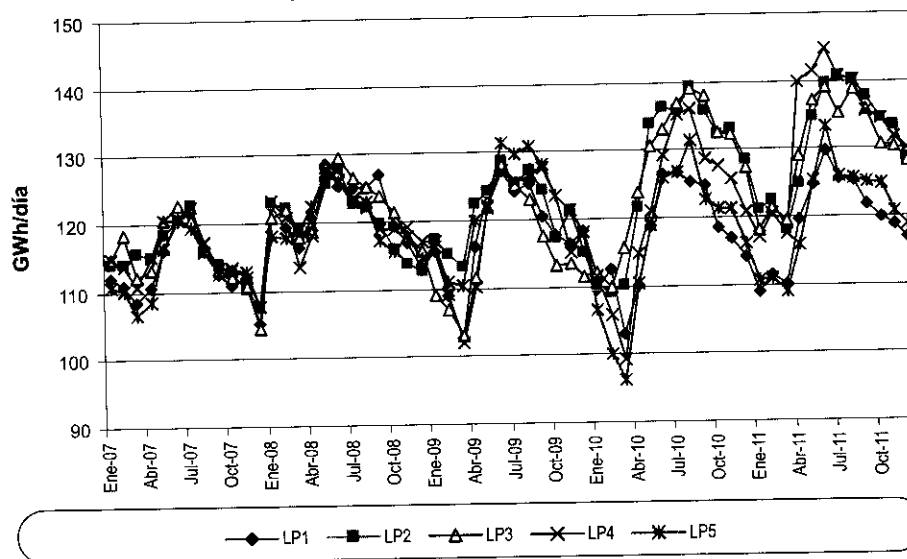
Conclusiones largo plazo

- El análisis de generación en el largo plazo muestra que el sistema requiere como mínimo la instalación de 250 MW adicionales para comienzos del año 2007.

Generación promedio de energía hidráulica en el largo plazo



Generación promedio de energía térmica en el largo plazo



- En los resultados de los análisis de largo plazo, se observa que la instalación de proyectos de generación que operen con carbón mineral están sujetos a que en el sistema se presente un escenario alto de evolución de la demanda. La reducción de los costos de instalación para proyectos que operan con carbón mineral y los costos variables menores con respecto a las tecnologías a gas natural hacen que dichas plantas puedan ser competitivas en los casos de demanda alta.
- Los proyectos hidroeléctricos presentan costos variables de generación menores a los térmicos, por lo que son despachados constantemente, siempre y cuando cuenten con los recursos hídricos suficientes. Se espera que los proyectos hidroeléctricos que entren en operación en el largo plazo presenten altos factores de utilización en los inviernos y que este valor se reduzca en los veranos de acuerdo a las reservas energéticas con que cuenta, que dependen de su capacidad de regulación y los caudales afluentes.
- La ocurrencia de una demanda alta en el país así como el suministro de la energía que ha sido contratada con Ecuador hace que el sistema en el largo plazo requiera de una capacidad adicional entre 1.600 y 1.800 MW, esperándose que el sistema en el año 2011 tenga una capacidad instalada de 15.100 MW.

- Las estrategias de expansión en el largo plazo propuestas en este plan, contemplan la construcción de proyectos con fuentes tradicionales por ser las más económicas y robustas en el horizonte de análisis. Esto sin embargo no excluye la urgente necesidad de investigar y estimular el desarrollo

en Colombia de nuevas tecnologías que utilicen recursos renovables ya sea de manera central o distribuida. En un horizonte de tiempo mayor, con estos recursos podrán suplirse las necesidades que surjan por restricciones ambientales o desabastecimiento de combustibles.

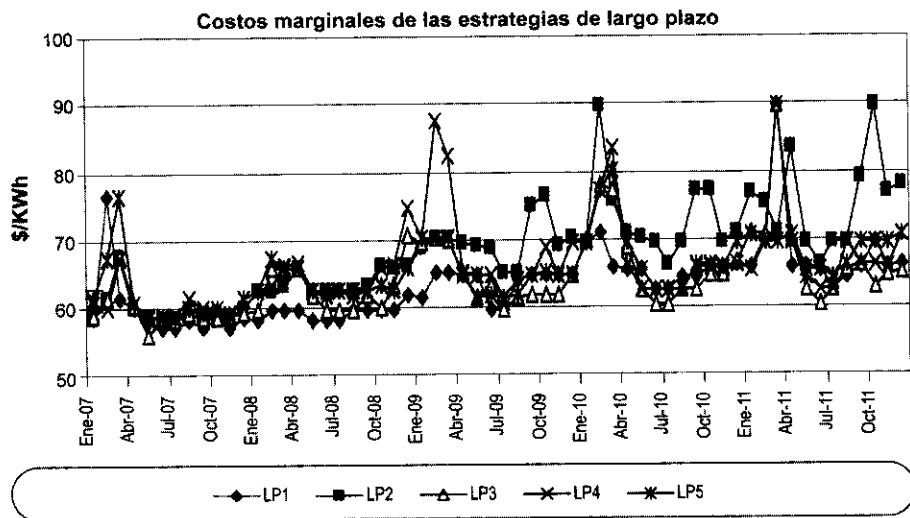
Costo incremental promedio de largo plazo US\$/MWh

TIPO	LP1	LP2	LP3	LP4	LP5
CIPLP Sin Impuestos	34.65	37.11	29.85	33.93	38.56
CIPLP Con Impuestos	36.39	41.55	32.73	36.68	40.94

Expansión de la Transmisión

Si bien el objetivo primordial del Plan es proponer los proyectos adicionales que requiere el Sistema de Transmisión Nacional, en esta versión, por una parte, se ampliaron los análisis que ratifican la necesidad de los proyectos propuestos en las revisiones 2000 y 2001 y por otra, se detallaron los análisis correspondientes a los sistemas regionales de subtransmisión.

Adicionalmente, se estudian y evalúan propuestas alternativas de expansión del STN presentadas por los agentes.



Para el proyecto de 500 kV es importante establecer la fecha de entrada en operación más tardía. Estimando una duración aproximada de 40 meses desde la convocatoria hasta su entrada en operación, la fecha más temprana sería a finales del año 2006, siempre y cuando la apertura del proceso de selección de proponentes para el mismo, se lleve a cabo a más tardar a finales del año 2002.

Para el caso de los proyectos de expansión de los sistemas de transmisión regional, se pretende dar señales que permitan a los agentes involucrados estudiar con mayor detalle sus necesidades de expansión e incorporar en sus presupuestos las inversiones requeridas.

Los análisis técnicos y económicos de los proyectos incluidos en Planes de Expansión de Transmisión anteriores y que no se han ejecutado fueron revisados para considerar los cambios en las expectativas de crecimiento de la demanda, el efecto de la Resolución CREG 034 de 2001, las modificaciones en las expectativas de desarrollo de proyectos de generación y sensibilidad a las inversiones.

La Resolución CREG 034/01 modifica básicamente los siguientes aspectos que afectan la evaluación de los proyectos:

- Fija un techo a las ofertas de generaciones de seguridad fuera de mérito. Este aspecto afecta los beneficios esperados del proyecto, disminuyendo la relación B/C del mismo.
- Las inflexibilidades asociadas a generaciones de seguridad se liquidan a costo de reconciliación positiva. Previamente a la 034, estas inflexibilidades se liquidaban a precio de bolsa. En la medida en que varias generaciones de seguridad están acompañadas de inflexibilidades que abarcan gran parte de las horas del día, esta modificación aumenta la relación B/C de los Proyectos.

Las modificaciones en las expectativas de desarrollo de proyectos de generación explícitamente afectan los niveles de confiabilidad y seguridad, en particular para el área Oriental, para la cual se esperaba en el Plan del 2000, el desarrollo de aproximadamente 800 MW a gas en el mediano plazo. Este análisis pone de manifiesto la disminución de confiabilidad en el área oriental sin el proyecto Bogotá, por tanto aumenta la relación B/C del Proyecto.

Al igual que en la evaluación económica de los proyectos del Plan 2000 y 2001, este año se consideraron los costos de las Unidades Constructivas de la transmisión establecidos en la Resolución CREG 026 de 1999. Adicionalmente, se realizó una sensibilidad al monto de la inversión.

Proyecto Bolívar-Copey-Ocaña-Primavera-Bacatá 500 kV

Para un despacho mínimo en el área de Bogotá sin el proyecto a 500 kV, en el año 2007 se observa violación de los índices de confiabilidad, en algunas barras a nivel de 230 kV y 115 kV, lo cual implica una alta probabilidad de racionamiento en el área, situación que se hace más crítica en la medida en que la relación generación a demanda del área se aproxima a 1. Adicionalmente, se resalta el impacto del efecto del desempeño del STN sobre la red de 115 kV del área, puesto que en las simulaciones realizadas no se modela la indisponibilidad asociada a estos activos. Con la entrada del proyecto de 500 kV en el año 2007 se superan estos problemas.

Para el área de la Costa se observa que ante despachos mínimos en los años 2007 y 2009, sin el proyecto de 500 kV, se presenta violación de los índices de confiabilidad en algunas barras. Si se aumenta la generación de seguridad del área en 10 % (190 MW) en el año 2007 y 17 % (355 MW) en el año 2009, es posible disminuir los índices de corte de carga a niveles inferiores al 1%. Con la entrada del proyecto Costa 500 kV en el año 2007 se logra superar los problemas de confiabilidad sin necesidad de utilizar generaciones de seguridad adicionales en el área.

Beneficios del proyecto de expansión de 500kV

Beneficios identificados que aporta el proyecto

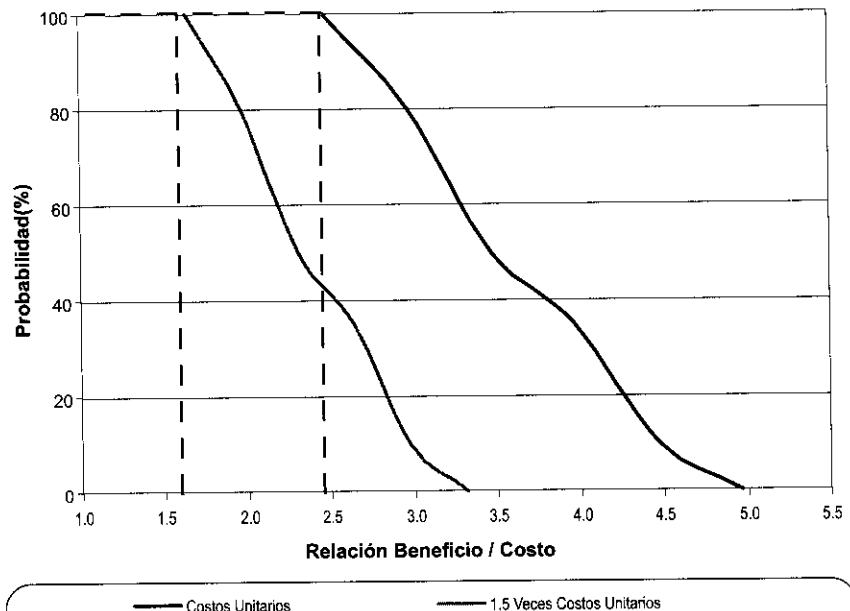
Beneficios incorporados en la Evaluación económica del proyecto

- Aumenta la capacidad de transferencia Costa – Interior e Interior – Costa.
- Disminuye la posibilidad de racionamiento en las áreas de Nordeste y Bogotá ante la indisponibilidad de recursos de generación del área.
- Aumenta la confiabilidad en Guajira, Cesar, Magdalena, Nordeste y Bogotá.
- En el largo plazo posibilita la operación segura del sistema aún ante atrasos en la entrada de proyectos de generación considerados en el Plan de Expansión 2000, o ante cambio de ubicación de los mismos.
- Aumenta la seguridad de la operación disminuyendo el riesgo de colapso de voltaje o pérdida de estabilidad transitoria.
- Disminuye el nivel de pérdidas
- Aumenta el factor de planta de los recursos de generación existentes.

Externalidades económicas positivas del proyecto

- Permite potencializar el desarrollo de un corredor energético natural.
- Hace factible la entrada (conexión) de nuevos proyectos de generación y demanda.
- Facilita el desarrollo competitivo del mercado.
- Potencializa la capacidad de intercambios de energía hacia Venezuela.
- Mejora la seguridad eléctrica ante atentados.
- Posibilita el desmonte de la intervención en el mercado.

Relación Beneficio/Costo Proyecto Completo



Los resultados muestran la necesidad técnica de la entrada de los proyectos Bogotá 500 kV y Costa 500 kV a finales del año 2006 en la medida en que la confiabilidad de las áreas se ve comprometida.

Para la revisión de la evaluación económica se obtiene la relación Beneficio / Costo de la comparación de los casos con y sin proyecto. Los beneficios considerados son el ahorro obtenido por reducción en generaciones de seguridad (restricciones), el aumento en la confiabilidad y la reducción de pérdidas del

sistema. No se valoran otros beneficios de los proyectos, considerados aquí como externalidades positivas de los mismos, los cuales se muestran en la tabla.

En la gráfica se puede ver una de las sensibilidades realizadas para la evaluación económica, específicamente la efectuada para el proyecto completo.

En lo que se refiere al impacto para el usuario final, el proyecto tiene implicaciones en las componentes Transmisión (T) y Otros (O) de la fórmula que establece el costo unitario del servicio de electricidad. En lo que se refiere al proyecto completo, el impacto en la componente T corresponde a un incremento de esta en un 17% (2,4 \$/kWh) mientras que los beneficios por reducción de las restricciones implican la disminución de la componente otros en un 66%.

Costos de los proyectos de 500kV

Ítem	Desagregación de Costos (US\$ MM)		
	Costa	Bogotá	Completo
Activos, construcción y montaje	265	146	411
Costos de Financiación	12	7	19
AOM	43	22	65
Total	320	175	495

Una vez efectuada la revisión de los proyectos recomendados en el Plan de Expansión 2000 incorporando las expectativas de crecimiento de la demanda y las modificaciones del marco regulatorio y su impacto en la tarifa, se establece que estos presentan un buen desempeño técnico y económico, por lo cual se reitera la recomendación de acometer los Proyectos a 500 kV, para que entren en operación a finales de 2006.

Compensaciones para Área del Nordeste

De acuerdo a las fechas factibles para la entrada de la compensación del Nordeste y del proyecto de 500 kV, inicios del 2004 y finales del 2006 respectivamente, en el presente análisis se consideró dicho periodo para la evaluación de las necesidades de generación de seguridad en la zona, a ser cubierta con las plantas de Tasajero, Merilétrica y Barranca y con distintas alternativas de compensación. A partir de tal información para cada una de las alternativas de compensación (30 MVAR, 2X30 MVAR, 3x30 MVAR y 2x30 MVAR + 30 MVAR posteriores¹¹) se calculó el valor presente de los sobrecostos de dichas generaciones y de los costos de inversión de las compensaciones con una tasa del 9%.

La alternativa de menor costo es instalar 2x30 MVAR lo antes posible, tal como se recomendó en el Plan 2001 y 30 MVAR adicionales para entrar en funcionamiento en el 2006.

Por otra parte, los análisis mostraron que la postergación en la instalación de las compensaciones implica sobrecostos del orden de tres Millones de dólares anuales. Adicionalmente, la instalación de compensación es necesaria para evitar racionamientos en la demanda del Nordeste, que se pueden presentar en el 2006, en el caso de indisponibilidad de Tasajero. Después del año 2005 no se justifica económicamente la puesta en operación de la compensación.

De acuerdo con lo anterior se ratifica la recomendación del Plan 2001 de instalar 2x30 MVAR para lograr que entre en operación a principios de 2004 y complementarla con 30 MVAR adicionales para entrar en operación en 2006. Si se tienen en cuenta los tiempos para convocatoria, fabricación de los equipos, construcción y montaje y puesta en operación de la compensación, debe iniciarse la apertura del proceso a más tardar en enero de 2003 para poder disponer de ella dentro del primer trimestre de 2004.

Análisis complementarios. Interconexión Colombia - Ecuador

El 26 de marzo de 1982 se suscribió el "Acuerdo Complementario del Convenio de Cooperación Técnica y Científica" entre los Gobiernos de las Repúblicas de Colombia y de Ecuador, en el cual se encargó a INECEL e ICEL - ISA la realización de los estudios técnico - económicos y financieros para la ejecución de la Interconexión eléctrica entre los dos países.

Con base en las disposiciones del Código de Redes, establecido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en su resolución 025 de 1995, la UPME debe realizar el análisis de las solicitudes de conexión al STN y emitir su concepto.

De acuerdo con la Resolución 057 de 1998 las interconexiones internacionales se consideran como conexiones, por lo tanto una vez recibida la solicitud por parte de ISA del estudio de conexión del Sistema Colombiano y Ecuatoriano, la UPME realizó los análisis técnicos necesarios para emitir su concepto.

La interconexión se realizará a través de un doble circuito 230 kV desde la subestación Jamondino (Colombia) hasta la subestación Pomasqui (Ecuador), con una longitud aproximada de 213 km. Adicionalmente, se consideró la instalación de compensación capacitiva de 72 MVAR y reactiva de 25 MVAR en la subestación Jamondino, por parte del propietario de la conexión.

Con la información del Sistema Ecuatoriano suministrada por ISA, la UPME adelantó el modelamiento detallado de los dos sistemas a fin de hacer la evaluación técnica de la interconexión. Con base en los análisis se establecieron las siguientes recomendaciones:

- Los resultados muestran que dependiendo de las transferencias por la interconexión, se incrementa el nivel de generación de seguridad del área. Por lo tanto el CND deberá evaluar y asignar dichas restricciones de acuerdo con la regulación vigente.
- A fin de evitar problemas que conlleven a la pérdida de estabilidad de uno u otro sistema (ecuatoriano o colombiano), se requiere implementar un esquema de desconexión de los mismos ante eventos en la interconexión y en algunos elementos del sistema ecuatoriano.
- En cuanto a estabilidad de pequeña señal se encuentra que todos los modos de la respuesta natural de los sistemas interconectados presentan características amortiguadas.
- En ninguno de los dos sistemas se presentan zonas con inestabilidad de voltaje.
- Ante fallas en el sistema colombiano, el sistema ecuatoriano presenta una respuesta adecuada, pero cuando los disturbios ocurren en el sistema ecuatoriano, éste en la mayoría de los casos presenta oscilaciones de lento amortiguamiento.

Límites de transferencia de la interconexión

Condición	Demanda	Transferencia (MW)	Operación
Colombia Exportando	Máxima 2003	225	Normal
	Máxima 2006	250	Normal
	Máxima 2010	55	Normal
	Máxima 2003	130	Normal
Colombia Importando	Máxima 2006	155	Normal
	Máxima 2003	70	Contingencia
	Máxima 2010	120	Contingencia

En la tabla se presenta el resumen de los límites de transferencia de la interconexión. Estas transferencias requieren la instalación de la compensación capacitiva de 72 MVAR y reactiva de 25 MVAR en Jamondino, como parte de la interconexión y adicionalmente la generación de 9 unidades en el área suroccidental (Betania, Salvajina y Alto Anchicayá).

Resultados del Plan 2002

Con base en los análisis realizados, en esta revisión del Plan no se encontró necesario ejecutar obras a nivel del STN adicionales a las determinadas en las versiones anteriores. La Tabla 12.6 muestra el listado de proyectos recomendados para ser adelantadas.

Proyectos del STN recomendados por la UPME

Proyecto	Fecha de Entrada
Compensación Capacitiva 75 Mvar en La Mesa	Dic-03
Compensación Capacitiva 2*30 Mvar en Nordeste	Dic-03
Preenergización a 220 kV del tramo Bolívar-Copey 500 kV	Jun-05
Compensación Capacitiva 30 Mvar en Nordeste	Dic-05
Bolívar -Copey-Ocaña-Primavera - Bacatá a 500 kV	Dic-06

Adicionalmente, la UPME recomienda continuar interactuando con los diferentes operadores de red, a fin de plantear las soluciones óptimas y determinar la fecha de entrada de las soluciones propuestas al nivel de 115 kV.