

Plan de Expansión de Referencia 2000

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

GENERACIÓN TRANSMISIÓN 2000-2015

Indice



Ministro de Minas y Energía
Ramiro Valencia Cossio
Director General Unidad de Planeación
Minero Energética
Julian Villarruel Toro
Sub Director de
Planeación Energética
Ramón Fernando Antolínez Olarte

Diseño e Impresión
Digitos & Diseños
Bogotá - Colombia.



Indice



CONTENIDO

Introducción	7
LO QUE HA OCURRIDO	15
CAPITULO1 Economía y electricidad	17
Indicadores económicos	18
CAPITULO 2 Evaluación reciente de la demanda de energía eléctrica	23
Cobertura	24
Demanda de energía eléctrica	24
CAPITULO 3 Evaluación reciente del sector eléctrico	27
Expansión de la generación	28
Costos y precios	29
Expansión del sistema de transmisión	34
Marco Regulatorio 1999 al 2000	34
Vinculación de capital privado	36
CAPITULO 4 El sector eléctrico en el ambito internacional	39
Crecimiento del consumo	40
CAPITULO 5 Escenarios de proyección de la demanda de energía eléctrica	45
Proyección de la demanda de energía eléctrica	46
Escenarios de proyección de la demanda máxima de potencia eléctrica	49
CAPITULO 6 Expansión de la generación en el corto y mediano plazo	51
Composición de las alternativas analizadas	53
Resultados generales	56
Conclusiones del corto plazo	61
CAPITULO 7 Expansión de la transmisión en el corto y mediano plazo	63
Discusión de las problemáticas regionales	65
Alternativas de solución	68
Evaluación económica de la alternativa propuesta - escenario medio de la demanda	69
Resultados	73



CONTENIDO

Evaluación del impacto de la alternativa propuesta en la tarifa al usuario fiscal	77
Resultaos de Análisis	78
Evaluación económica de la alternativa propuesta - escenario bajo de demanda	78
Análisis de sensibilidad a los costos de inversión	83
Conclusiones y recomendaciones	85
CAPITULO 8 Análisis de largo plazo 2005 - 2015	87
Expansión de la generación	88
Visión de la red de transmisión en el largo plazo	98
CAPITULO 9 Consideraciones Ambientales del plan	103
El impacto ambiental del sector	105
CAPITULO 10 Análisis de la expansión de generación	109
Margen de capacidad y confiabilidad del sistema	110
Remuneración y confiabilidad del sistema	111
ANEXO 1 Información básica y capacidad instalada del sistema interconectado nacional	117
ANEXO 2 Principales Cambios en el marco regulador del sector eléctrico 1999 al 2000	130
En 1999	130
En 2000	131
ANEXO 3 Disponibilidad de recursos e infraestructura (Mapas)	133
ANEXO 4 Alternativas de solución	145
Solución para el área de Bogotá	146
Alternativas de solución para las áreas de la Costa Atlántica y Nordeste	147
Alternativa 1	151
Alternativa 2	152
Alternativa 3	153
Alternativa 4	154
Alternativa definitiva	155



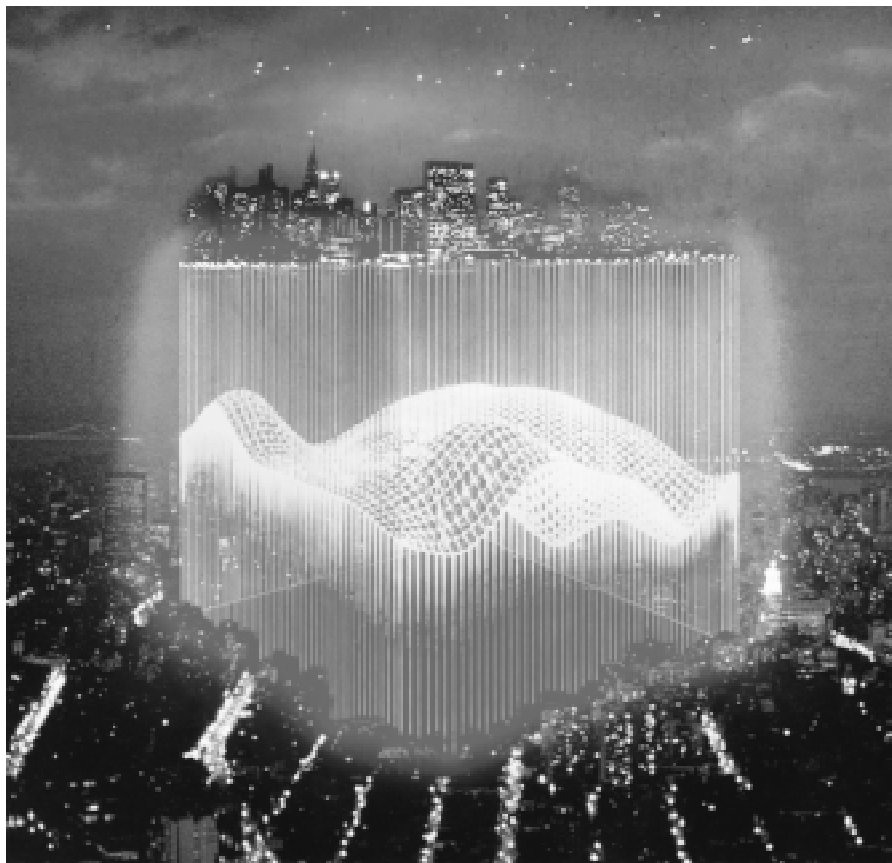
CONTENIDO

ANEXO 5	Alternativa propuesta para la expansión del sistema de transmisión del sistema de transmisión (Unidades constructivas)	163
	Notas	165
ANEXO 6	Expansión de la transmisión para la reducción de restricciones eléctricas de STN	167
	Antecedentes	167
	Identificación de las obras de transmisión	169
ANEXO 7	Escenarios de Gas Natural Horizonte 2000 - 2015	187
	Desarrollo	188
	Escenario de oferta	188
	Transporte	190
	Escenario de precios	191
ANEXO 8	Criterios de planeamiento e información básica	193
	Criterios para el planeamiento de la expansión	195
	Líneas y subestaciones de transmisión en construcción (2000 - 2004)	197
	Información básica de planeamiento	198
ANEXO 9	Análisis de estabilidad del sistema eléctrico nacional	201
	Estabilidad de tensión	202
	Estabilidad de pequeña señal	205
	Estabilidad transitoria	206





Introducción



Indice





INTRODUCCIÓN

En cumplimiento de las funciones emanadas de la ley eléctrica¹, la Unidad de Planeación Minero Energética pone a disposición de los diferentes agentes la versión del plan de expansión generación – transmisión, para el periodo 2000-2015.

En un entorno en donde los cambios se han ido acelerando y la complejidad de las relaciones creciendo, resulta bastante difícil tratar de presentar información con el mismo nivel de certeza para todo el intervalo del análisis, sin embargo, la magnitud de las decisiones y el tamaño de las inversiones requeridas son de un nivel tal, que resulta complejo justificarlas a partir de información y expectativas de corto plazo.

El compromiso entre la cantidad de información² y su nivel de certeza en el tiempo, ha implicado para la Unidad un reto que ha tratado de superar mediante la utilización de diferentes herramientas de análisis y razonamiento.

Para el corto y mediano plazo (2000-2004), se presentan en este documento las expectativas de crecimiento de la demanda de energía eléctrica; y en función de ellas, el posible impacto en el desempeño del sistema eléctrico y en los requerimientos sobre los otros sectores relacionados³, de la entrada de los proyectos que se encuentran en construcción y de algunos otros que por su estado de concepción podrían ingresar al sistema durante éste periodo. Esta información permite así mismo analizar y recomendar a los agentes los refuerzos del sistema de transmisión, que garanticen el suministro de la demanda con criterios de uso eficiente de los recursos energéticos, cumpliendo con niveles de calidad, confiabilidad y seguridad.

Para el periodo 2005-2010, el documento presenta posibles estrategias de abastecimiento de la demanda de energía eléctrica, que dependerán fundamentalmente de: la política energética, la evolución de las tecnologías y los precios relativos de los recursos energéticos. Esta información busca entre otras cosas, señalar órdenes de magnitud de la inversión requerida en el largo plazo, tipos de tecnologías que pueden estar prevaleciendo según las señales del mercado y los niveles de costos de prestación de esta actividad. A nivel de transmisión y teniendo en cuenta que el marco normativo actual se fundamenta en el libre acceso a las redes, tan solo resulta relevante mostrar una visión de cual será la red objetivo al final del horizonte.

¹ Ley 143 de 1994

² Vista a largo plazo

³ Requerimientos de disponibilidad de suministro y transporte de Gas



Adicionalmente, se ha querido presentar en esta versión del plan un tercer periodo comprendido entre el 2011 y el 2015, con el propósito básico de dar señales a los sectores relacionados, como pueden ser el de gas, carbón y otros energéticos, sobre los volúmenes y niveles de inversión que podrían demandarse a futuro y que permitirían a los mismos un mejor planeamiento de sus estrategias de mercado.

1999 fue un año complejo, no solo para nuestro país, sino también para economías como Venezuela, Argentina y Chile, con una recesión más acentuada en Venezuela y Colombia. Dada la relación entre desempeño económico y consumo de energía, este hecho tuvo fuertes repercusiones en la demanda de energía eléctrica, la cual se contrajo aumentando el desbalance entre la oferta y la demanda.

Durante 1999 la demanda de energía eléctrica fue de 41835.1 GWh, que comparada con la demanda de 1998 arroja una caída del 4.4%, la tasa más baja en la historia del Sistema Interconectado Nacional. Las causas de esta caída fueron la recesión económica y la sustitución de electricidad por gases combustibles.

Tal como ocurre con la demanda total, el comportamiento de las ventas tiene una fuerte relación con el desempeño de la economía. La recesión de 1999 tuvo un fuerte impacto en el consumo facturado, registrando una caída superior al 6%. Además de los problemas económicos, la fuerte caída en las ventas también fue causada por la penetración de gases combustibles en sustitución de la energía eléctrica y por el aumento de las pérdidas negras (consumo no facturado).

Del seguimiento⁴ a la demanda de energía eléctrica durante lo que va corrido del 2000 se puede observar cómo desde mayo los meses han presentado un crecimiento positivo y cómo el crecimiento acumulado de los últimos doce meses ha dejado de ser negativo, señales de la recuperación del crecimiento de la demanda.

Se espera que la demanda de energía eléctrica esté ubicada entre los 49 y 55 TWh/año para el año 2005 y entre los 60 y 74 TWh/año en el 2010.

Desde que se estableció el mecanismo de convocatorias públicas internacionales para la ejecución de proyectos de expansión del Sistema de Transmisión Nacional (res. CREG 051 de 1998 y 004 de 1999) y como consecuencia del encargo del Ministerio de Minas y Energía –MME- a la UPME para el desarrollo de dichas actividades (res. MME 80412 de 1999), se han realizado dos convocatorias, las cuales han sido adjudicadas a ISA.

El 31 de marzo de 1999, la Unidad abrió el proceso para la Convocatoria Pública Internacional UPME-01-99 para la ejecución del proyecto Línea 230 kV Primavera-Guatiguará-Tasajero. El 8 de mayo de 1999, la Unidad abrió el proceso para la Convocatoria Pública Internacional UPME-02-99 para la ejecución del proyecto Línea 230 kV Cartagena-Sabanalarga.

En la actualidad se desarrollan estas obras de conformidad con los requerimientos del Código de Redes y los cronogramas presentados por ISA. El estado de avance de la línea 230 kV Primavera-Guatiguará-Tasajero es del 39.2% y el avance de la línea 230 kV Cartagena-Sabanalarga es aproximadamente del 21.5%.

Para el período comprendido entre junio del 2000 hasta diciembre del 2004, asumiendo la entrada en operación de los proyectos de generación que están actualmente en etapa de construcción y la posibilidad de otros que ya cuentan con sus estudios de factibilidad y procesos de obtención de permisos y licencias adelantados, se configuran cuatro alternativas que representan posibles escenarios de entrada y retiro de

4 Fuente: Centro Nacional de Despacho



plantas de generación en los próximos años. La capacidad de generación instalada puede variar para el año 2004 entre 13344.6MW y 13864.6 MW, de acuerdo a la alternativa analizada.

La discusión de los años recientes acerca de la expansión del Sistema de Transmisión Nacional ha girado en torno al sistema de 500 kV, cuyos límites de transferencia desde y hacia la Costa son altamente dependientes de la operación y de eventos exógenos como son: la variabilidad hidrológica, la variabilidad de las ofertas y los atentados a la infraestructura, así como de la necesidad de adoptar criterios operativos para evitar el colapso ante aislamiento de la Costa Atlántica.

Como una primera aproximación, se puede afirmar que la solución a esta problemática originada en las condiciones de oferta y demanda, tanto de la Costa como del interior, permitirá optimizar el uso de los recursos de generación evitando además la posible manifestación de posiciones dominantes.

Se analizaron diferentes alternativas que consideraron los problemas de mayor impacto en el Sistema de Transmisión Nacional, tales como los límites de transferencia de potencia entre el Interior y la Costa, los límites de importación en el área de Bogotá y los bajos niveles de tensión en las áreas Nordeste y Bogotá; problemas que redundan en altos sobrecostos por generaciones de seguridad.

Como alternativas para la problemática de la Costa se estudiaron varias posibilidades. Los análisis realizados muestran que un tercer circuito a 500 kV por el corredor oriental entre la Costa y el Interior, que iniciaría en el área de Bolívar, pasaría por las áreas GCM⁵ y Nordeste y terminaría en el centro del país cumple con el objetivo de mejorar los niveles de tensión en las áreas de GCM y Nordeste, logrando, además, un mayor incremento de los límites de transferencia entre la Costa y el Interior; por lo que finalmente se decidió recomendar dicha alternativa, que en adelante se denominará como Costa 500 kV.

Para la problemática del área de Bogotá se propuso la adición al sistema de una línea a 500 kV que inicia en el centro del país y finaliza en el norte del área de Bogotá. Con esta propuesta se logra aumentar el límite de transferencia entre esta área y el centro del país. Esta propuesta se denominó Bogotá 500 kV.

Una vez analizados los comentarios realizados a la versión preliminar del Plan, que se encuentran consignados en el Documento de Respuesta a los Agentes, se decidió proponer dos subestaciones nuevas a 500 / 230 kV, una localizada en el área de Bolívar (Bolívar 500 kV) y la otra en el área de Bogotá (Bacatá 500 kV).

La evaluación económica de la alternativa propuesta muestra que en el caso Costa 500kV la probabilidad que los beneficios sean superiores a los costos es del 96.4%, para Bogotá 500 kV 99.1% y para la propuesta completa 100%.

De acuerdo con los análisis realizados, la Unidad de Planeación Minero Energética recomienda al Ministerio de Minas y Energía adoptar las siguientes obras de transmisión para ser desarrolladas mediante convocatorias públicas internacionales:

1. La línea de transmisión a 500 kV Bolívar - Copey - Ocaña – Primavera, con una longitud aproximada de 623 km, con sus correspondientes módulos de línea, bahías de compensación, reactores de línea y transformación 500/230 kV en las subestaciones Bolívar, Copey, Ocaña y Primavera. Los tramos de línea necesarios para reconfigurar uno de los circuitos Sabanalarga-Ternera en las líneas Bolívar – Ternera y Bolívar – Sabanalarga, con una longitud aproximada de 6 km. Los tramos de línea necesarios para reconfigurar la línea Cartagena – Sabanalarga en Cartagena - Bolívar y Bolívar – Sabanalarga, con una longitud aproximada de 6 km.

5 GCM: Guajira, Cesar y Magdalena



2. Los tramos de línea a 500 kV necesarios para reconfigurar uno de los circuitos San Carlos – Cerromatoso en las líneas San Carlos – Primavera y Cerromatoso - Primavera, con una longitud aproximada de 100 km, con sus correspondientes módulos de línea, bahías de compensación y reactores de línea en la subestación Primavera.
3. La línea de transmisión a 500 kV Primavera – Bacatá (denominada el Sol en el Plan Preliminar), con una longitud aproximada de 200 km, con sus correspondientes módulos de línea, bahías de compensación, reactores de línea y transformación 500/230 kV en la subestación Bacatá. Los tramos de línea necesarios para reconfigurar la línea doble circuito a 230 kV Torca – Noroeste en las líneas doble circuito Torca – Bacatá y Bacatá – Noroeste, con una longitud aproximada de 50 km. Compensación capacitiva de 75 MVAR a 230 kV en la subestación la Mesa.
4. La línea de transmisión a 230 kV Copey - Valledupar con una longitud aproximada de 80 km, con sus correspondientes módulos de línea en las subestaciones Copey y Valledupar.
5. De acuerdo con el estudio presentado por Transelca, y los análisis realizados por la Unidad, recomendamos realizar la reconfiguración de las subestaciones Ternera 220 kV de anillo a interruptor y medio y el cambio de algunos equipos de patio de la subestación Cartagena 220 kV.

Para la obtención de las estrategias de generación de energía eléctrica en el largo plazo, 2005 al 2015, fueron considerados diferentes escenarios de evolución para los recursos energéticos disponibles para la producción de electricidad. En el caso de la hidroelectricidad se ha considerado que antes del 2010 la inversión privada en el desarrollo de grandes proyectos de este tipo es de baja probabilidad y que la expansión se dará por la repotenciación de las unidades hidráulicas existentes.

La entrada de nuevos proyectos a gas natural dependerá principalmente de lo que ocurra con la disponibilidad y precio de este energético, para lo cual jugará un papel fundamental la liberación de los precios del gas a partir de septiembre del 2005, según se establece en la resolución CREG 057 de 1996, el éxito de nuevos hallazgos de gas natural y condensados en la Costa Atlántica y en los Llanos orientales y el desarrollo que alcance la interconexión gasífera en América Latina. La instalación de proyectos con base en carbón en el largo plazo dependerá del desarrollo de tecnologías más eficientes, con menos impactos ambientales y a precios comercialmente competitivos.

La combinación de los diferentes escenarios antes expuestos arrojó como resultado cuatro estrategias para la expansión de la generación. La primera de ellas supone la adición de 3376 MW, compuestos por 1300 MW a carbón y 2076 MW a gas. En la segunda estrategia se considera la incorporación al sistema de 3646 MW, conformados por 1420 MW hidráulicos, 1076 MW a gas natural y 1150 MW a carbón. La tercera estrategia asume la entrada de 3323 MW, todos a gas natural. En la última estrategia entran al sistema 3820 MW, de los cuales 1120 MW son hidráulicos y 2700 MW funcionarían con gas natural. Para el período comprendido entre el 2005 y el 2015 la Unidad presenta una visión de las posibles redes de transmisión objetivo hacia el final de la década, en función de la ubicación de las principales reservas de energéticos viables para la generación de electricidad y del crecimiento previsto para la demanda. Considerando que la expansión de la red de transmisión de energía eléctrica es determinada por las necesidades de los comercializadores y de los generadores, se considera que el sistema deberá estar en capacidad de brindar acceso al sistema de transmisión nacional en las principales ciudades del país, que en razón de su crecimiento económico y poblacional se constituyen en centros importantes de consumo de electricidad.

Seguramente para la segunda década del siglo XXI la expansión de la red estará determinada, además de los factores ya citados, por la integración de mercados regionales de energía. De esta forma el desarrollo



de las redes de transmisión estará marcado por la formulación de marcos regulatorios claros y coherentes entre los países, que facilite las interconexiones, la estabilización y el crecimiento económico de los países vecinos (Ecuador y Centroamérica) y la evolución de los precios relativos de la electricidad y del gas natural, así como los diferenciales de precio entre el recurso gasífero venezolano y el colombiano.





Plan de Expansión de Referencia 2000



Lo que ha ocurrido

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA



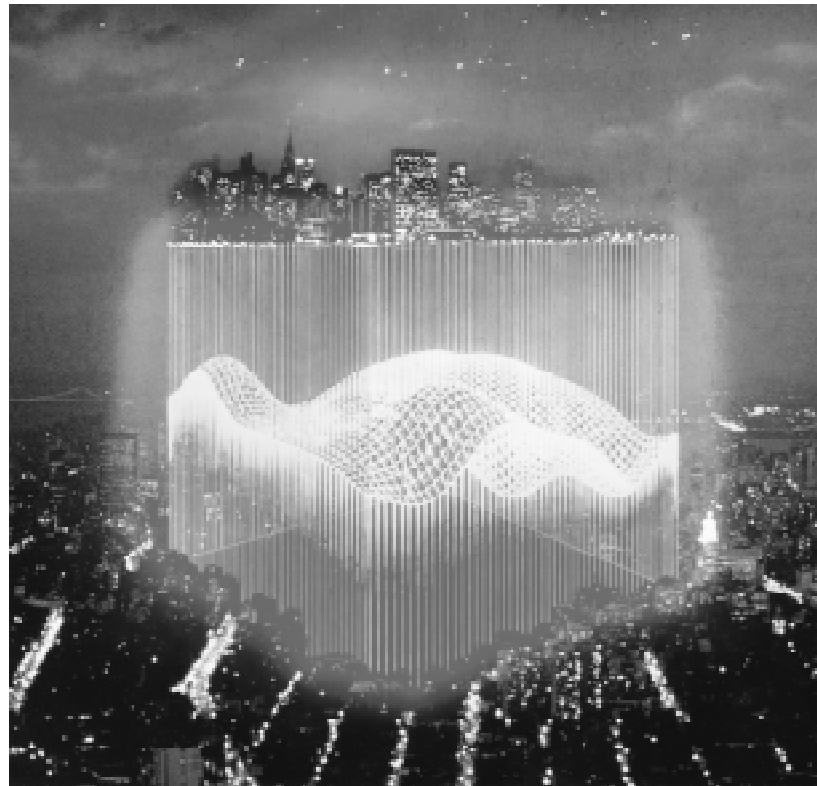
Indice





CAPITULO 1

Economía y Electricidad



Indice



.....ECONOMIA Y ELECTRICIDAD

El comportamiento reciente de la industria eléctrica en Colombia, como en la mayoría de países del mundo y de Latinoamérica, ha estado determinado por el proceso de transformación caracterizado por privilegiar los mecanismos de mercado, la descentralización de las decisiones y la creciente presencia de agentes privados en todos los eslabones de la cadena de abastecimiento.

En este sendero el proceso de expansión está cada vez más determinado por las expectativas sobre comportamiento de la economía nacional y la relación de esta con el entorno económico mundial.

En un mundo cada vez más globalizado la situación de un sector como el eléctrico debe ser vista tanto desde su evolución en el tiempo como frente al entorno que lo rodea. En esta sección se presenta una visión de la evolución de algunos indicadores del sector eléctrico a nivel internacional que permiten comparar la situación Colombiana en los últimos años.

Indicadores Económicos

En comparación con otros países Latinoamericanos Colombia muestra una evolución desfavorable de los principales indicadores económicos en los últimos años.

En la figura 1 se presenta el crecimiento anual del PIB desde 1995 al 2000⁶. Como puede apreciarse, 1999 fue un mal año no solo para nuestro país sino también para economías como Venezuela, Argentina y Chile, con una recesión más acentuada en Venezuela y Colombia. Dada la relación entre desempeño económico y consumo de energía, este hecho tuvo fuertes repercusiones en la demanda de energía eléctrica, la cual se contrajo aumentando el desbalance entre la oferta y la demanda.

⁶ Para el 2000 se presenta el crecimiento del primer trimestre.



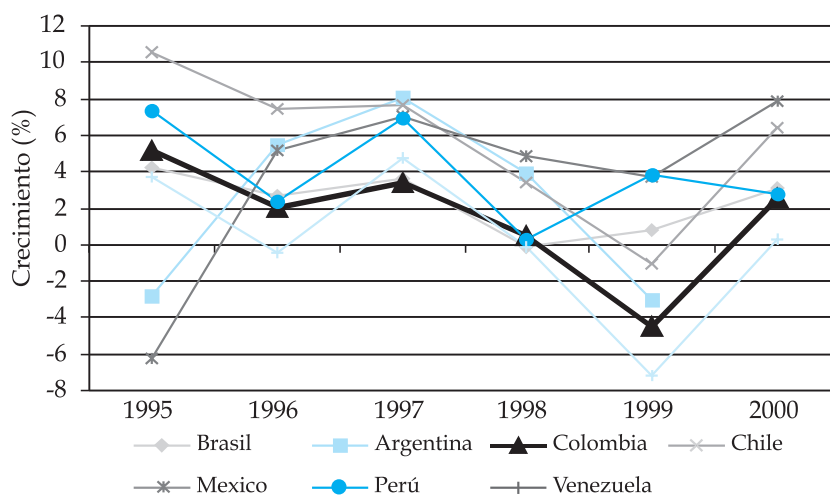
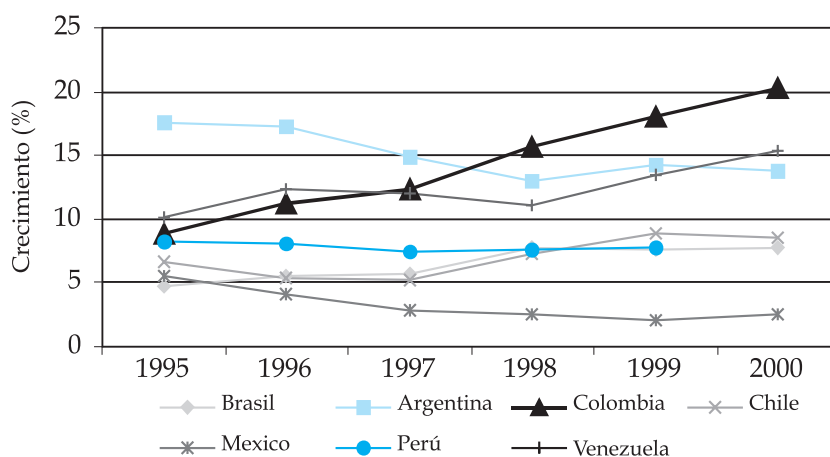


Figura 1

Una segunda variable que tiene implicaciones en la forma como crece la demanda de energía eléctrica es el desempleo, cuyo comportamiento para el mismo grupo de países Latinoamericanos se presenta en la figura 2. Es notoria la tendencia creciente de esta variable en comparación con otros países de América Latina.



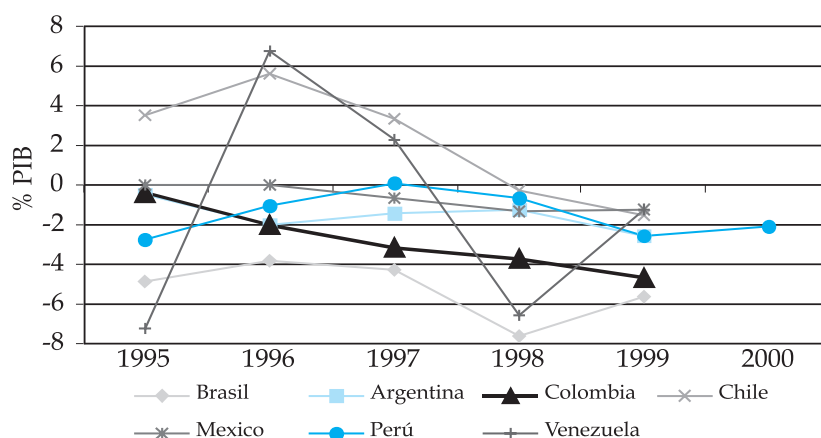
Fuente: LatinFocus

Figura 2. Desempleo

En la figura 3 se presenta la evolución de la balanza fiscal como porcentaje del PIB. Solamente Venezuela y Chile tuvieron años excedentarios para luego pasar también a una situación de déficit. Colombia ha mantenido la tendencia de aumento del déficit, a pesar de los ingresos por concepto de venta de activos estatales del sector eléctrico y de otros sectores durante 1996 y 1997.

La figura 4 muestra la evolución de la tasa de devaluación real. Dentro del grupo de países analizados podría decirse que Colombia posee un estado intermedio entre la alta variabilidad de Venezuela y Brasil y la relativa estabilidad de Argentina y Perú. Para el sector eléctrico esta variable tiene mucha importancia ya que es fundamental para atraer la inversión extranjera y por su efecto en los ingresos de los agentes



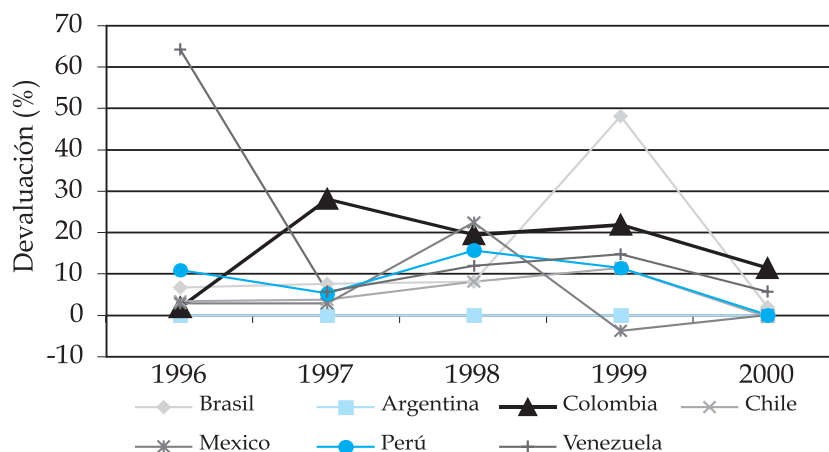


Fuente: LatinFocus

Figura 3. Balanza fiscal (porcentaje del PIB)

que realizaron inversiones en moneda extranjera. Adicionalmente, una parte de la estructura de costos se encuentra "dolarizada". Este es el caso del costo equivalente mediante el cual se recaudan los ingresos del cargo por capacidad (CERE), los precios del gas natural y los cargos por uso del STN.

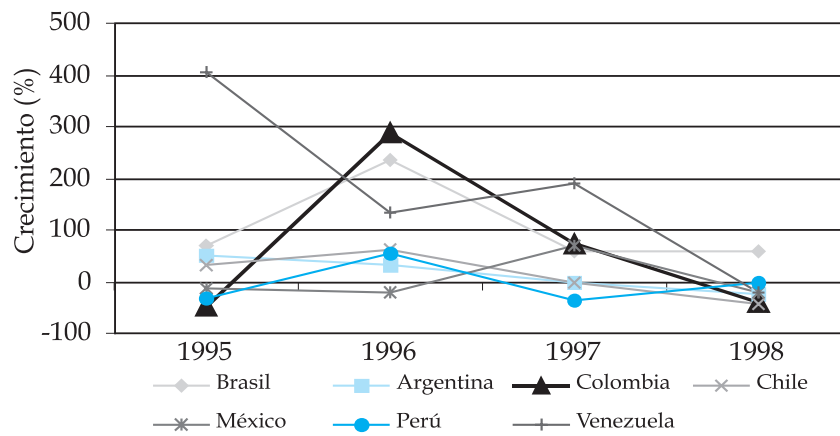
La variación de la inversión extranjera se muestra en la figura 5. Colombia y Brasil presentan un comportamiento similar con altos crecimientos en 1996 y 1997, años en los que Colombia privatizó parte de sus activos de generación y distribución. Recientemente esta variable ha tendido a estabilizarse, e incluso de manera desafortunada a caer. Se debe prestar atención a esta variable si se tiene en cuenta que los recursos para inversión son escasos y que hay una puja por ellos con los países vecinos.



Fuente: LatinFocus

Figura 4. Devaluación real





Fuente: LatinFocus

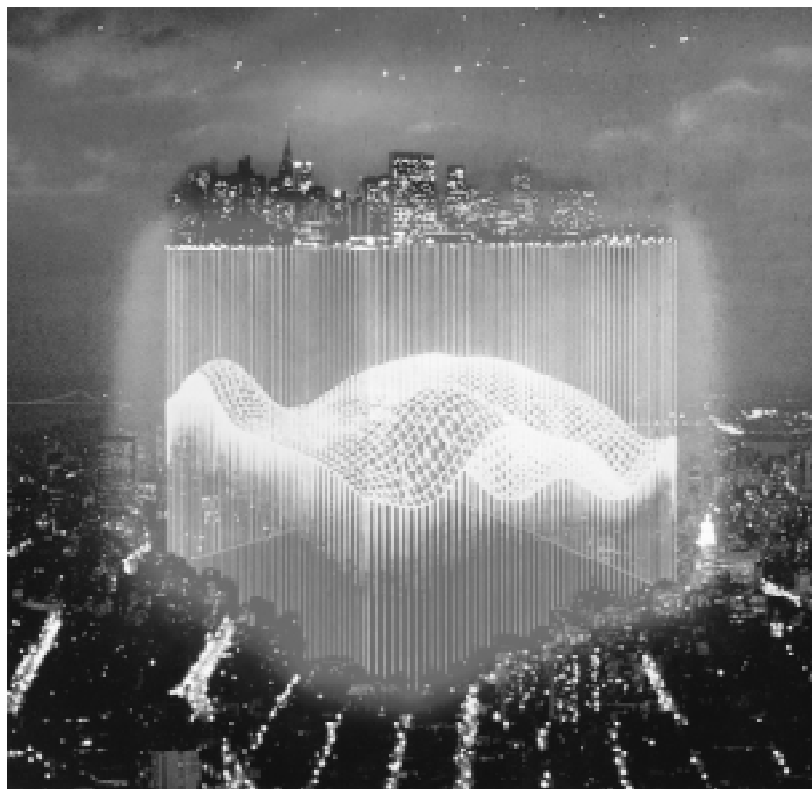
Figura 5. Variación de la inversión extranjera





CAPITULO 2

Evolución Reciente de la Demanda de Energía Eléctrica



.....EVOLUCIÓN RECIENTE DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Cobertura

En cumplimiento de lo establecido en la Ley, el servicio de energía eléctrica llega cada vez a más colombianos, la figura 6 presenta el nivel de cobertura para las distintas áreas del sistema interconectado. De la figura se aprecia cómo la cobertura ha venido aumentando, lo que indica que el servicio se viene expandiendo a una tasa superior a la del crecimiento poblacional.

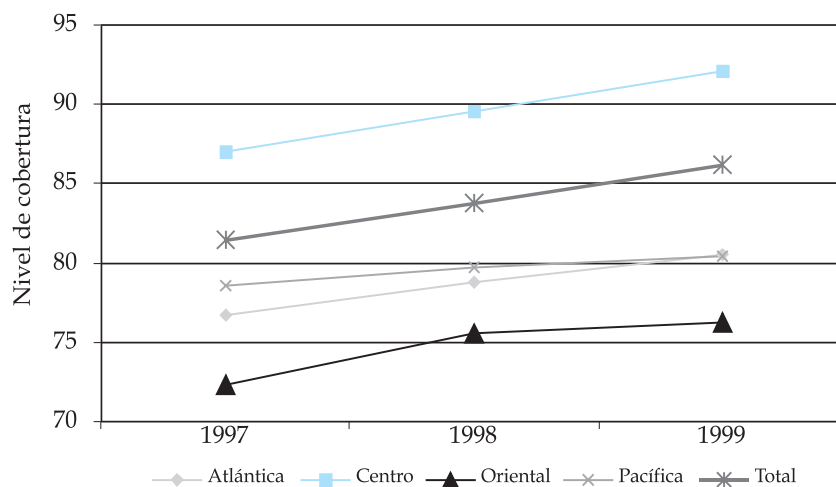


Figura 6. Cobertura del Sistema Interconectado Nacional

Demanda de Energía Eléctrica

El comportamiento de la demanda de energía eléctrica es similar al del PIB, tema que se presentó en la sección anterior. El crecimiento de la demanda se presenta en la figura 7, junto con los crecimientos de las ventas (consumo facturado) al usuario final y las pérdidas.

Durante 1999 la demanda de energía eléctrica fue de 41835.1 GWh, que comparada con la demanda de 1998 arroja una caída del 4.4%, la tasa más baja en la historia del Sistema Interconectado Nacional. Las causas de esta caída fueron la recesión económica y la sustitución de electricidad por gases combustibles.



Tal cómo ocurre con la demanda total, el comportamiento de las ventas tiene una fuerte relación con el desempeño de la economía. De la figura 7 puede apreciarse cómo la recesión de 1999 tuvo un fuerte impacto en el consumo facturado, registrando una caída superior al 6%. Además de los problemas económicos, la fuerte caída en las ventas también fue causada por la penetración de gases combustibles en sustitución de la energía eléctrica y por el aumento de las pérdidas negras (consumo no facturado).

En la figura 7 puede apreciarse que a pesar de los esfuerzos regulatorios y de control (vigilancia de la gestión de las empresas), no se ha logrado una disminución en las grandes pérdidas del sistema, las cuales continúan por encima del 20% de la demanda total. Peor aún, presentan crecimiento en algunos años. Llama la atención lo ocurrido en el último año, en el cual las pérdidas aumentaron en más de dos puntos y medio a pesar de la caída que tuvo la demanda⁷, lo cual se explica por el aumento de los consumos no facturados, producto de la disminución de los ingresos de los consumidores y del desempleo.

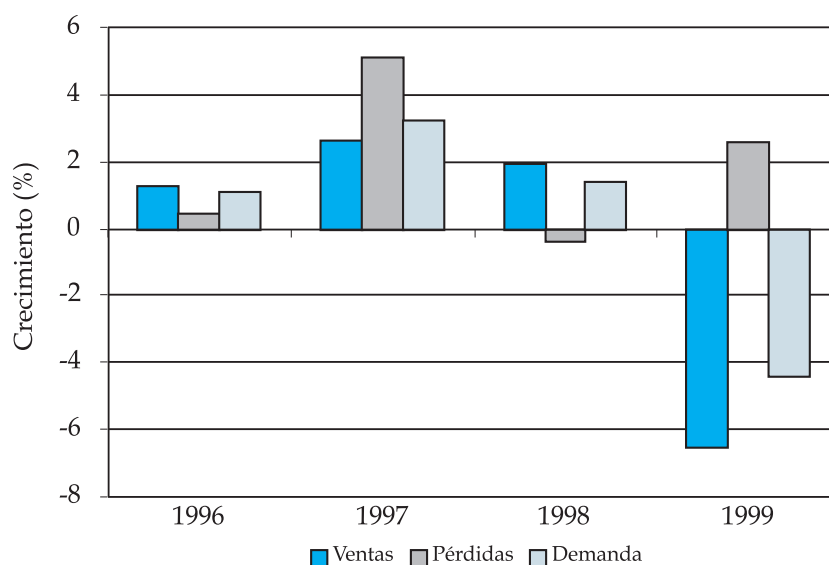


Figura 7. Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica

Ventas Sectoriales

El crecimiento de las ventas por sector de consumo se presenta en la figura 8. Para 1999 se tiene que las ventas en el sector industrial agravaron su caída pasando de -9.2% a -15.8% , indicador que ilustra la gravedad de la crisis económica sufrida por el país el año pasado. Sectores que venían presentando altas tasas de crecimiento como el residencial y el comercial también evidenciaron el impacto de la recesión, pasando a tener crecimientos de -4.5% y de apenas el 0.5% respectivamente; el caso residencial es reflejo del estancamiento del sector de la construcción y de la penetración del gas natural y el GLP para cocción y calentamiento de agua, mientras que la tasa comercial indica el estancamiento de dicho sector afectado también por la crisis económica y la sustitución de electricidad por gases combustibles.

⁷ Una disminución en la demanda hace que las pérdidas técnicas disminuyan de forma cuadrática.



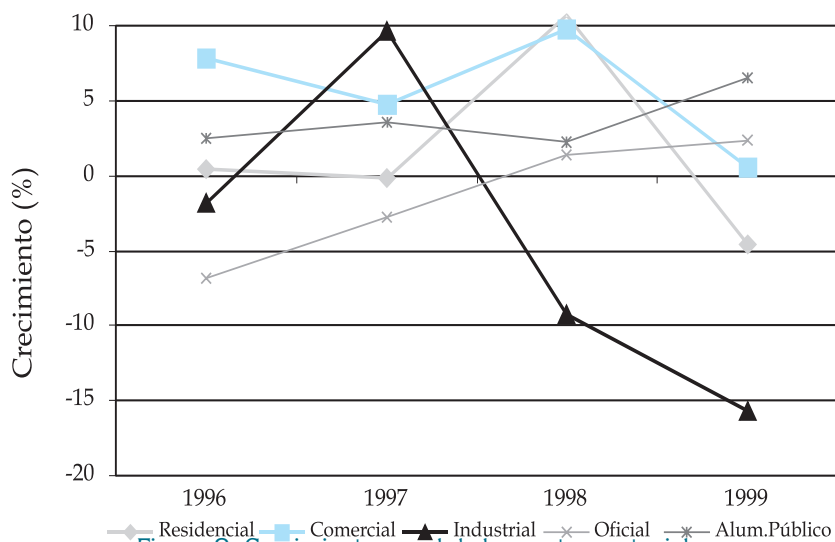


Figura 8. Crecimiento anual de las ventas sectoriales

Lo Que Ha Ocurrido en el 2000

El seguimiento⁸ a la demanda de energía eléctrica durante lo que va corrido del 2000 se presenta en la tabla 1. Se puede observar cómo desde mayo los meses han presentado un crecimiento positivo y cómo el crecimiento acumulado de los últimos doce meses ha dejado de ser negativo, señales de la recuperación del crecimiento de la demanda.

Mes	Últimos 12 meses	Acumulado	Mes a mes
Ene-00	-4.01%	-0.87%	-0.87%
Feb-00	-3.30%	1.19%	3.39%
Mar-00	-2.86%	0.75%	-0.08%
Abr-00	-2.54%	0.27%	-1.19%
May-00	-1.89%	0.67%	2.23%
Jun-00	-1.42%	0.88%	1.93%
Jul-00	-0.82%	0.94%	1.34%
Ago-00	-0.29%	1.08%	2.05%
Sep-00	0.23%	1.16%	1.78%

Tabla 1. Evolución de la demanda⁹

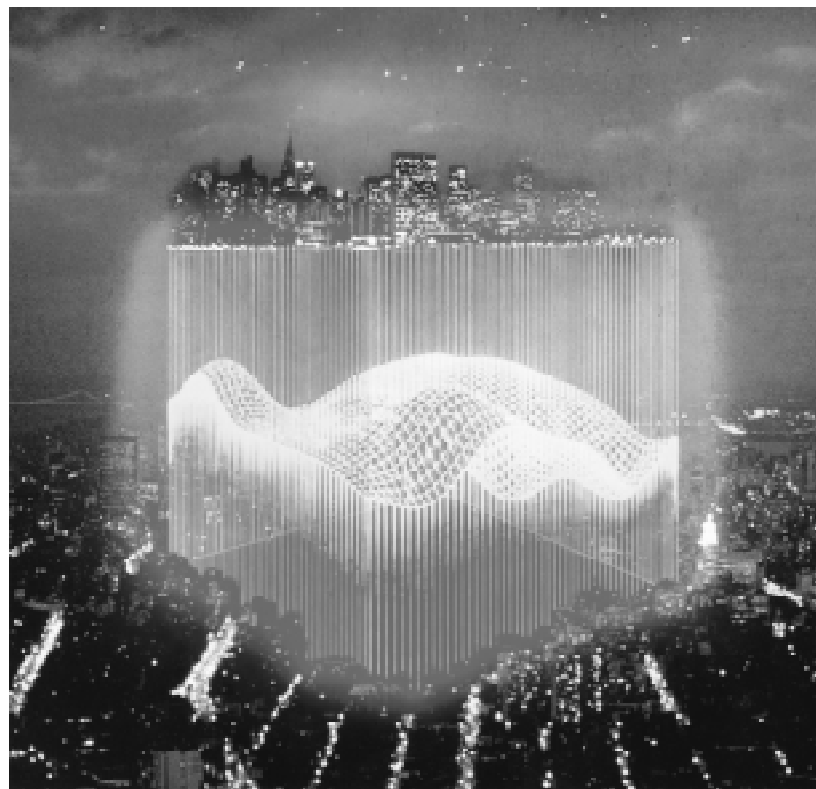
⁸ Fuente: Centro Nacional de Despacho

⁹ Demanda acumulada: la suma de la demanda desde enero hasta el mes en revisión, mes a mes: comparación del mes del 2000 contra el mismo mes de 1999.



CAPITULO 3

Evolución Reciente del Sector Eléctrico



Indice



.....EVOLUCIÓN RECIENTE DEL SECTOR ELÉCTRICO

Expansión de la Generación

Enmarcado dentro de los crecientes desarrollos de generación con gas natural en el ámbito mundial, Colombia ha logrado cumplir con el propósito de reducir su vulnerabilidad hidrológica, como se aprecia en la tabla 2, apartándose de la alta dependencia de la hidrología que tienen países como Brasil, para situarse dentro de un portafolio mejor balanceado; aunque, esto no representa una garantía total, tal y como lo demuestra la pasada experiencia de Chile, quien a pesar de contar con una composición hidrotérmica cercana al 50-50% tuvo que enfrentar problemas en el suministro de energía eléctrica derivados de una fuerte sequía.

Situaciones como la anterior, refuerzan la necesidad de explotar la complementariedad hidrológica que posee el continente suramericano y la posibilidad de su aprovechamiento mediante el uso de interconexiones internacionales, llevando a la realidad lo que hoy se plantea como idea de integración de los mercados a nivel internacional.

Por otro lado, la nueva composición hidrotérmica del país, que a mayo del 2000¹⁰ era de 31.2% térmico y 68.8% hidráulico, ofrece retos para el regulador, especialmente en lo relacionado con el desarrollo coherente y la coordinación de la operación de los sectores térmico e hidráulico. Específicamente se pueden citar la experiencia ocurrida durante el fenómeno del Niño 1997-1998, cuando la generación térmica llegó a suplir el 50% de la demanda, exigiendo una fuerte supervisión del Ministerio de Minas y Energía para el uso óptimo del gas natural, así como los inconvenientes que el manejo en el despacho de las inflexibilidades técnicas implica para los generadores térmicos.

¹⁰ Fuente: CND, Balance Mensual de Energía, mayo del 2000



País	Térmica	Hidráulica	Nuclear	Geotermia y otras
Canadá	28.80%	59.25%	11.90%	0.04%
Estados Unidos	72.28%	12.73%	12.81%	2.18%
Argentina	53.25%	42.08%	4.68%	0.00%
Brasil	8.41%	86.82%	1.05%	3.71%
Chile	48.94%	51.06%	0.00%	0.00%
Colombia	34.00%	66.00%	0.00%	0.00%
México	68.27%	26.33%	3.43%	1.97%
Perú	51.75%	48.25%	0.00%	0.00%
Venezuela	37.86%	62.14%	0.00%	0.00%
Francia	22.59%	19.18%	58.00%	0.23%
Alemania	73.81%	3.92%	20.37%	1.90%
España	55.16%	27.10%	16.68%	1.05%
Suecia	22.44%	47.58%	29.62%	0.36%
Reino Unido	79.09%	2.14%	18.57%	0.19%

Fuente: IEA

Tabla 2. Composición de la capacidad instalada (1998)

En la tabla 3 se presenta el crecimiento que ha tenido la capacidad instalada en el país desde 1995, en comparación con algunos países. De la misma se puede contrastar la dinámica de esta variable en los países en vía de desarrollo, en comparación con su comportamiento en los países con una menor dependencia entre el crecimiento económico y la demanda de energía. A junio del 2000 la capacidad instalada en el Sistema Interconectado Nacional era de 12259.9 MW.

País	1995	1996	1997	1998	1999
Canadá	4.95%	1.48%	1.24%	-3.67%	-
Estados Unidos	1.20%	0.72%	0.83%	0.34%	-
Argentina	5.96%	4.90%	1.89%	5.63%	-
Brasil	2.51%	2.42%	2.91%	2.62%	-
Chile	11.82%	8.36%	23.36%	3.34%	-
Colombia	3.88%	-0.09%	6.86%	8.14%	2.5%
México	9.62%	2.16%	4.90%	1.35%	-
Perú	0.00%	3.34%	2.46%	11.81%	-
Venezuela	0.00%	0.55%	8.88%	8.52%	-
Francia	-0.40%	0.37%	2.01%	2.85%	-
Alemania	1.86%	1.61%	-1.87%	-0.66%	-
España	1.78%	3.03%	2.28%	3.86%	-
Suecia	-0.91%	-2.50%	1.61%	0.66%	-
Reino Unido	-0.08%	1.53%	4.82%	-1.06%	-

Fuente: IEA

Tabla 3. Crecimiento de la capacidad instalada

Costos y Precios

En esta sección se presenta de manera resumida el comportamiento de las principales componentes que constituyen el costo al usuario final. En la figura 9 se presentan en pesos de 1999 los precios de bolsa y contratos, pudiendo apreciarse claramente el efecto que tuvo el mecanismo de intervención de embalses en eventos secos en el precio de la bolsa. La tendencia del precio de los contratos muestra cómo estos han



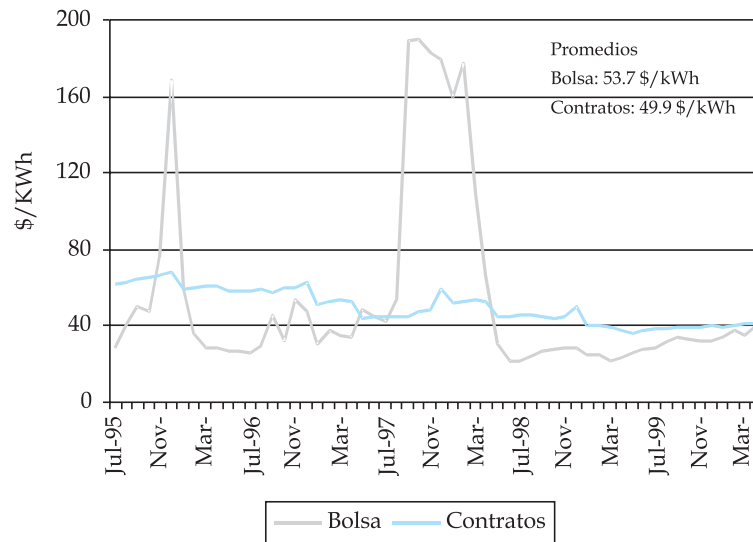


Figura 9. Precios de bolsa y contratos (\$ de 1999)

En la figura 10 se presenta la composición del precio de la energía eléctrica en el mercado mayorista. Nuevamente se observa el efecto de los incrementos en el precio de la bolsa por efecto de la intervención del precio de los embalses, apreciándose igualmente la importancia relativa del valor de las restricciones, las cuales en promedio alcanzan una participación del 7% en el costo de la energía.

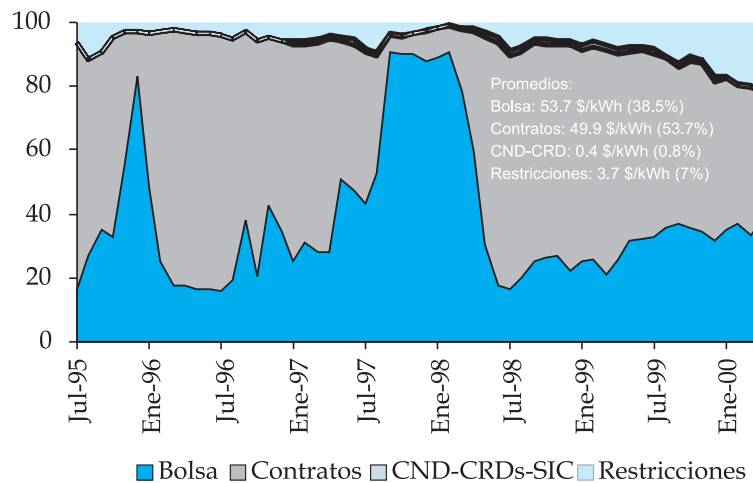


Figura 10. Composición del precio de la energía en el mercado mayorista

La generación de seguridad cubrió en promedio el 11.5% de la demanda mensual en los años 1996 a 1999, tal y como se aprecia en la figura 11. En la misma figura se presenta también el costo promedio mensual de las restricciones, pudiendo apreciarse la gran volatilidad de ésta variable, así como el fuerte aumento que ha tenido recientemente, debido a los atentados que se han perpetrado contra la infraestructura eléctrica del país. El valor promedio de la generación mensual de seguridad entre 1996 y 1999 fue de 48 \$/kWh.



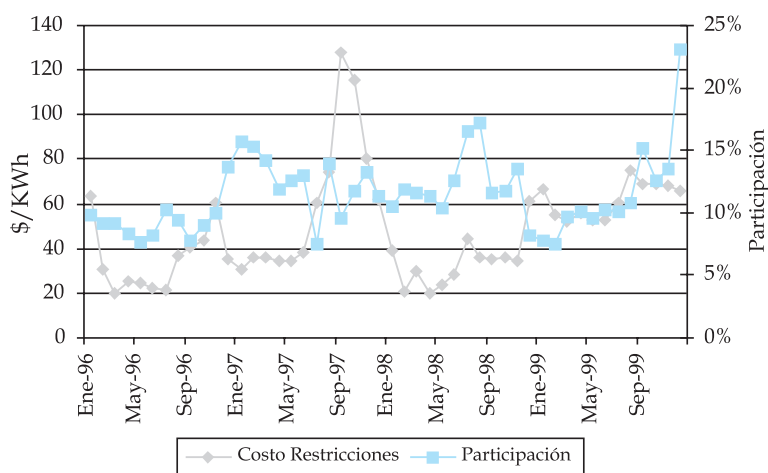


Figura 11. Costo promedio de la generación de seguridad y su participación en la demanda

La comparación del precio de la energía eléctrica en Colombia con la de otros países, para el sector productivo y para los usuarios residenciales, se presenta en las tablas 4 y 5 respectivamente.

Según lo consignado en la tabla 4, el precio a la industria en Colombia tiene un nivel de muy baja competitividad con respecto al de otros países, siendo el más alto en 1997 y 1998.

País	1996	1997	1998
Francia	0.057	0.049	-
Alemania	0.086	0.072	-
México	0.038	0.048	-
España	0.08	0.064	-
Suecia	0.045	0.034	-
Estados Unidos	0.046	0.044	0.04
Reino Unido	0.065	0.065	-
Argentina	-	0.081	0.079
Brasil	0.079	0.082	-
Chile	-	0.075	0.07
Colombia	-	0.088	0.08
Perú	-	0.056	0.052
Venezuela	0.061	0.033	-

Fuente: IEA

Tabla 4. Tarifa para el sector industrial (US\$/kWh)

La tabla 5 muestra cómo la tarifa al usuario residencial en Colombia es de las más bajas si se le compara con la de otros países. Teniendo en cuenta que el costo unitario es muy superior a la tarifa promedio se puede concluir que la causa de esto es debida a los subsidios que se mantienen para los estratos 1 al 3. Estos precios por debajo de los costos constituyen una señal equivocada para el uso eficiente de los energéticos.

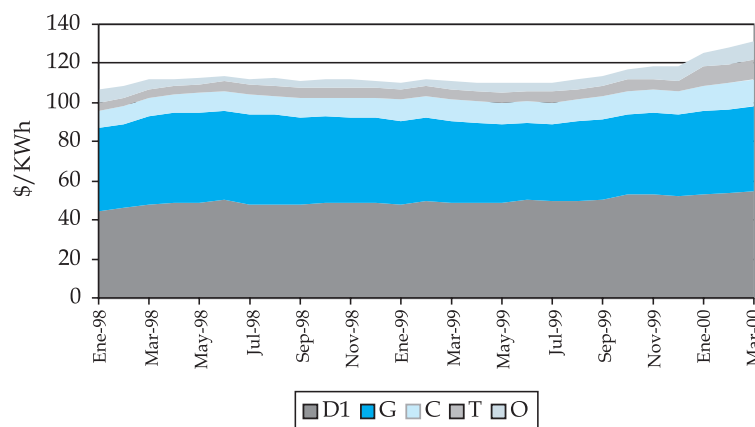


País	1996	1997	1998
Francia	0.164	0.134	-
Alemania	0.18	0.161	-
México	0.048	0.055	-
España	0.19	0.163	-
Suecia	0.11	0.101	-
Estados Unidos	0.084	0.085	0.082
Reino Unido	0.125	0.125	0.121
Argentina	-	0.111	0.139
Brasil	0.142	0.146	-
Chile	-	0.133	0.121
Colombia	-	0.044	0.04
Perú	-	0.146	0.138
Venezuela	0.031	0.017	-

Fuente: IEA

Tabla 5. Tarifa para el sector residencial (US\$/kWh)

La figura 12 presenta la evolución del costo unitario¹¹ –CU- desagregado en sus componentes¹², en la cual se observa que los factores que más pesan en el precio al usuario final son la distribución y la generación. Puede apreciarse igualmente la gran estabilidad en los precios entre marzo de 1988 y septiembre de 1999, mientras que el incremento de comienzos de 1998 se debió fundamentalmente al fenómeno del Niño 1997 – 1998. Durante los primeros meses del 2000 se presentó un aumento en la componente de transmisión, debido a la transición hacia el pago total de los cargos por uso del STN por parte de los comercializadores y en la variable Otros, por los sobrecostos ocasionados por los desafortunados ataques terroristas a la infraestructura eléctrica.

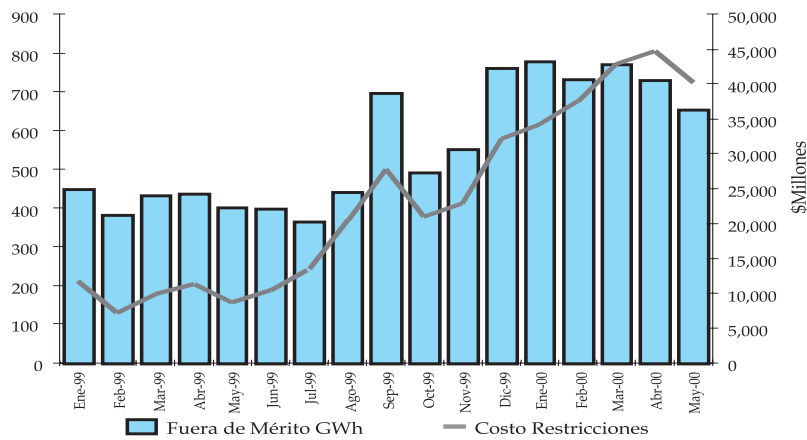


En las figuras 13 a 15 se presenta la evolución histórica de las restricciones para diferentes regiones del país, en estas se observa que el área Caribe es la que posee un mayor nivel de generaciones de seguridad.

11 De acuerdo con la Fórmula Tarifaria vigente el CU es la base para el establecimiento de las tarifas a los usuarios regulados, básicamente la tarifa se deriva de la aplicación de un factor de contribución o subsidio al CU según el tipo de usuario final.

12 D1 es el precio promedio de distribución para el nivel I de tensión, G es el precio promedio de generación, C es el precio promedio de comercialización, T el de transmisión y O el de otros.





Fuente: Centro Nacional de Despacho

Figura 13. Evolución de las restricciones en el norte del país

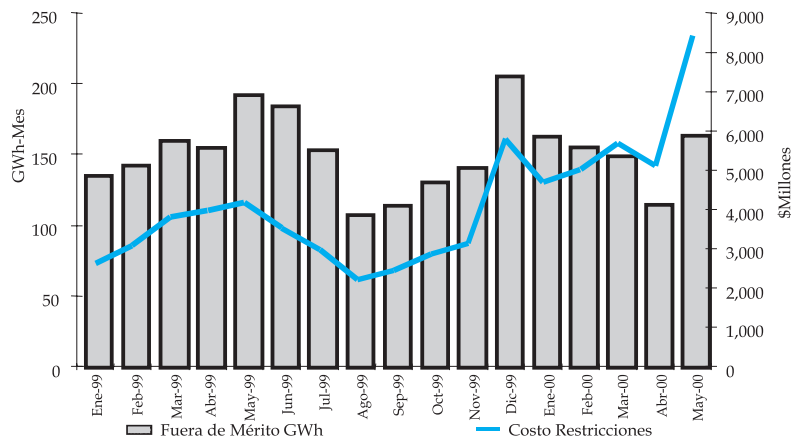


Figura 14. Evolución de las restricciones en el interior del país

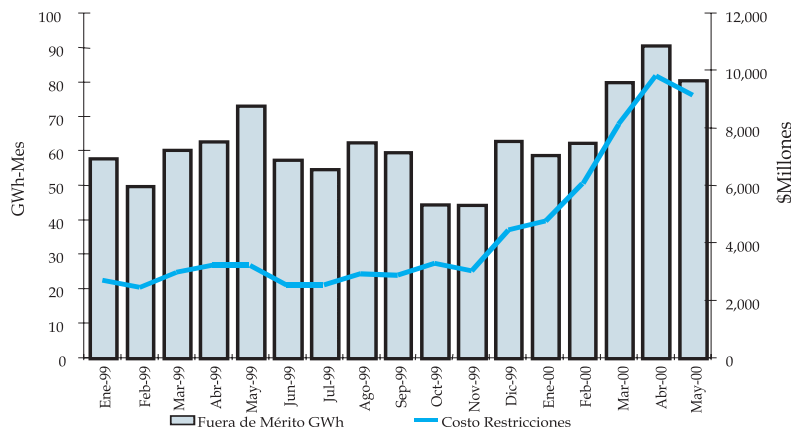


Figura 15. Evolución de las restricciones en la cordillera oriental



Expansión del Sistema de Transmisión

Desde que se estableció el mecanismo de convocatorias públicas internacionales para la ejecución de proyectos de expansión del Sistema de Transmisión Nacional (res. CREG 051 de 1998 y 004 de 1999) y como consecuencia del encargo del Ministerio de Minas y Energía –MME- a la UPME para el desarrollo de dichas actividades (res. MME 80412 de 1999), se han realizado dos convocatorias:

- El 31 de marzo de 1999, la Unidad abrió el proceso para la Convocatoria Pública Internacional UPME-01-99 para la ejecución del proyecto Línea 230 kV Primavera-Guatiguará-Tasajero. Los documentos de selección fueron adquiridos por doce firmas, de las cuales dos presentaron oferta, a saber: Interconexión Eléctrica S.A. –ISA- y el consorcio ODINSA y Otros. El proyecto fue adjudicado a ISA en audiencia pública realizada el 3 de noviembre de 1999 y continuada el 10 de noviembre de 1999.
- El 8 de mayo de 1999, la Unidad abrió el proceso para la Convocatoria Pública Internacional UPME-02-99 para la ejecución del proyecto Línea 230 kV Cartagena-Sabanalarga. Los documentos de selección fueron adquiridos por nueve firmas, de las cuáles dos presentaron oferta: ISA y el consorcio ODINSA y Otros. Este proyecto fue adjudicado a ISA el 30 de noviembre de 1999, cumpliendo con el procedimiento previsto para el efecto.

En la actualidad se desarrollan estas obras de conformidad con los requerimientos del Plan de Calidad de ISA, el Código de Redes y los cronogramas presentados por ISA. A finales de agosto el estado de avance de la línea 230 kV Primavera-Guatiguará-Tasajero era del 39.2% y el avance de la línea 230 kV Cartagena-Sabanalarga era aproximadamente del 21.5%.

Marco Regulatorio 1999 al 2000

Marco Regulatorio 1999 al 2000

Durante los últimos años las modificaciones al marco regulatorio han estado encaminadas a garantizar la sostenibilidad del esquema de mercado, así como a modificar algunas de las reglas que habían sido establecidas en un principio como transitorias. Un indicador que puede ilustrar lo anterior es el número de resoluciones expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- en un periodo determinado, la figura 16 presenta este indicador en donde se aprecia la notable reducción en la tendencia del número de resoluciones por año. Sin embargo, lo anterior no quiere decir que no se deban esperar cambios importantes en el marco regulatorio; por el contrario, la CREG está llevando a cabo estudios para modificar las reglas de asignación del Cargo por Capacidad, para establecer la metodología de conexión profunda en la conexión de nuevos activos al STN y para introducir mecanismos de opciones financieras, elementos que sin duda modificarán sustancialmente las condiciones en el mercado eléctrico colombiano.

Algunos de los cambios más relevantes para el sector eléctrico en el año 1999 y en lo que va corrido del presente año han sido (ver anexo 2):

- Modificación del procedimiento para la definición del Plan de Expansión de Referencia del Sistema de Transmisión Nacional –STN-, pasando a un mecanismo de concertación con los agentes. La presente revisión del Plan es la tercera que se realiza bajo esta nueva modalidad. Cabe advertir que de las dos anteriores revisiones surgieron dos convocatorias públicas internacionales cuyas obras ya se encuentran en ejecución (Res. CREG 04 y 45 de 1999 y 51 de 1998).



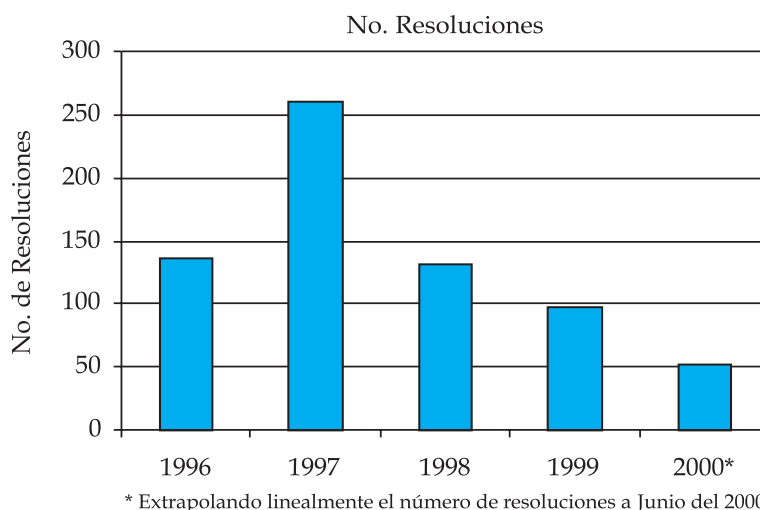


Figura 16. Número de resoluciones emitidas por la CREG por año

- Adopción de una metodología para establecer los costos unitarios de las unidades constructivas del STN (Res. CREG 26 de 1999).
- Modificación de la metodología de cálculo y aplicación de los cargos por uso del STN. Dentro de los cambios más importantes en esta materia están: el establecimiento de un cargo estampilla a nivel nacional, la introducción del concepto de conexión profunda para las nuevas instalaciones y el pago de un porcentaje superior al 50% de los cargos por uso por parte de los comercializadores, esto último con un impacto tarifario importante en los usuarios regulados (Res. CREG 43 de 1999).
- Variación de la metodología para el suministro de la información base para el cálculo de la capacidad remunerable teórica del cargo por capacidad –CRT-. Esta medida tuvo un fuerte impacto en la tendencia que venía presentando la CRT en años pasados, especialmente en las plantas que funcionan con carbón (Res. CREG 47 de 1999).
- Establecimiento del Reglamento Unico de Transporte de Gas Natural – RUT-. Esta herramienta permitirá efectuar una mejor coordinación de la operación de los sectores gas natural y energía eléctrica (Res. CREG 71 de 1999).
- Modificación de la metodología para la identificación y clasificación de las restricciones y generaciones de seguridad del STN. Se espera que este cambio redunde en el aumento de las señales para la expansión del STN (Res. CREG 62 de 2000).
- Revisión y modificación de la asignación del costo asociado a las generaciones de seguridad del STN. Por un lado, se pretende diferenciar la remuneración de las plantas que suplen la generación de seguridad al margen del mercado, evitando posibles abusos de posición dominante. Por el otro, se transfiere la señal del sobrecosto totalmente a los comercializadores, con un impacto tarifario en los usuarios regulados (Res. CREG 63 de 2000).
- Establecimiento de los criterios generales para determinar la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema de Transporte Nacional de Gas (Res. CREG 01 del 2000).



- Definición de nuevos precios máximos de gas en punto de entrada al sistema. Esta medida constituye una señal importante para el sector eléctrico debido a la importancia de la generación térmica a gas natural (Res. CREG 23 del 2000).

Vinculación de Capital Privado

Uno de los objetivos que ha perseguido la reestructuración del sector eléctrico es el de vincular capital privado en las diferentes actividades, como un mecanismo para obtener los recursos necesarios para la expansión del sistema y para su adecuada operación. Las figuras 17 y 18 comparan la participación privada en las actividades de generación y distribución en 1999, con la registrada en 1994. En ellas se puede apreciar el notable crecimiento de dicha participación.

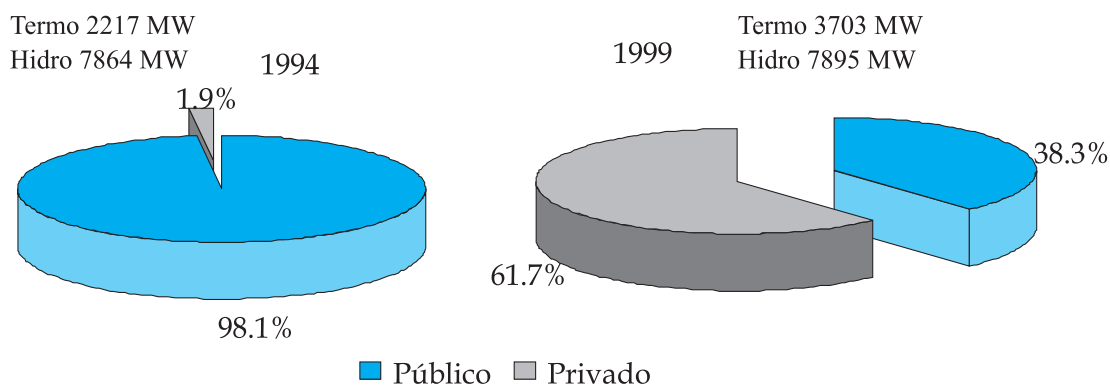


Figura 17. Participación privada en generación

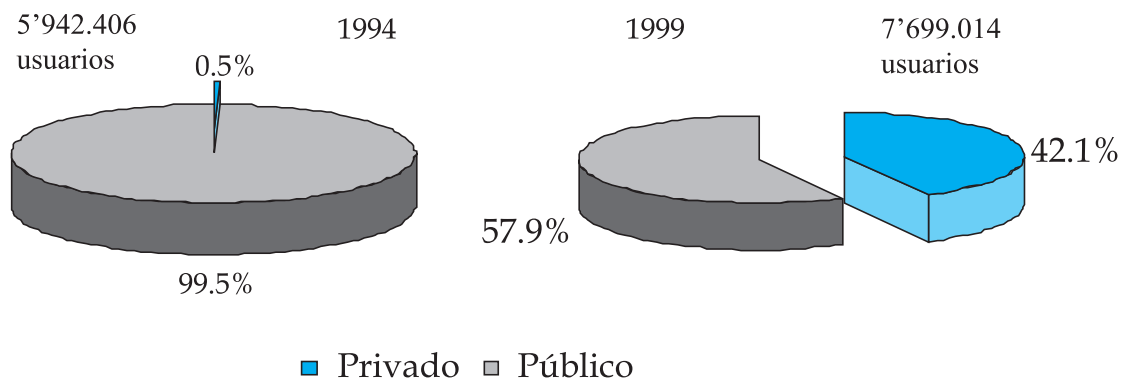


Figura 18. Participación privada en distribución

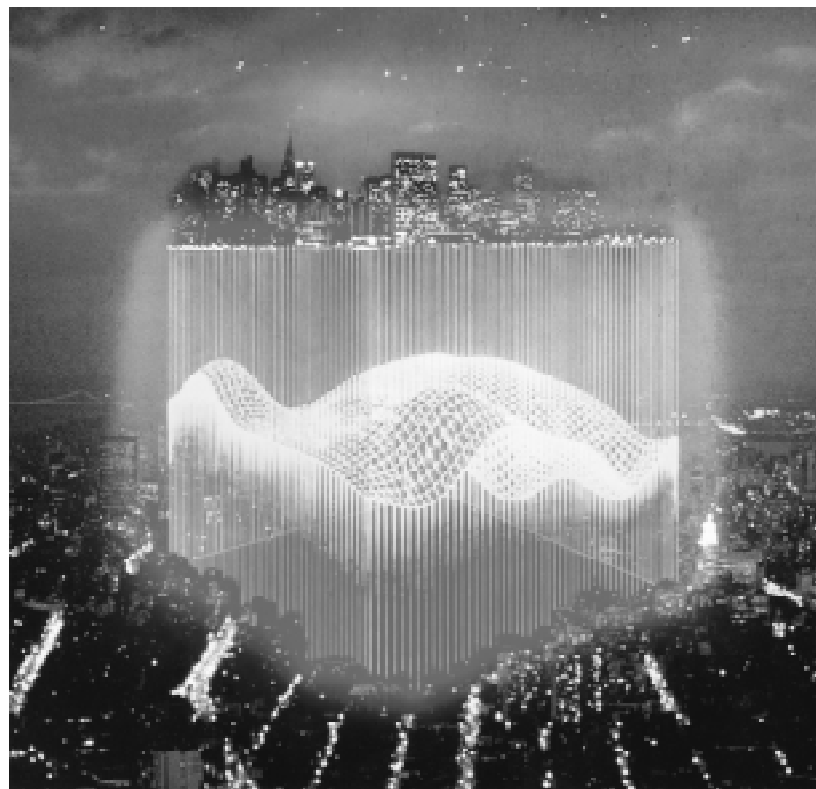






CAPITULO 4

El Sector Eléctrico en el Ambito Internacional



Indice



.....EL SECTOR ELÉCTRICO EN EL AMBITO INTERNACIONAL

Es indudable que el desarrollo futuro del sector eléctrico colombiano dependerá en una fuerte medida de lo que ocurra en el ámbito internacional. Basta con observar el impacto que ha tenido en nuestro país el desarrollo de la tecnología de turbo-generación a gas. Lo que suceda en el mundo en relación con tecnología, economía y medio ambiente será factor preponderante para el desarrollo del sector.

Al pensar en los combustibles, tanto para la generación como para la sustitución de la electricidad, se debe tener en cuenta que la composición de la canasta energética a nivel mundial estará fuertemente influenciada por las consideraciones ambientales, por lo que un reto para el sector energético lo constituirá la sustitución del uso del carbón. Para el 2050 el World Energy Council espera que por lo menos siete fuentes diferentes suplan los requerimientos energéticos, con participaciones que en ningún caso superaran el 30%, tal y como lo ilustra la figura 19.

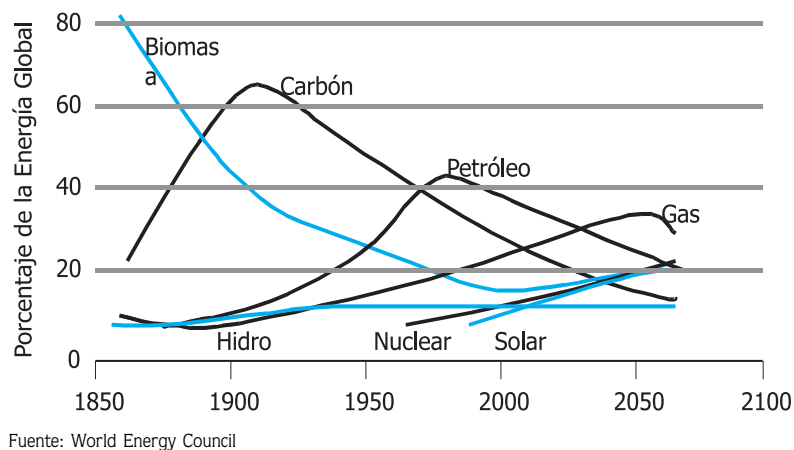


Figura 19. Participación de los energéticos a nivel mundial

Crecimiento del Consumo

Tanto la demanda eléctrica como la inversión en nueva infraestructura de suministro se han visto estimuladas desde 1999 por la recuperación económica de EE UU y de Europa. Hacia el futuro el crecimiento esperado en la generación de la electricidad va a depender de los avances que se hagan para llevarle esta forma de energía a una mayor parte de la población del globo y de la manera como esto se haga. Una forma de establecer cómo será el crecimiento de la demanda es observar el crecimiento de la población. La



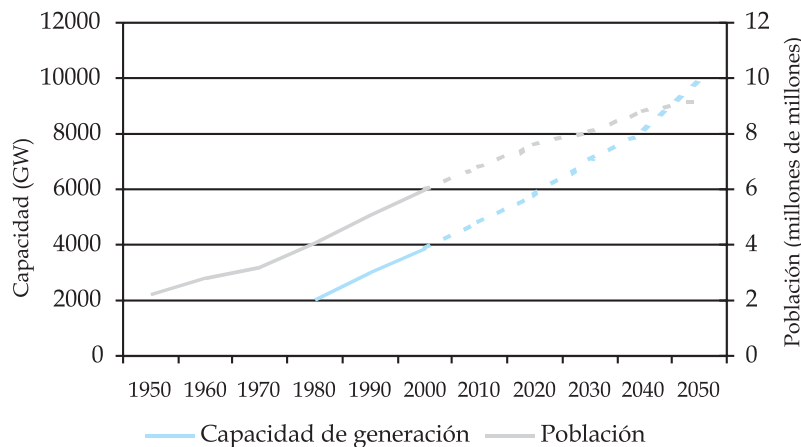
población mundial puede alcanzar los 10 mil millones de personas para el 2050 y atender sus requerimientos energéticos al tiempo que se preserva el medio ambiente, constituye un enorme reto tecnológico para el sector energético¹. En este sentido, se pronostica que los países en desarrollo de Asia y América Latina liderarán los incrementos en el uso de la energía eléctrica, con tasas de crecimiento en el consumo de 4.6% anual para los primeros y 4.2% para los últimos, así como se muestra en la tabla 6. La razón de estos incrementos radica en el crecimiento esperado de la población, extensión del servicio y la industrialización.

Regiones	Histórico		Proyecciones				Tasa Cr. % / año
	1990	1997	2005	2010	2015	2020	
Países Industriales	6353	7287	8252	8960	9628	10255	1.5
Europa Oriental y Antigua Unión Soviética	1906	1484	1550	1720	1873	2115	1.6
Países en Desarrollo Asia	1260	2103	3071	3899	4707	5957	4.6
Países en Desarrollo Centro y Sur América	448	624	875	1092	1272	1619	4.2
Otros Países en Desarrollo	557	762	965	1155	1348	1628	4.1
Total Mundial	10524	12260	14713	16826	18828	21574	2.5

Fuente: EIA, International Energy Outlook 2000

Tabla 6. Consumo Mundial de Electricidad por Regiones 1990-2020 (TWh)

En la figura 20 se compara el crecimiento esperado de la población en el mundo con la capacidad de generación que se requeriría instalar para atender sus necesidades de electricidad.



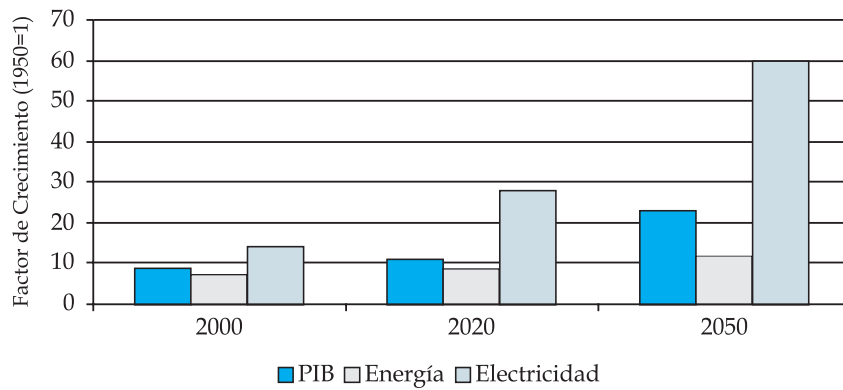
Fuente: EPRI

Figura 20. Capacidad de generación y población a nivel mundial

En el caso de Centro y Sur América el crecimiento acelerado de consumo de electricidad se va a dar especialmente en Brasil, con una tasa de 4.9% anual. Se espera que la participación de recursos renovables en el mercado eléctrico, especialmente la generación hidráulica, disminuya de 77% en la actualidad a 54% en el 2020, mientras que aumenta la generación a gas de 11% en la actualidad a 34% en el 2020.

Según algunos escenarios planteados para el futuro por el World Energy Council y el International Institute for Applied Systems Analysis –IIASA– el uso global de la electricidad jalonará el crecimiento económico al tiempo que, debido a su alta eficiencia, disminuirá el crecimiento de la demanda de energía primaria, tal y como se aprecia en la figura 21.

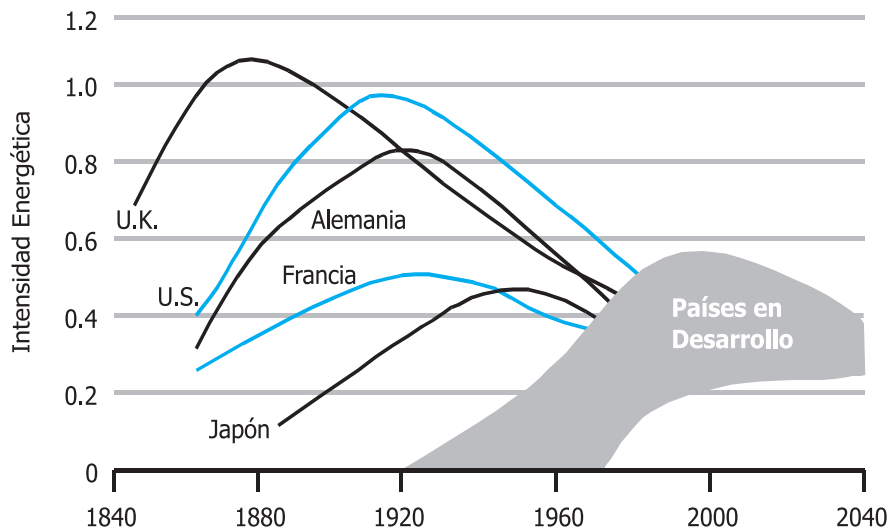




Fuente: World Energy Council

Figura 21. Producto Interno Bruto, energía y electricidad

Finalmente, según se muestra en la figura 22, una adecuada respuesta al desafío tecnológico que representa la atención futura de las necesidades energéticas de la población, podría permitir que los países en vía de desarrollo superen o eviten los senderos tecnológicos menos eficientes empleados históricamente por las naciones hoy desarrolladas.



Fuente: Scientific American

Figura 22. Intensidad energética (Energía / PIB)

Globalización e Inversión Privada

En la última década aparecen y se consolidan las empresas multinacionales dedicadas al negocio eléctrico. En efecto, a tiempo que los gobiernos a través de la regulación han estado desintegrando y privatizando los monopolios eléctricos estatales para promover la competencia, muchas empresas eléctricas se han globalizado e integrado internacionalmente, a través de fusiones, adquisiciones, asociaciones y alianzas



estratégicas. Varias de ellas han extendido su actividad a la producción y suministro de gas natural, otras se han especializado solo en transmisión y distribución o en generación, y varias mas han extendido sus negocios a la adquisición de intereses en telecomunicaciones, agua y otras industrias diferentes a la energía.

De las nuevas instituciones producto de la transformación estructural de los sectores eléctricos se tienen las Bolsas de Energía, como vehículos para facilitar las transacciones y la formación del precio en el mercado. En un reciente estudio del BID¹³, se analiza la experiencia del funcionamiento de los diferentes modelos de bolsas y se concluye que ha sido fundamental el papel que ellas han representado para el desarrollo del mercado competitivo en electricidad.

El flujo de capital privado hacia proyectos eléctricos en países en desarrollo ha sido superior a los US\$ 142 mil millones desde 1990. Por regiones, América Latina ha sido la más agresiva en privatización de activos eléctricos, mientras que Asia ha preferido limitar la inversión extranjera a la participación en construcción de nuevos proyectos. Estos movimientos de inversión en el sector eléctrico ocurren también entre países desarrollados.

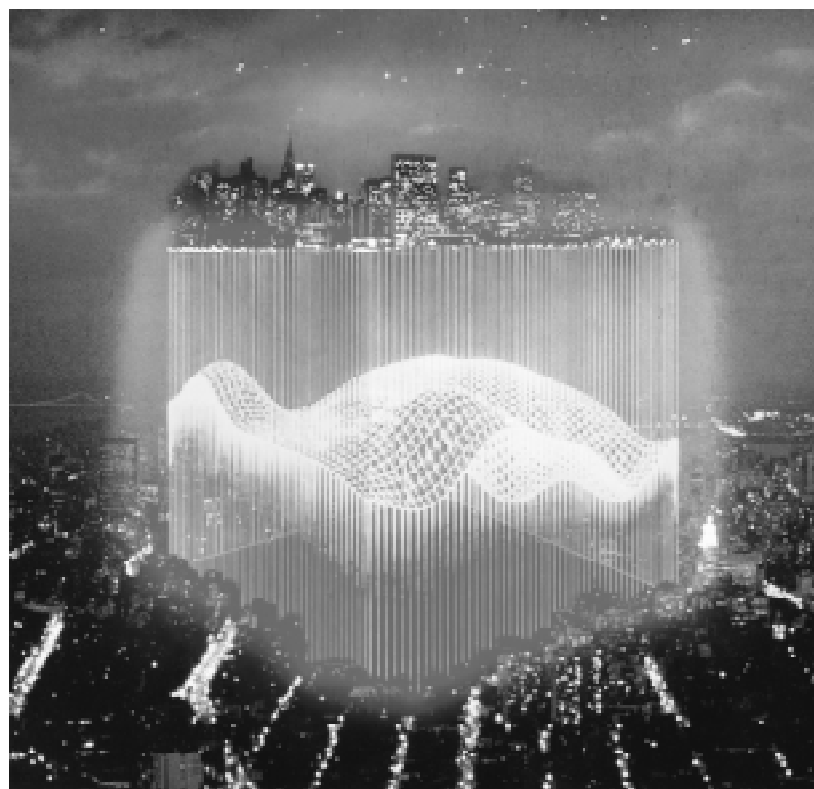
13 Millan J., La Segunda Generación de Bolsas de Energía: Lecciones para América Latina, BID, abril 2000





CAPITULO 5

Escenarios de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica



Indice



.....ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Proyecciones de la Demanda de Energía Eléctrica

En la figura 23 se presenta el rango constituido por los escenarios de sustitución de energía eléctrica por gases combustibles que fueron utilizados en la construcción de la proyección de demanda de energía eléctrica.

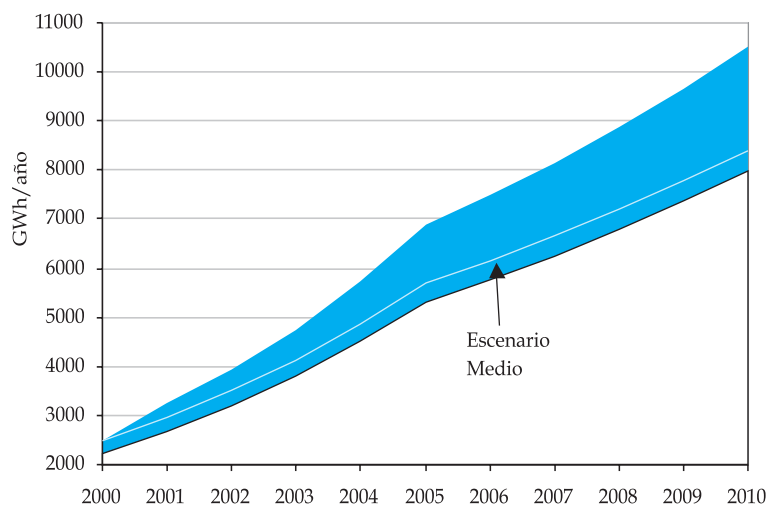


Figura 23. Rango de sustitución de energía eléctrica por gas combustible

Escenario Bajo

- Crecimiento del PIB:

Año	Crecimiento del PIB
2000	2.5%
2001	3.5%
2002	4.0%
Largo Plazo	4.0%

Tabla 7. Escenario bajo de crecimiento del PIB



- Programas de Sustitución de Energéticos y Uso Eficiente de Energía:
Penetración del Plan de Masificación de Gas con el 90% de las expectativas planteadas por las empresas comercializadoras de gas en los Planes de Gestión y Resultados –PGR- y penetración baja del programa de bombillería eficiente en el corto plazo.
- Pérdidas:
Leve retraso en el cumplimiento de los planes de reducción de pérdidas presentados por las empresas en los PGR de 1999.

Escenario Medio

- Crecimiento del PIB:

Año	Crecimiento del PIB
2000	3.0%
2001	4.2%
2002	5.1%
Largo Plazo	4.5%

Tabla 8. Escenario medio de crecimiento del PIB

- Programas de Sustitución de Energéticos y Uso Eficiente de Energía:
SUSTITUCIÓN DE ELECTRICIDAD POR GAS NATURAL SEGÚN LAS SIMULACIONES HECHAS EN EL LEAP¹⁴ (Long-range Energy Alternatives Planning System) afectadas por el 90% y penetración muy baja del programa de bombillos más eficientes.
- Pérdidas:
Ponderación, considerando un atraso, de los indicadores de pérdidas presentados por las empresas en los PGR¹⁵ de 1999.

Escenario Alto

- Crecimiento del PIB:

Año	Crecimiento del PIB
2000	3.5%
2001	4.2%
2002	5.1%
Largo Plazo	5.0%

Tabla 9. Escenario alto de crecimiento del PIB

- Programas de Sustitución de Energéticos y Uso Eficiente de Energía:
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. Penetración muy baja del programa de bombillería eficiente en el corto plazo.

¹⁴ En este modelo analítico se integran los programas de sustitución de los diferentes energéticos que componen la canasta energética nacional.
¹⁵ PGR: Plan de Gestión y Resultados.



- Pérdidas:
Retraso en los planes de reducción de las pérdidas de las empresas, presentados en 1999 en los PGR.

Con estos supuestos se construyeron los escenarios de proyección para el periodo 2000-2010 que se indican en la tabla 10. En la figura 24 se muestra el túnel de proyección compuesto por los escenarios de demanda de energía eléctrica hasta el 2015.

Año	ALTO		MEDIO		BAJO	
	GWh	Tasa	GWh	Tasa	GWh	Tasa
1999	41866		41866		41866	
2000	43291	3.4%	42946	2.6%	42638	1.8%
2001	45092	4.2%	44724	4.1%	43549	2.1%
2002	47474	5.3%	47146	5.4%	45032	3.4%
2003	49953	5.2%	49238	4.4%	46469	3.2%
2004	52525	5.1%	51377	4.3%	47825	2.9%
2005	55183	5.1%	53551	4.2%	49053	2.6%
2006	58534	6.1%	56398	5.3%	51181	4.3%
2007	62092	6.1%	59398	5.3%	53387	4.3%
2008	65868	6.1%	62558	5.3%	55670	4.3%
2009	69876	6.1%	65885	5.3%	58031	4.2%
2010	74127	6.1%	69386	5.3%	60467	4.2%

Tabla 10. Escenarios de proyección de la demanda de energía eléctrica

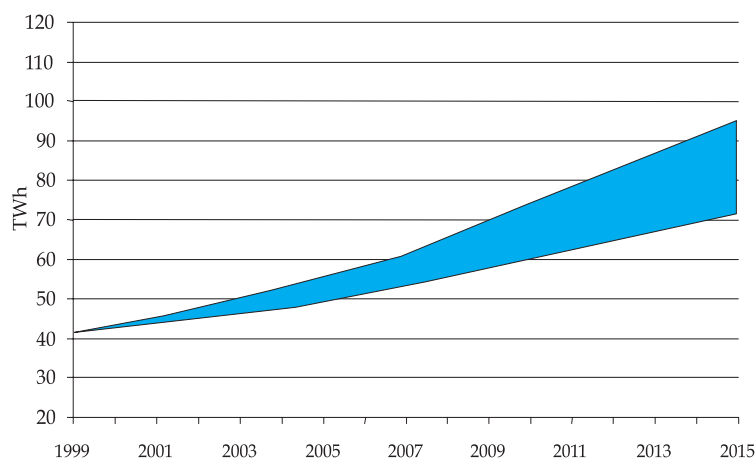


Figura 24. Túnel de demanda de energía eléctrica, 1999 al 2015



Escenarios de Proyección de la Demanda Máxima de Potencia Eléctrica

Asociado a las nuevas proyecciones de energía se realizó una revisión de los escenarios de proyección de la demanda máxima de potencia. Los resultados se presentan en la tabla 11. En la figura 25 se presenta el túnel de proyección de la demanda máxima de potencia.

Año	ALTO		MEDIO		BAJO	
	MW	Tasa (%)	MW	Tasa (%)	MW	Tasa (%)
1999	7345		7345		7345	
2000	7567	3.0%	7510	2.2%	7462	1.6%
2001	7861	3.9%	7800	3.9%	7611	2.0%
2002	8259	5.1%	8207	5.2%	7862	3.3%
2003	8678	5.1%	8563	4.3%	8108	3.1%
2004	9112	5.0%	8926	4.2%	8340	2.9%
2005	9554	4.9%	9290	4.1%	8546	2.5%
2006	10102	5.7%	9755	5.0%	8895	4.1%
2007	10674	5.7%	10234	4.9%	9247	4.0%
2008	11275	5.6%	10731	4.9%	9604	3.9%
2009	11911	5.6%	11252	4.9%	9971	3.8%
2010	12591	5.7%	11805	4.9%	10353	3.8%

Tabla 11. Escenarios de proyección de la demanda máxima de potencia

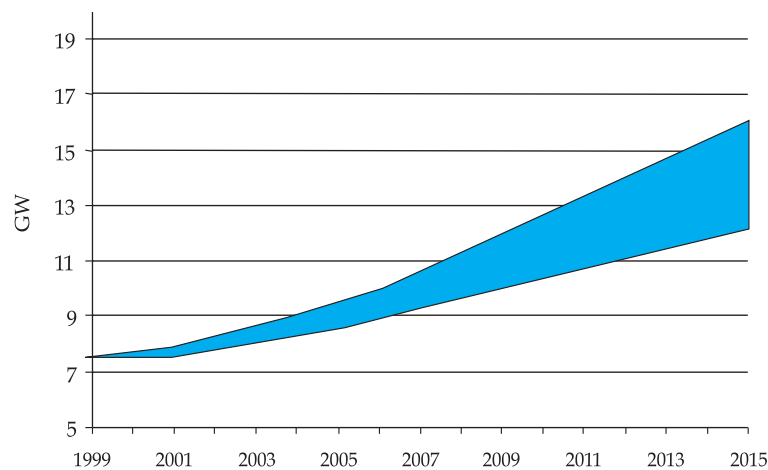


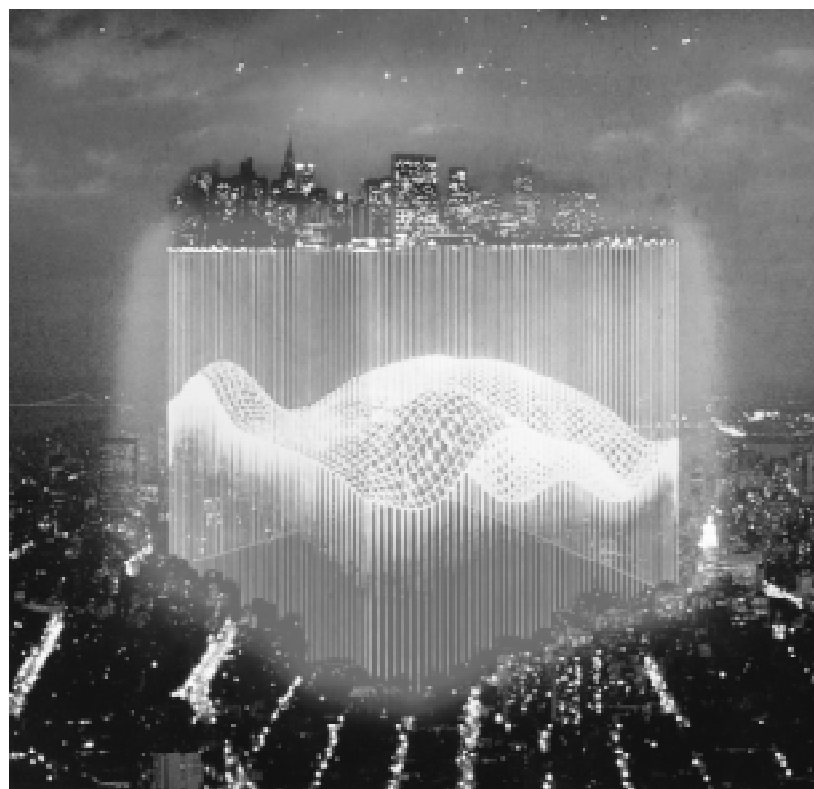
Figura 25. Rango de evolución para la demanda máxima de potencia, 1999 al 2015





CAPITULO 6

Expansión de la Generación en el Corto y Mediano Plazo



Indice



.....EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN EN EL CORTO Y MEDIANO PLAZO

Para los análisis de corto y mediano plazo se considera el horizonte comprendido entre junio del 2000 hasta diciembre del 2004, periodo en el cual se asume la entrada en operación de los proyectos de generación que están actualmente en etapa de construcción y la posibilidad de otros que ya cuentan con sus estudios de factibilidad y procesos de obtención de permisos y licencias adelantados.

El propósito principal de estos análisis es observar el comportamiento del sistema interconectado nacional y brindar información sobre la posible evolución del embalse agregado, los costos marginales y los requerimientos de combustibles.

La capacidad instalada a diciembre de 1999 era de 11592 MW distribuidos en 68.08% hidroeléctrica, 25.74% térmica a gas natural y 6.18% térmica a carbón¹⁶. De esa fecha a junio de 2000 han entrado en operación 367.9 MW hidroeléctricos correspondientes a la planta de Urrá y plantas menores y 300 MW a gas natural correspondientes a Termo Candelaria, modificando la composición de la capacidad instalada a 67.37% hidro, 26.79% gas, 5.84% carbón, sobre un total de 12259.9 MW.

Los proyectos de generación que se encuentran actualmente en construcción representan una capacidad instalada de 1056.8 MW, mientras que los proyectos potenciales¹⁷ que se espera entren en operación en el periodo 2002 al 2004, representan 250 MW, tal como se presenta en la tabla 12.

En todas las alternativas de corto plazo se considera el reingreso al sistema de 450 MW correspondientes a plantas que presentaron solicitud de retiro voluntario del mercado mayorista durante el año pasado por motivos técnicos y cuya entrada en operación se espera en el caso de Chivor (250 MW) para agosto de 2000 y en el caso de Termo Centro (200 MW) para noviembre de 2000.

¹⁶ En el anexo 1 se presenta la capacidad instalada a julio del 2000

¹⁷ Estos proyectos potenciales son posibilidades de expansión en generación que tiene el sistema interconectado y se relacionan sin recurrir a sus nombres propios, los cuales se incorporarán en los documentos a medida que se conviertan en realidad.



	PROYECTO	UBICACIÓN	TECNOLOGÍA	RECURSO	CAPACIDAD [MW]
PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN	CENTRO 3	Santander	Ciclo Combinado	Gas	100
	SIERRA 3	Antioquia	Ciclo Combinado	Gas	179
	MENORES	Antioquia		Agua	37.7
	MIEL 1	Caldas	Turbina Francis	Agua	375
	PORCE 2	Antioquia	Turbina Francis	Agua	393
	SUBTOTAL				1084.7
PROYECTOS POTENCIALES*	TÉRMICA 3	Costa Atlántica	Ciclo Simple	Gas	100
	TÉRMICA 4	Costa Atlántica	Ciclo Simple	Gas	270
	SUBTOTAL				370
TOTAL					1454.7

* De acuerdo al Registro de proyectos de la UPME

Tabla 12. Proyectos considerados en el Plan de Expansión de Generación 1999 – 2004

Composición de las Alternativas Analizadas

Se realizaron análisis para la evaluación de la confiabilidad para cuatro alternativas que representan posibles escenarios de entrada y retiro de plantas de generación en los próximos años. Estas alternativas recogen la incertidumbre asociada a la fecha de entrada de los proyectos que están en construcción, de los que están por iniciar su construcción y de otros que podrían ser desarrollados por sus promotores.

La capacidad de generación instalada puede variar para el año 2004 entre 13344.6MW y 13864.6 MW, de acuerdo a la alternativa analizada, como se observa en la tabla 13.

AÑO	CP1			CP2			CP3			CP4		
	Gas	Carbón	Hidro	Gas	Carbón	Hidro	Gas	Carbón	Hidro	Gas	Carbón	Hidro
2001	279		430.7	279		430.7	279		430.7	279		430.7
2002			250	100		250	100		250	100		250
2003			125			125			125	270		125
2004							150			150		
Subtotal (MW)	279	0	805.7	379	0	805.7	529	0	805.7	7990	0	805.7
	25.7%	0%	32.0%	0%	0%	68.0%	39.6%	0%	60.4%	49.8%	0%	50.2%
	1084.7			1184.7			1334.7			1604.7		
TOTAL 2004 (MW)	13344.6			13444.6			13594.6			13864.6		

Tabla 13. Composición de las alternativas de corto plazo 2000 – 2004

Caso Base - Alternativa CP1

En esta alternativa únicamente se supone la entrada en operación de las plantas que actualmente están en construcción, lo cual equivale a la instalación de 279 MW a gas y 805.7 MW hidráulicos. La adición total de capacidad sería en este caso de 1084.7 MW, con una participación de 25.7% para el gas y 74.3% de hidroelectricidad.

En este caso, en el cual se considera el nivel más bajo de expansión, el sistema estará en capacidad de atender el escenario de proyección alto de la demanda cumpliendo con los niveles de confiabilidad estable-



cidos por la regulación¹⁸, incluso en condiciones de fenómenos de baja hidrología, que podrían presentarse para el período 2001-2002 y cuyos efectos sobre el sistema interconectado podrían extenderse por periodos de uno a dos años. En la tabla 14, se presentan los proyectos considerados en los análisis y las fechas de entrada en operación utilizadas para los mismos en la alternativa de expansión CP1.

FECHA	CP1	CAPACIDAD [MW]
	Sierra CC	179
1/01/2001	Centro CC	100
	Menores	37.7
7/08/2001	Porce 2	131
31/08/2001	Porce 2	131
24/09/2001	Porce 2	131
1/07/2002	Miel 1	125
1/10/2002	Miel 1	125
1/01/2003	Miel 1	125
Total CP1		1084.7

Tabla 14. Cronograma de entrada en operación de los proyectos en la alternativa CP1

Alternativa CP2

En esta alternativa se considera de manera adicional a la alternativa CP1, la instalación de 100 MW en la región de la Costa Atlántica, producto de la repotenciación de una de las plantas existentes, a comienzos del 2002.

Como resultado, la instalación de plantas con base en gas correspondería a un 32.0% de la capacidad adicional instalada y las plantas hidroeléctricas al 68.0%, sobre un total de 1184.7 MW. En la tabla 15 se presentan las fechas de entrada de los proyectos de generación considerados en la alternativa de expansión CP2.

FECHA	CP2	CAPACIDAD [MW]
	Sierra CC	179
1/01/2001	Centro CC	100
	Menores	37.7
7/08/2001	Porce 2	131
31/08/2001	Porce 2	131
24/09/2001	Porce 2	131
1/01/2002	Térmica 3	100
1/07/2002	Miel 1	125
1/10/2002	Miel 1	125
1/01/2003	Miel 1	125
Total CP2		1184.7

Tabla 15. Cronograma de entrada en operación de los proyectos en la alternativa CP2

¹⁸ Para la evaluación de la confiabilidad y seguridad en la atención de la demanda de electricidad en términos de energía, se han adoptado como criterios:

- Se permiten déficits de energía hasta en un 5% de los casos de simulación,
- Se permiten valores esperados de déficit de energía (VERE) de hasta el 1.5% de la demanda de energía del respectivo periodo.
- Se permiten valores esperados de déficit de energía en los casos en los cuales se presenta déficits (VERE Condicionado) de hasta un 3% de la demanda del respectivo periodo.



Alternativa CP3

El análisis en este caso se enfoca a cuantificar el impacto que tiene sobre el sistema la instalación de 150 MW en ciclo combinado en la Costa Atlántica, a comienzos del 2004. En esta alternativa, la capacidad de generación hidroeléctrica representa el 60.4% de la capacidad total instalada, mientras que la generación a gas representa el 39.6%, sobre un total de 1334.7 MW.

En la tabla 16 se indican las fechas de entrada en operación de los proyectos de generación considerados en la alternativa de expansión CP3.

FECHA	CP3	CAPACIDAD [MW]
1/01/2001	Sierra CC	179
	Centro CC	100
	Menores	37.7
7/08/2001	Porce 2	131
31/08/2001	Porce 2	131
24/09/2001	Porce 2	131
1/01/2002	Térmica 3	100
1/07/2002	Miel 1	125
1/10/2002	Miel 1	125
1/01/2003	Miel 1	125
1/01/2004	Ciclo combinado - Costa	150
Total CP3		1334.7

Tabla 16. Cronograma de entrada en operación de los proyectos en la alternativa CP3

Alternativa CP4

En esta alternativa se considera el mayor nivel de expansión de la capacidad de generación esperado en el corto plazo, el cual llega a 1604.7 MW, incluyendo en el análisis la instalación de una planta de 270 MW a gas en ciclo abierto en la Costa Atlántica.

En la tabla 17 se presenta el cronograma de entrada en operación de las plantas consideradas en esta alternativa.

FECHA	CP4	CAPACIDAD [MW]
1/01/2001	Sierra CC	179
	Centro CC	100
	Menores	37.7
7/08/2001	Porce 2	131
31/08/2001	Porce 2	131
24/09/2001	Porce 2	131
1/01/2002	Térmica 3	100
1/07/2002	Miel 1	125
1/10/2002	Miel 1	125
1/01/2003	Miel 1	125
1/01/2004	Térmica 4	270
	Ciclo combinado - Costa	150
Total CP4		1604.7

Tabla 17. Cronograma de entrada en operación de los proyectos en la alternativa CP4



Resultados Generales

Como resultado del análisis de corto plazo se encontró que la confiabilidad en la generación de electricidad del sistema interconectado no se vería afectada por la posible ocurrencia de un fenómeno de sequía prolongado durante el periodo 2001 – 2003.

En términos generales, los índices de confiabilidad (número de casos fallados, valor esperado de racionamiento y valor esperado de racionamiento condicionado) no superan los valores límites fijados por la regulación.

En general los mayores valores de VEREC¹⁹ se presentan para la alternativa CP4 en los meses de diciembre del 2001, enero del 2003 y marzo del 2004, alcanzando valores de hasta 0.94% de la demanda del periodo. El mayor número de series con déficits de energía se presenta en todos los casos en diciembre del 2002, alcanzando el máximo permitido (5 casos) para los casos CP3 y CP4.

Embalse

La evolución de los embalses para diferentes probabilidades de ocurrencia se presenta en las figuras 26 a 29. Allí se observa que no se registran diferencias notables en la utilización del agua al considerar las diferentes fechas de entrada de plantas.

Para las alternativas de corto plazo, los valores medios se encuentran entre 8438 GWh y 8283 GWh para la probabilidad 5% PSS (probabilidad de ser superado); 6628 GWh y 6553 GWh para la probabilidad 50% PSS; y entre 3203 y 3073 GWh para la probabilidad 95% PSS, respectivamente.

Los valores mínimos para cada uno de estas probabilidades se presentan en todas las alternativas en el mes de marzo del 2002 con 4896 GWh para la probabilidad 5% PSS; en el mismo mes con 4071 GWh para la probabilidad 50% PSS; y en abril del 2001 con 867 GWh para 95% PSS, mes en el que el mínimo operativo superior está en 580 GWh.

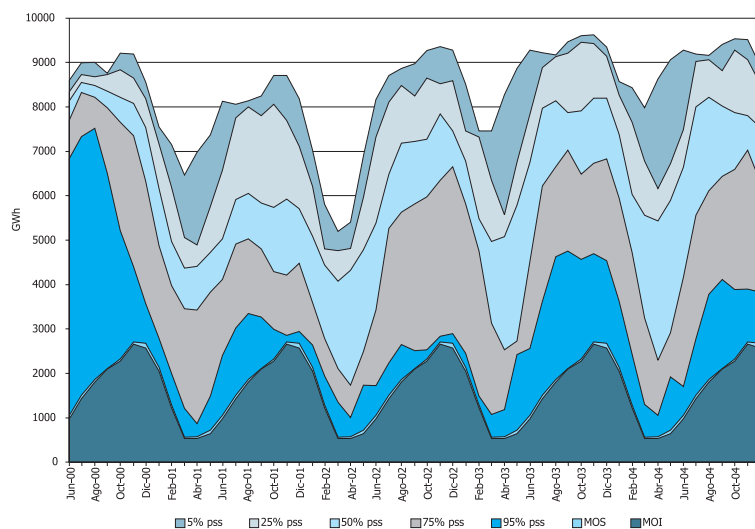


Figura 26. Evolución del embalse agregado para la alternativa CP1

19 Valor Esperado de Racionamiento Condicionado



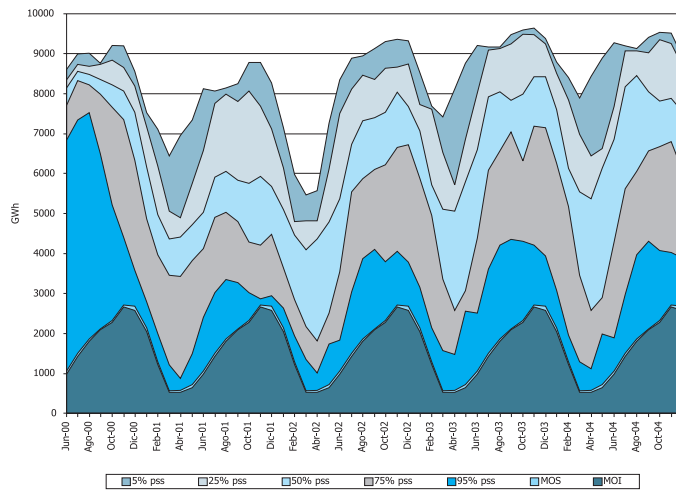


Figura 27. Evolución del embalse agregado para la alternativa CP2

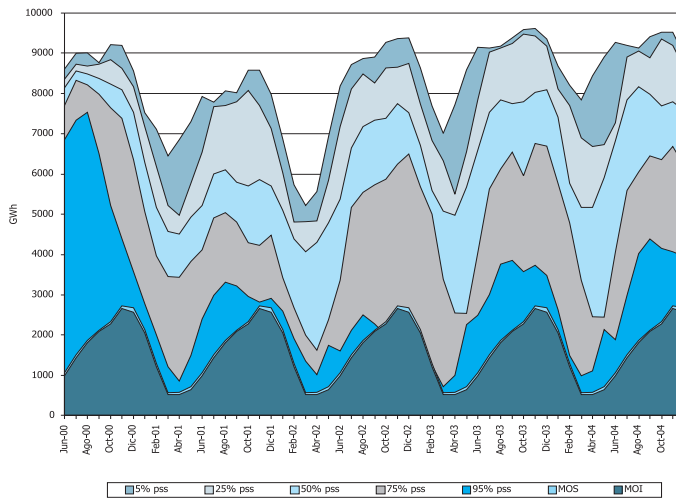


Figura 28. Evolución del embalse agregado para la alternativa CP3

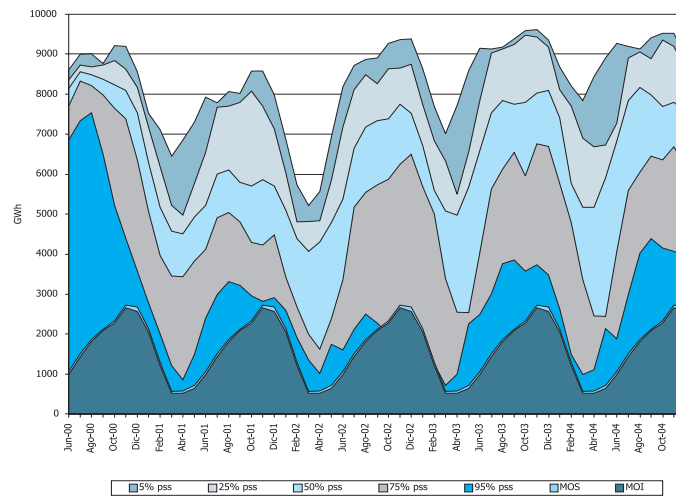


Figura 29. Evolución del embalse agregado para la alternativa CP4



Costo marginal

Los costos marginales presentados en las figuras 30 a 33 son el resultado de sumar los costos variables de la planta que resulta como el generador marginal en las simulaciones y una proyección del costo equivalente de la energía del cargo por capacidad (CEE). Tales costos están evaluados en pesos constantes de diciembre de 1999.

Para las probabilidades de 5% PSS, 50% PSS y 95% PSS se presentan valores medios 38.4 \$/kWh, 39 \$/kWh, 38.9 \$/kWh y 37.6 \$/kWh. Los valores máximos se presentan para la probabilidad de 5% PSS en los meses de enero, febrero y marzo de 2004 con valores que oscilan entre 117 \$/kWh y 120 \$/kWh. Para la probabilidad 50% PSS los valores máximos se presentan para todas las alternativas en los meses de diciembre de 2004 con valores entre 65 \$/kWh y 68 \$/kWh.

En general las alternativas de corto plazo presentan valores mínimos de 23 \$/kWh para cualquier probabilidad de ocurrencia en el mes de agosto de 2000.

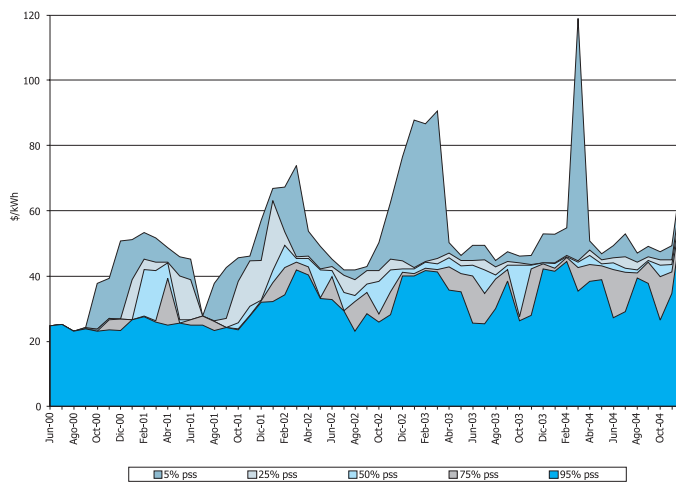


Figura 30. Evolución de los costos marginales para la alternativa CP1

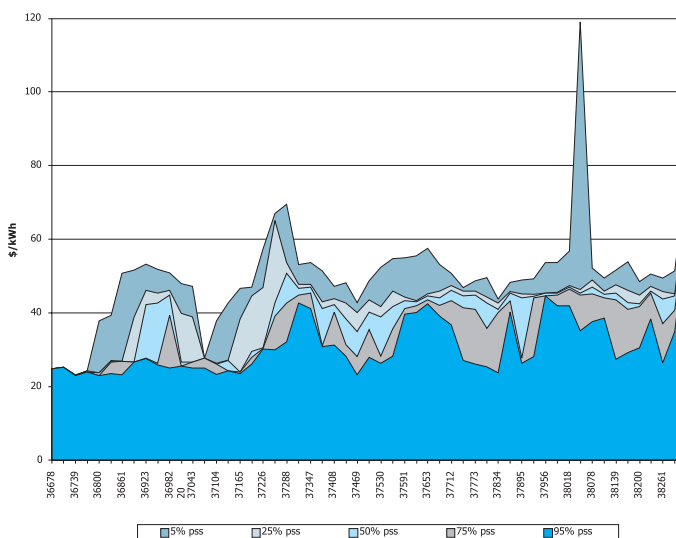


Figura 31. Evolución de los costos marginales para la alternativa CP2



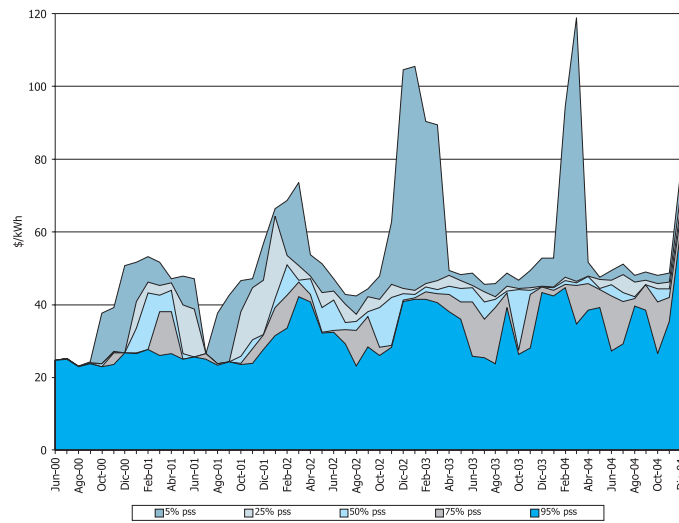


Figura 32. Evolución de los costos marginales para la alternativa CP3

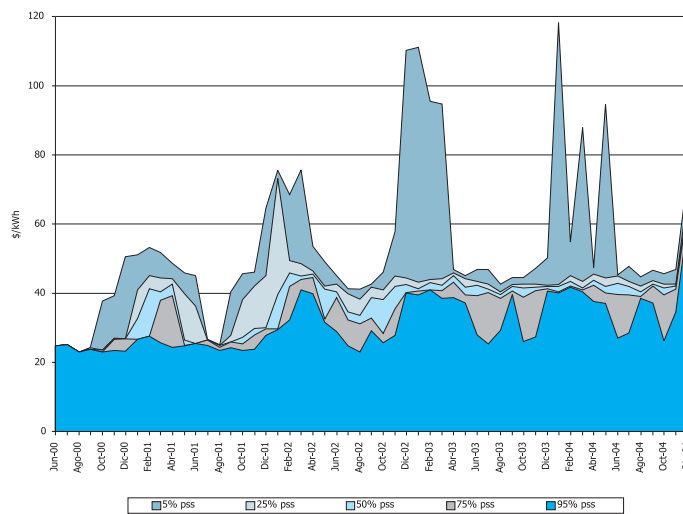


Figura 33. Evolución de los costos marginales para la alternativa CP4

Consumo de Gas Natural

Se espera que los consumos de combustibles, especialmente de gas natural, tengan un crecimiento pronunciado en los periodos de verano de cada año, tal como se ha registrado históricamente. En los veranos de los años 2002 - 2003 y 2003 - 2004, se alcanzan niveles de consumo de gas para generación térmica en el país entre 220 MPCD y 280 MPCD, similares a los presentados en el Niño 1997 - 1998.

Los niveles de consumo en la Costa Atlántica (ver figura 34), que superan los 250 MPCD, se presentan en los periodos de diciembre del 2000 a abril del 2001; diciembre del 2001 a mayo del 2002; octubre del 2002 a mayo del 2003; octubre del 2003 a junio del 2004 y de octubre a diciembre del 2004, para una probabilidad de 5% PSS.



Para el sistema del interior del país, se registra una mayor variabilidad en el consumo de gas y no se presenta un consumo básico apreciable, en razón de la baja despachabilidad de las plantas del interior, por la diferencia entre sus costos variables con respecto a las plantas de la Costa.

Para el interior del país (ver figura 35), el nivel de consumo de 100 MPCD se supera en los periodos de abril a mayo del 2001; diciembre del 2001 a mayo del 2002; diciembre del 2002 a abril del 2003; diciembre del 2003 y diciembre del 2004, con una probabilidad del 5%. Para una probabilidad del 10%, se supera este nivel en los meses de abril del 2001; diciembre del 2001 a marzo del 2002; diciembre del 2003 y diciembre del 2004.

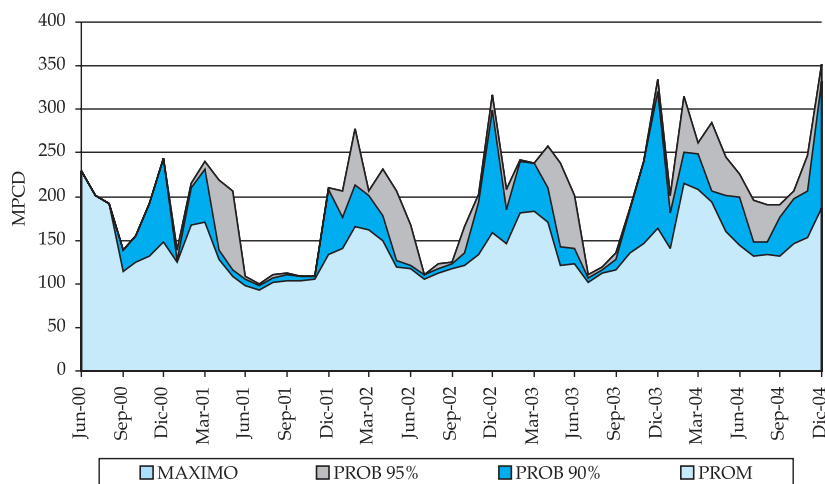


Figura 34. Consumo de gas natural en el interior (CP4)

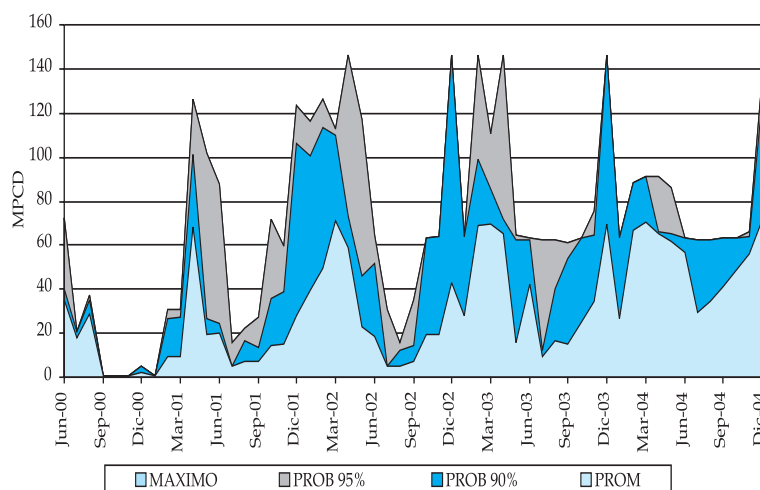


Figura 35. Consumo de gas natural en la Costa Atlántica (CP4)



Conclusiones del Corto Plazo

La evolución del suministro eléctrico en el horizonte de corto plazo está fuertemente influenciada por tres factores: el lento crecimiento de la demanda durante el primer año, los altos niveles de reservas hídricas con las que se inicia el periodo y la entrada de plantas de eficiencias altamente competitivas con bajos costos de combustibles.

De acuerdo con estas condiciones, el sistema no tiene problemas en la atención de la demanda aún bajo situaciones de reducción de los aportes hídricos durante periodos de 1.5 a 2 años en el inicio del periodo de corto plazo.

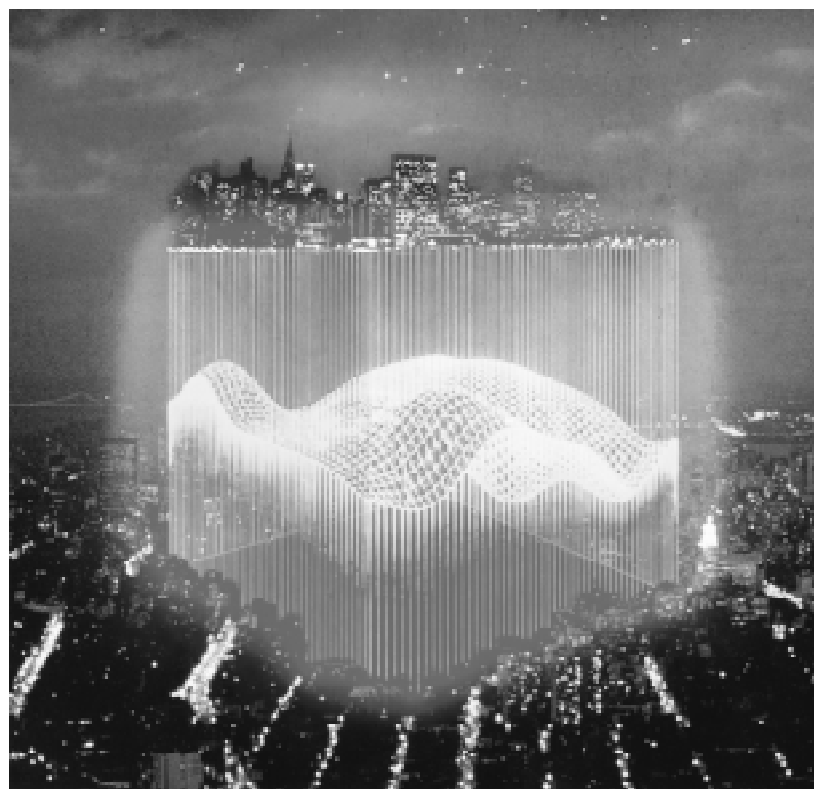
La expansión de la generación de electricidad sigue siendo determinada principalmente por las posibilidades de cierre de ciclos de plantas a gas y en segunda instancia por los costos de producción del gas natural y las disponibilidades de capacidad de transporte en la red troncal de gasoductos y del sistema de transmisión nacional.





CAPITULO 7

Expansión de la Transmisión en el Corto y Mediano Plazo



Indice



.....EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN EN EL CORTO Y MEDIANO PLAZO

Para el desarrollo de la revisión del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional se consideran los criterios de planeamiento de índole técnico y económico definidos en la normatividad vigente, conforme a los lineamientos definidos en la Constitución Nacional, ver anexo 8. Estos criterios se discuten en las sesiones del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión -CAPT- de la UPME, siendo este el escenario más adecuado para debatir y precisar la metodología para la realización de esta labor, en él participan representantes de las distintas actividades del sector eléctrico (agentes generadores, transportadores y comercializadores) quienes son los directamente afectados por las decisiones que se tomen en lo que se refiere al Sistema de Transmisión Nacional -STN-.

La problemática del Sistema de Transmisión Nacional involucra fundamentalmente dos elementos, relacionados con la oferta y la demanda. El primero tiene que ver con la distribución geográfica actual y futura de los recursos para la generación (ver anexo 3), actualmente se tiene una alta oferta térmica en la Costa Norte, mientras que la generación del interior se abastece principalmente de agua; al futuro el potencial de generación térmica continuará concentrado en la Costa y se espera un desarrollo hacia el oriente del país. Por el lado de la demanda, la mayor cantidad de la población está ubicada en la Zona Andina (Interior del país), región en donde se tienen, además, los mayores niveles de cobertura del servicio (ver anexo 3), esto hace que la demanda del interior sea superior a la de la Costa en más de cuatro veces. La interacción de los dos elementos anteriores tiene consecuencias directas en la utilización de la red de transmisión, cuyos flujos dependen entonces de las condiciones hidrológicas que determinan la participación térmica en el despacho, un ejemplo es el actual nivel de generaciones de seguridad requerido en la Costa gracias a la alta hidrología que presenta el país.

La discusión de los años recientes ha girado en torno al sistema de 500 kV, cuyos límites de transferencia desde y hacia la Costa son altamente dependientes de la operación y de eventos exógenos como son: la variabilidad hidrológica, la variabilidad de las ofertas y los atentados a la infraestructura, así como de la necesidad de adoptar criterios operativos para evitar el colapso ante aislamiento de la Costa Atlántica.

Como una primera aproximación, se puede afirmar que la solución a esta problemática originada en las condiciones de oferta y demanda, tanto de la Costa como del Interior, permitirá optimizar el uso de los recursos de generación evitando además la posible manifestación de posiciones dominantes.



Discusión de las Problemáticas Regionales

A continuación se efectuará un análisis de las problemáticas regionales, con el ánimo de plantear alternativas de solución y a su vez evaluar el desempeño de cada una de éstas tomando como referencia los criterios de planeamiento descritos con anterioridad. La figura 36 presenta de manera esquemática cada una de las zonas eléctricas que constituyen el SIN y su composición por recursos de generación hídrico y térmico.

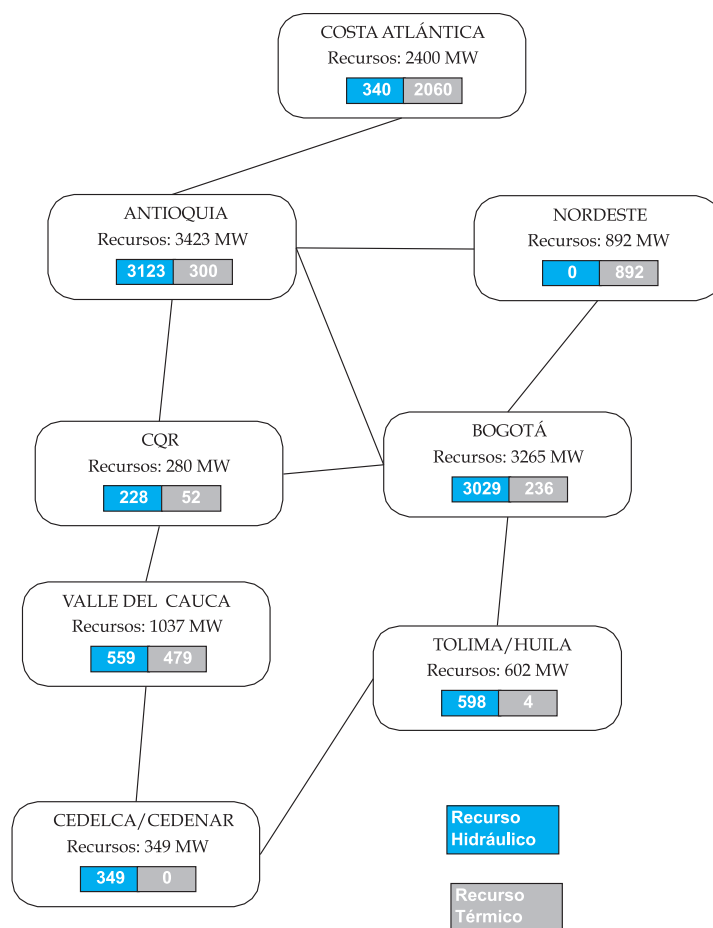


Figura 36. Esquema de las áreas eléctricas del STN

Anticipándose al análisis de cada una de las áreas eléctricas, se debe mencionar que todas estas requieren de una generación mínima para conservar los estándares de la operación y que el problema de fondo a tratar es el nivel mínimo de estas generaciones y los niveles de confiabilidad y seguridad que proveen. Adicionalmente, en los estudios realizados se detectaron problemas de estabilidad de tensión en las áreas de Bogotá y Guajira-Cesar-Magdalena, en la medida en que estas zonas presentan nodos con una alta sensibilidad al aumento de la potencia reactiva, ver anexo 9.



Área de la Costa Atlántica

El área de la Costa Atlántica está constituida por tres subáreas claramente diferenciadas, estas son el área de Bolívar (recursos de generación: Proeléctrica, Termocartagena y Termocandelaria; demanda: Electrocosta en lo correspondiente a Cartagena), el área de Atlántico (recursos de generación: Tebsa B1-B2, Termobarranquilla, Termoflores I-II-III; demanda: Electrocosta en lo correspondiente a Barranquilla y la carga rural de Sabanalarga) y el área conocida como GCM (recursos de generación: Termoguajira; demanda: Electrocaribe en lo correspondiente a Guajira, Cesar y Magdalena); el área de Córdoba-Sucre (no incluye recursos de generación y la demanda la constituye Electrocosta en lo correspondiente a Córdoba, Sucre y Magangué) y el área de Cerromatoso (recurso de generación: Urrá y demanda: Electrocosta en lo correspondiente a Montelíbano, (mina de ferroniquel), Urrá y Caucasia (de EEPPM)).

La subárea de Bolívar presenta restricciones al requerir generaciones de seguridad para dar soporte de tensión en subestaciones del sistema de 220 kV y al coparse la capacidad de transformación en Ternera (220/66 kV - 2x100 MVA).

La subárea del Atlántico se caracteriza por una alta componente en recursos de generación frente a una demanda de potencia mucho más baja. Esta área presenta algunos problemas de tensión que se resuelven con generaciones mínimas en el área.

La subárea GCM se caracteriza por una baja densidad de la demanda en la zona, lo que ocasiona que ante la reducida capacidad de generación de la zona, existan problemas de tensión muy sensibles al comportamiento de la demanda. Estos inconvenientes se han solucionado con la instalación de equipos de compensación reactiva pero sus efectos favorables se agotan en el tiempo debido al débil enlace entre Termoguajira y el resto del área.

Área de Antioquia-Chocó

Esta área está constituida por una alta componente de recursos de generación hidroeléctrica, estos son: Guadalupe IV, Guatapé, Jaguas, Playas, La Tasajera, Troneras, Guadalupe III, Riogrande, Piedras Blancas, Ayurá y Niquía. Se incluyen además las plantas de San Carlos y Termosierra en esta área, pese a que constituyen la Subárea San Carlos, la cual no tiene asociada restricciones de generación. Su demanda está conformada por los mercados atendidos por EEPPM que incluye la zona del Urabá Antioqueño, la electrificadora del Chocó y EADE.

La característica de esta área es la robustez de su red de distribución. Dada la abundante disponibilidad de recursos en la zona (la relación al año 1999 entre generación y demanda de potencia era de 2.5) se han identificado límites para la exportación de energía a causa de los transformadores de corriente del enlace Ancón Sur EEPPM – Ancón Sur ISA.

Área de Nordeste

El área la constituyen los siguientes recursos de generación: Termopaipa, Termobarranca, Palenque, Tasajero, Merilétrica y algunas plantas menores. Adicionalmente, se agrega la generación de Termocentro que hace parte de la Subárea Magdalena Medio, la cual no presenta restricciones de generación. El lado de la demanda lo constituyen los mercados atendidos por las electrificadoras de Boyacá, Santander, Arauca, Norte de Santander y OXY.



La zona presentó durante 1999 una relación Capacidad instalada/Demanda de potencia pico igual a 1.3. Esta zona se caracteriza por poseer la mayoría de los recursos de generación alejados de los grandes centros de consumo, a su vez la planta Termotasajero se encuentra muy cerca de uno de los principales centros de consumo de la región, constituyéndose en la planta que más servicios presta en cuanto a garantizar las tensiones del área.

Área de Bogotá

Esta área está constituida por los recursos de generación: Canoas, Salto, Laguneta, Colegio, Zipaquirá. Adicionalmente a esta área se agregan los recursos Chivor, Guavio, Paraíso y Guaca las cuales no presentan restricciones de generación. El componente de la demanda lo constituye el mercado atendido por Codensa y la Electrificadora de Cundinamarca, así como la Electrificadora del Meta.

En esta zona se observa que ante escenarios de baja generación se presentan problemas de baja tensión, esto obliga a tener un número de máquinas en su mínimo técnico para dar soporte de tensión. Adicionalmente, cuando Bogotá requiere importar energía en operación normal, se observan problemas de sobrecarga en las líneas Purnio – Noroeste.

Área del Valle del Cauca

El componente de generación lo constituyen las plantas: Alto Anchicayá, Salvajina, Bajo Anchicayá, Calima, Termoyumbo, Termovalle y Termoemcali. El lado de la demanda está conformado por los mercados atendidos por EPSA, EMCALI y EMCARTAGO.

Esta área presenta un balance equilibrado entre capacidad hidráulica y térmica así como unos enlaces fuertes con la zona central del país, estos dos factores contribuyen para que no existan problemas de tensión en la zona. Solo en algunos escenarios de generación se requieren generaciones mínimas en el área para evitar que se violen los límites de importación de la zona.

Área Cauca – Nariño

Se incluyen los recursos de generación de Ríomayo, Florida II y Propal, la demanda la constituyen los mercados atendidos por las Centrales Eléctricas del Cauca y de Nariño.

Cuando se presenta un escenario de baja generación en la zona Tolima-Huila (principalmente baja generación de Betania) se observan problemas de baja tensión en la zona, lo que obliga a aumentar la generación del área Suroccidental. Adicionalmente, se ha comprobado que este problema se agrava con el incremento en la demanda, el cual podría adelantarse si se lleva a cabo anticipadamente un proyecto de interconexión con el Ecuador.

Área Caldas – Quindío – Risaralda y Área Tolima-Huila - Caquetá

Los recursos de generación Caldas-Quindío-Risaralda son: San Francisco, Esmeralda, Termodorada, Insula y las plantas menores de CHEC. La demanda está conformada por los mercados atendidos por CHEC, Empresas públicas de Pereira, Empresas Públicas de Armenia, Empresa de Energía Eléctrica del Quindío, Rionegro y Norte del Tolima.



En el área Huila-Caquetá, la planta de Betania es el único recurso de generación existente, mientras que la planta Prado constituye un recurso de generación que forma parte de la subárea Tolima, la cual no presenta restricciones de generación. Desde el lado de la demanda, se constituye por los mercados atendidos por las electrificadoras del Huila, Caquetá y Tolima.

Estas áreas no presentan problemas en lo que concierne al STN, debido principalmente al tamaño reducido del mercado atendido a través de fuertes enlaces con las zonas de Antioquia y Bogotá principalmente.

Alternativas de Solución

Se analizaron diferentes alternativas que consideraron los problemas de mayor impacto en el Sistema de Transmisión Nacional, tales como los límites de transferencia de potencia entre el Interior y la Costa, los límites de importación en el área de Bogotá y los bajos niveles de tensión en las áreas Nordeste y Bogotá; problemas que redundan en altos sobrecostos por generaciones de seguridad. La descripción detallada de estas alternativas está en el anexo 4.

Como alternativas para la problemática de la Costa se estudiaron cuatro posibilidades. La primera contempla un tercer circuito a 500 kV por el corredor oriental entre la Costa y el Interior, que iniciaría en el área de Bolívar, pasaría por las áreas GCM²⁰ y Nordeste y terminaría en el centro del país. La segunda opción consiste en un tercer circuito a 500 kV por el mismo corredor de los dos circuitos existentes, iniciando en una nueva subestación en el área GCM, finalizando en el centro del país, después de pasar por algunas de las subestación existentes a 500 kV.

La tercera alternativa parte de la primera propuesta e incluye además la apertura de los dos circuitos existentes a 500 kV a la altura del área de Bolívar, para conformar un anillo de 500 kV que enlace las áreas de Bolívar y GCM. La cuarta propuesta es similar a la segunda alternativa, con la diferencia que la nueva subestación a 500 kV estaría localizada en el área de Bolívar y no en le área GCM.

Los análisis realizados muestran como la primera y tercera alternativas sí cumplen con el objetivo de mejorar los niveles de tensión en las áreas de GCM y Nordeste. Sin embargo, a pesar que ambas opciones permiten elevar los límites de transferencia entre la Costa y el Interior, por inconvenientes en la estabilidad del sistema la primera alternativa resulta en un mayor incremento de estos límites, por lo que finalmente se decidió recomendar dicha alternativa, que en adelante se denominará como Costa 500 kV.

Para la problemática del área de Bogotá se propuso la adición al sistema de una línea a 500 kV que inicia en el centro del país y finaliza en el norte del área de Bogotá. Con está propuesta se logra aumentar el límite de transferencia entre esta área y el centro del país. Esta propuesta se denominó Bogotá 500 kV.

En la figura 37 se presenta el diagrama con la descripción de la alternativa total a analizar y sus partes Costa 500 kV y Bogotá 500 kV.

Una vez analizados los comentarios realizados a la versión preliminar del Plan, que se encuentran consignados en el Documento de Respuesta a los Agentes, se decidió proponer dos subestaciones nuevas a 500 / 230 kV, una localizada en el área de Bolivar (Bolívar 500 kV) y la otra en el área de Bogotá (Bacatá 500 kV).

20 GCM: Guajira, Cesar y Magdalena



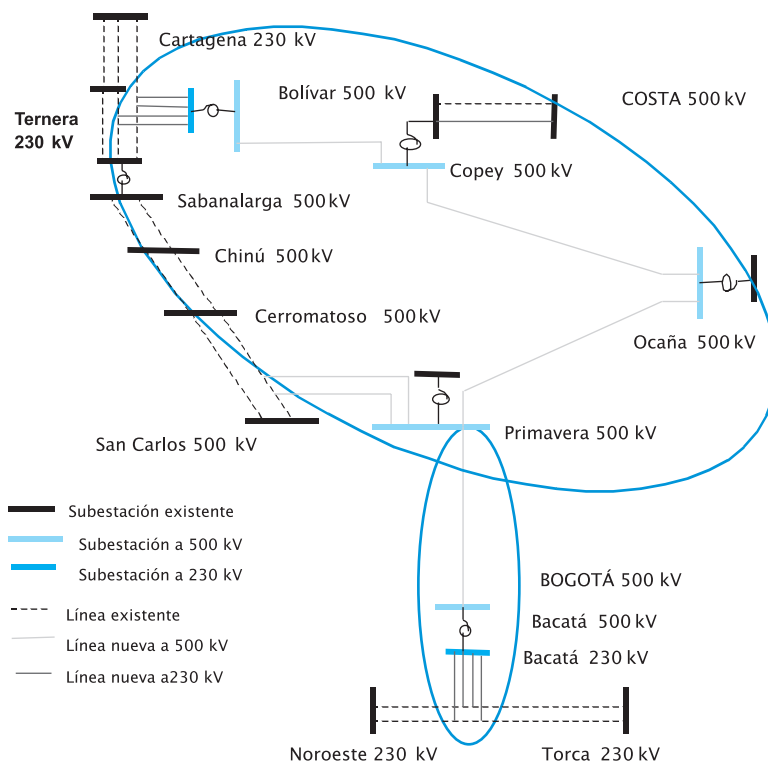


Figura 37. Alternativa propuesta y componentes

En el anexo 6 se presentan las alternativas de solución elaboradas por el Centro Nacional de Despacho en su documento de análisis de restricciones del STN (documento ISA-UEN-CND 183, agosto del 2000).

Evaluación Económica de la Alternativa Propuesta - Escenario Medio de Demanda

Para realizar la evaluación económica se plantean dos enfoques de análisis: la relación Beneficio/Costo obtenida de la comparación de los casos con y sin proyecto y una valoración de escenarios de ofertas para suplir generaciones de seguridad versus el precio de la bolsa. Los análisis se efectuaron para la propuesta total así como para cada una de sus componentes de manera aislada, considerando el escenario de proyección de demanda medio y bajo.

Determinación de los Costos

En primera instancia se consideraron los costos de inversión, administración y de operación y mantenimiento –AOM-, que son requeridos para implementar la alternativa propuesta. La inversión requerida (ver anexo 5) se basa en los costos unitarios de las Unidades Constructivas que requiere el proyecto y que fueron reglamentados por la CREG en la resolución 26/99. Para los valores de AOM se tomó un porcentaje del valor de los activos de acuerdo con lo establecido en la resolución CREG 04/99. El análisis contempla la anualización de la inversión a 25 años con una tasa de descuento fija del 9%. Finalmente, la inversión requerida en la alternativa propuesta es la que se presenta en la tabla 18.

.....



Item	Costo de inversión (MUS\$ de diciembre de 1999)
Costa 500 kV	314.11
Bogotá 500 kV	110.87
Alternativa Total	424.98

Tabla 18. Costo de la alternativa propuesta

Determinación de los Beneficios

La diferencia entre los costos operativos anuales, con y sin proyecto, es la que constituye los beneficios del proyecto. Tanto los beneficios como los costos se consideraron solamente en el periodo 2005-2010 para evitar la mayor incertidumbre asociada a los resultados en periodos posteriores al 2010. No se considera el valor de salvamento para los activos en el último año con el objeto de que el proyecto se justifique únicamente por sus beneficios directos. Los beneficios cuantificados en la presente evaluación fueron el ahorro por reducción en generaciones de seguridad (restricciones), el aumento en la confiabilidad y la reducción de las pérdidas en el sistema.

Beneficios por Reducción de Restricciones

A partir de los análisis eléctricos para la propuesta se obtuvo la evolución de los beneficios en reducción de restricciones para el período 2005-2010. Los resultados obtenidos fueron ponderados de acuerdo con la probabilidad de ocurrencia según condiciones estacionales y del despacho para tres segmentos de demanda, tal y como se muestra en la tabla 21 para la propuesta total. El mismo resultado se presenta en las tablas 19 y 20 para el proyecto desagregado en la componente Costa y Bogotá tal como se muestra en la figura 37.

Año	Máxima	Media	Mínima
2005	372	208	167
2006	380	203	202
2007	450	207	237
2008	450	208	274
2009	447	188	300
2010	432	209	300

Tabla 19. Reducción de las restricciones para Costa 500 kV (MW)



Año	Máxima	Media	Mínima
2005	175	416	352
2006	116	361	352
2007	58	286	352
2008	84	281	352
2009	110	249	352
2010	137	213	352

Tabla 20. Reducción de las restricciones para Bogotá 500 kV (MW)

Año	Demanda Máxima	Demanda Media	Demanda Mínima
2005	546	624	519
2006	496	564	553
2007	508	493	589
2008	534	489	626
2009	557	437	652
2010	568	423	652

Tabla 21. Reducción de las restricciones para la propuesta total (MW)

El valor asignable a la reducción en las restricciones depende directamente del sobrecosto asociado a las generaciones de seguridad, factor que involucra una muy alta incertidumbre. Para cuantificar el sobrecosto se empleó como parámetro el costo variable asociado únicamente al combustible en una planta a gas – costo de combustible-, expresando en cada caso la diferencia entre la oferta y el precio de bolsa como un múltiplo de este costo.

Para cubrir el posible rango de variación de los sobrecostos se construyó un universo que considera su evolución pasada eliminando extremos, llevando a cabo un análisis de sensibilidad. Para el caso de las obras en la Costa se tiene que las restricciones varían entre una y cuatro veces el costo de combustible, para Bogotá entre 0.32 y 1.5 veces y para la propuesta total se tomó un rango entre uno y cuatro veces (variando solo el sobrecosto en invierno y dejando constante el sobrecosto en verano).



Beneficios por Aumento de la Confiabilidad

Los resultados del estudio de confiabilidad ratifican la debilidad sin proyecto de las áreas de la Costa (fundamentalmente Guajira-Cesar-Magdalena), Nordeste y Bogotá. Se destaca que para el año 2010 la situación de la red para estas áreas ocasiona que aún empleando generaciones de seguridad muy altas, los índices de confiabilidad violarían los criterios preestablecidos. Así mismo, en una situación de verano podrían presentarse racionamientos en el área de Bogotá, aún con altos niveles de generación térmica en la zona.

Para determinar los beneficios por aumento en la confiabilidad se calculó la disminución en el valor esperado de energía racionada por cada año, este resultado se presenta en la figura 38.

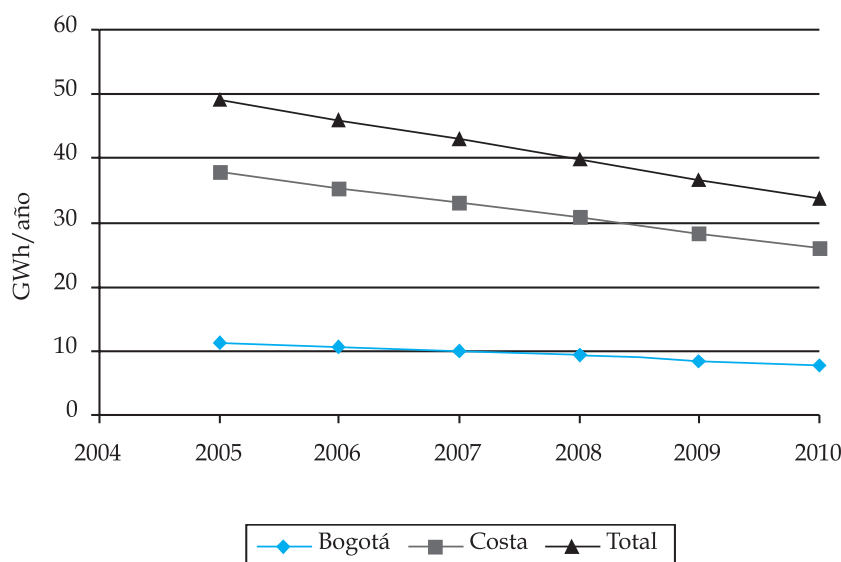


Figura 38. Beneficio por aumento de la confiabilidad

Para determinar el valor de la confiabilidad del sistema se empleó la curva de costos de racionamiento.

Beneficios por Reducción de Pérdidas

Empleando flujos de carga se determinó la diferencia en el nivel de pérdidas del sistema entre los casos con y sin proyecto, la energía ahorrada para cada año, estimada a partir del resultado anterior y del factor de pérdidas, se presenta en la figura 39. Esta energía se valoró empleando el costo marginal del sistema.



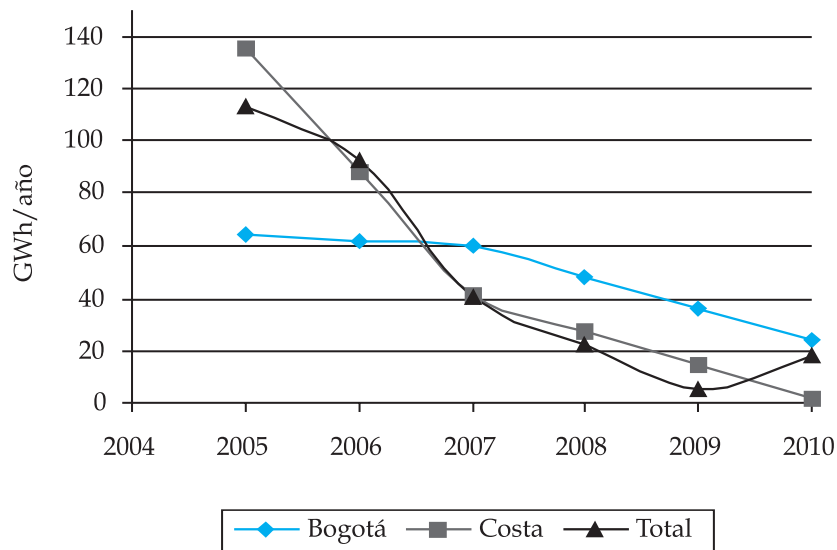


Figura 39. Beneficio por reducción en las pérdidas

Resultados

Finalmente se obtuvo la relación entre el total de los beneficios considerados y el costo del proyecto para cada caso. Los resultados, que se presentan en las figuras 40 a 42, muestran que en el caso Costa 500kV la probabilidad que los beneficios sean superiores a los costos es del 96.4%, para Bogotá 500 kV 99.1% y para la propuesta completa 100%.

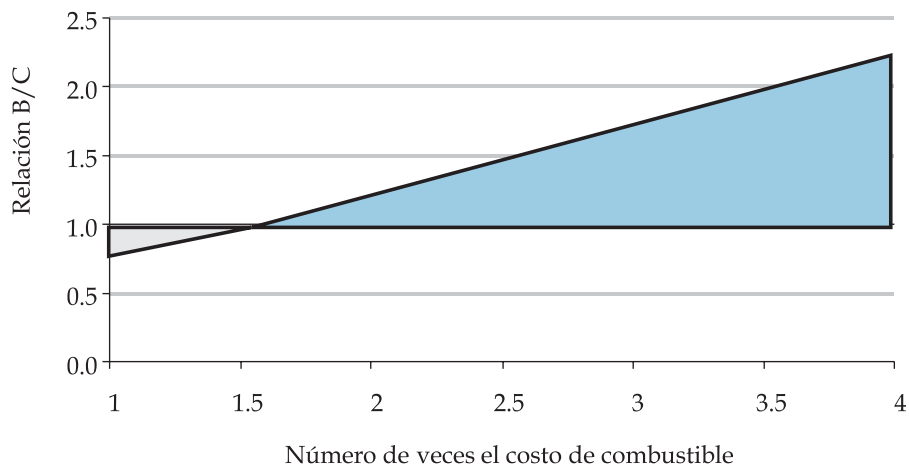


Figura 40. Evaluación Beneficio Costo, Costa 500 kV



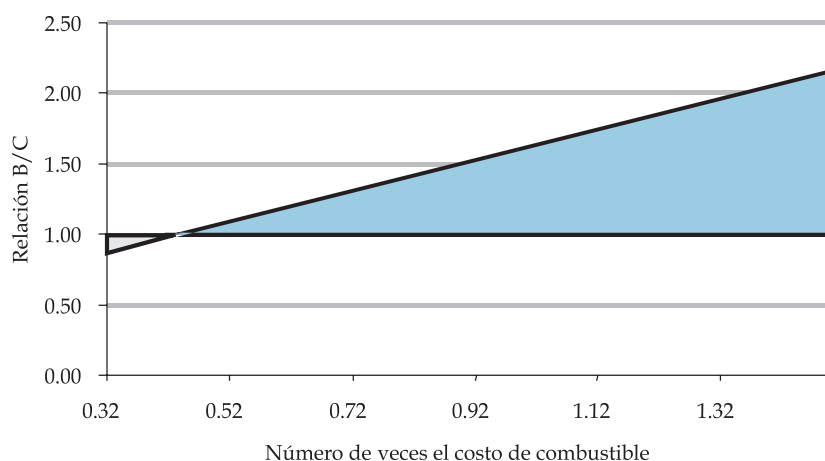


Figura 41. Evaluación Beneficio Costo, Bogotá 500 kV

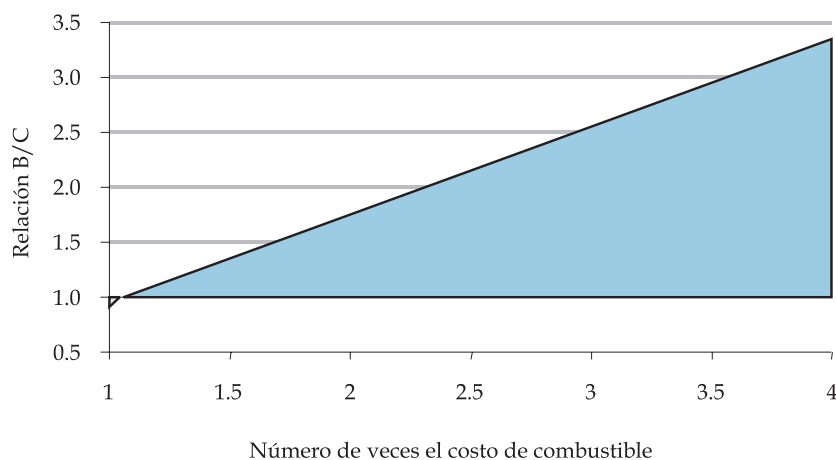


Figura 42. Evaluación Beneficio Costo, Propuesta Total

En los resultados anteriores se observan valores de ofertas de los recursos que generan por restricción con los cuales la relación beneficio costo es menor que 1, lo que podría poner en duda la recomendación de efectuar las obras, sin embargo, cabe anotar que en el trabajo que se adelantó con el Centro Nacional de Despacho en el conocimiento y caracterización de las restricciones, se observa que históricamente para el caso de la Costa las ofertas han estado entre 2 y 4 veces el costo del combustible, mientras que para el interior del país las generaciones de seguridad han presentado costos entre 1.5 y 2 veces el valor promedio del agua; lo que permite concluir que siempre han estado dentro del rango para el que la relación beneficio costo es mayor que 1.

Valoración Alternativa

Se realizó un ejercicio adicional con una metodología diferente para la valoración del beneficio por reducción en las restricciones. Con el ánimo de establecer un criterio de decisión más amplio que un único valor para la relación Beneficio/Costo, se determinó la curva de probabilidad acumulada de esta relación para



diferentes condiciones de precio de bolsa frente a las ofertas en el interior y en la costa, como se mencionó anteriormente. Para la evaluación según este criterio se consideraron los precios históricos mínimos, medios y máximos de bolsa y de los recursos de la costa y del interior, los cuales fueron suministrados por el CND y que se presentan en la tabla 22.

Item	Promedio	Máximo	Mínimo
Precio bolsa	46298	58566	37145
Oferta Costa	82287	113954	60620
Oferta interior	58973	84989	41545

Tabla 22. Precios históricos de bolsa y de oferta (\$/MWh)

En la figura 43 se muestra que para la Alternativa Costa 500 kV existe una probabilidad del orden del 70% de que la relación B/C sea superior a la unidad, utilizando una tasa de descuento del 9 y del 50% para una tasa de descuento del 12%. Lo anterior significa que existe un riesgo cercano al 30% de que la obra en cuestión no presente beneficios que hagan rentable el proyecto. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que esta metodología considera que los diferentes costos con los que se calculó la evaluación son igualmente probables situación que en la práctica es diferente al considerarse el criterio de racionalidad económica de los agentes.

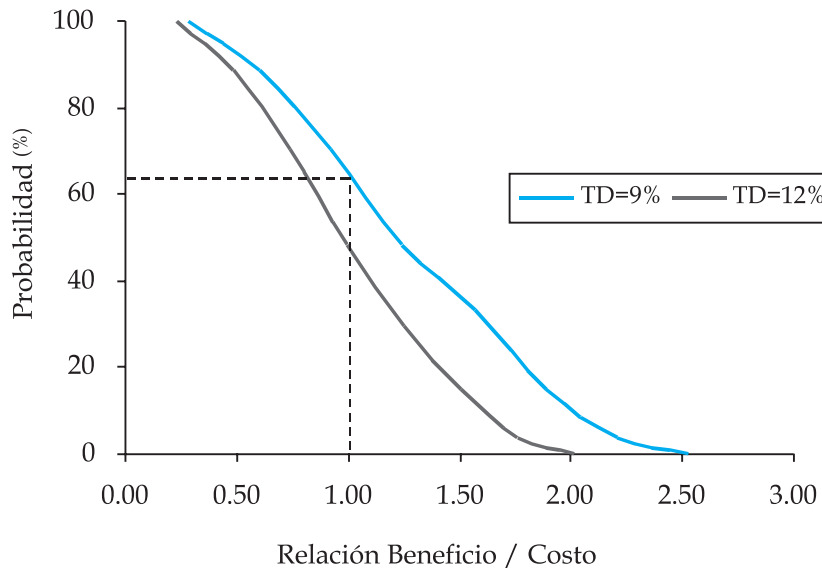


Figura 43. Relación Beneficio Costo, Costa 500 kV

En la figura 44 se muestra que para la Alternativa Bogotá 500 kV existe una probabilidad del 92% de que la relación B/C sea superior a la unidad, utilizando una tasa de descuento del 9%, y una probabilidad del 90% al utilizar una tasa de descuento del 12%.



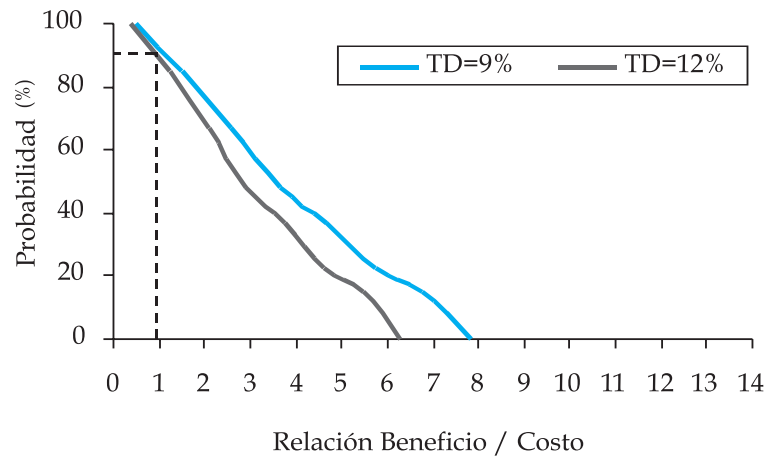


Figura 44. Relación beneficio costo, Bogotá 500 kV

En la figura 45 se muestra que para la propuesta total (Costa y Bogotá 500 kV) existe una probabilidad del 80% de que la relación B/C sea superior a la unidad, utilizando una tasa de descuento del 9% y del 72% para una tasa del 12%.

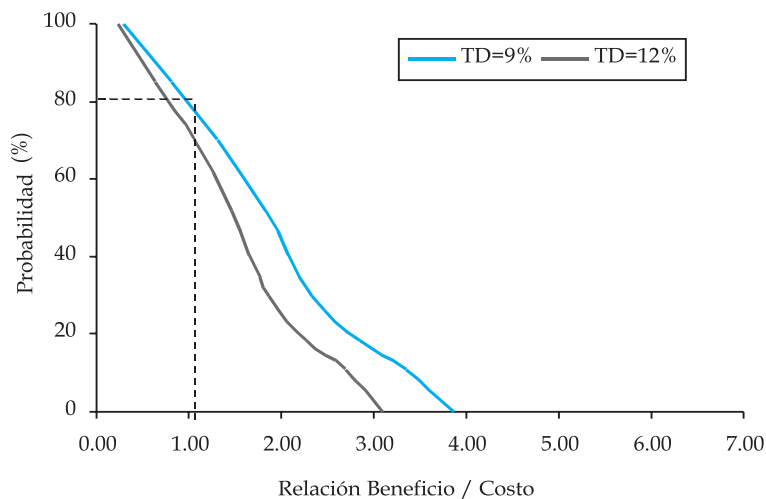


Figura 45. Relación B/C, propuesta total

Partiendo de las consideraciones y los análisis anteriores, en la tabla 23 se presentan los componentes de costos y beneficios de la evaluación económica de la alternativa propuesta para los sobrecostos de operación con probabilidad de ocurrencia del 85%, 50% y 1%.

Beneficios/Costos	Con probabilidad 85%	Con probabilidad 50%	Con probabilidad 1%
Beneficio por Restricciones	106.81	390.35	706.62
Beneficio por pérdidas	7.09	7.1	4.49
Beneficio por confiabilidad	34.38	34.4	34.38
Beneficio total	148.28	431.8	745.49
Costo de inversión		192.94	
Relación B/C	.77	2.24	3.86

Tabla 23. Sensibilidad a los beneficios para la alternativa propuesta según sobrecostos



En el anexo 6 se presenta un análisis de sensibilidad de la relación Beneficio/Costo elaborado por el Centro Nacional de Despacho en su documento de análisis de restricciones del STN (documento ISA-UEN-CND 183, agosto del 2000).

Evaluación del Impacto de la Alternativa Propuesta en la Tarifa al Usuario Final

Se determinó el impacto del proyecto sobre las componentes del Costo Unitario del servicio teniendo en cuenta que el nivel de pérdidas se disminuye con su entrada; que la entrada en operación de los nuevos activos de transmisión en el año 2005 incrementa los cargos por uso del STN y que el menor nivel de restricciones se refleja en la reducción en el valor de la componente Otros.

De acuerdo con lo anterior se evaluó el cambio en tres de las componentes: Generación (por el efecto de la reducción de las pérdidas), Transmisión y Otros. Partiendo de la estimación de estos valores antes y después del proyecto para el año 2005.

Impacto Sobre la Componente Otros

A partir de la magnitud de las restricciones de potencia con y sin proyecto para el año 2005 obtenidas de los análisis eléctricos, se calculó la cantidad de energía restringida teniendo en cuenta los periodos de demanda máxima, media y mínima del sistema. El valor de la energía generada por restricciones fue evaluado a partir de la diferencia entre el precio de las restricciones y el precio de la energía. A su vez, se realizó una sensibilidad al costo de las restricciones considerando estas como un múltiplo del precio de la energía en bolsa, que varía de 2 a 4.

Impacto Sobre la Componente Generación

Al igual que en el caso de las restricciones, con los análisis eléctricos efectuados se obtuvo la variación en el nivel de pérdidas de energía del sistema con y sin proyecto. Estas pérdidas fueron valoradas a costo de la energía en bolsa.

Impacto sobre la componente de Transmisión

El alza en los cargos por uso del STN, ocasionada por la entrada del proyecto, se calculó como el costo añadido al valor actual de los activos del sistema. Adicionalmente, se efectuó una sensibilidad sobre el perfil financiero del inversionista, modificando los porcentajes de recuperación que este podría desear durante los primeros 6 años de puesta en operación del proyecto.

Ajuste de la Tarifa al Usuario Final

Efectuando la suma de los distintos elementos considerados en este análisis, con y sin proyecto, y empleando el escenario medio de proyección de demanda de energía eléctrica se determinó el costo unitario.



Resultados del Análisis

En la tabla 24 se presenta el beneficio al usuario final con el proyecto de expansión propuesto, expresado como un porcentaje con respecto al costo del servicio al usuario final sin el proyecto. Para cada uno de los factores que alteran la fórmula tarifaria se observó lo siguiente:

Existe un beneficio por reducción de restricciones equivalente al 24.5% de disminución del costo de la tarifa, en el caso en que el valor de estas corresponda a 2 veces el precio de la energía en bolsa. Este porcentaje se incrementa de manera proporcional a medida que aumenta el costo de las restricciones.

Se presenta un beneficio reducido por concepto de la disminución del nivel de las pérdidas de energía con la entrada del nuevo proyecto.

En términos generales el efecto negativo sobre la tarifa, causado por el aumento de la componente de transmisión, es inferior a los beneficios totales conseguidos mediante la reducción del nivel de restricciones del STN.

De acuerdo con el análisis anterior, se concluye que el proyecto beneficia a los usuarios finales del Sistema de Interconexión Nacional –SIN–.

Inversión	Variación de restricciones	Variación de pérdidas	(%) Ajuste de cargos por Uso	% Variación en la (%) tarifa al Usuario Final (*)
Costo Alternativa	-14.45	-0.32	4.12	-10.64
Según costos unitarios (ACU)	-18.93	-0.21	2.70	-16.44
	-21.11	-0.16	2.01	-19.26
	-14.45	-0.32	6.19	-8.58
1.5 x ACU	-18.93	-0.21	4.05	-15.08
	-21.11	-0.16	3.01	-18.25
	-14.45	-0.32	8.25	-6.52
2.0 x ACU	-18.93	-0.21	5.40	-13.73
	-21.11	-0.16	4.02	-17.25

(*) Sensibilidad modificando el costo de las restricciones como 2,3, y 4 veces el precio en la bolsa

Tabla 24. Impacto porcentual en la tarifa al usuario final (año 2005)

Evaluación Económica de la Alternativa Propuesta - Escenario Bajo de Demanda

(Determinación de los Beneficios) por Reducción de Restricciones

Se obtuvo la evolución de los beneficios en reducción de restricciones para el período 2005-2010, de igual forma que con el escenario medio de proyección de la demanda. Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 25 para la componente de la Costa, en la tabla 26 para Bogotá y en la tabla 27 para la propuesta total.



Año	Máxima	Media	Mínima
2005	325	208	127
2006	351	217	153
2007	520	301	180
2008	498	313	207
2009	508	326	234
2010	510	325	263

Tabla 25. Reducción de las restricciones para Costa 500 kV (MW)

Año	Máxima	Media	Mínima
2005	383	416	352
2006	293	400	352
2007	202	385	352
2008	161	401	352
2009	118	416	352
2010	116	432	352

Tabla 26. Reducción de las restricciones para Bogotá 500 kV (MW)

Año	Máxima	Media	Mínima
2005	708	624	478
2006	643	617	505
2007	722	686	531
2008	658	714	558
2009	626	742	586
2010	626	757	615

Tabla 27. Reducción de las restricciones para la propuesta total (MW)

Beneficios por Aumento de la Confiabilidad

Para determinar los beneficios por aumento en la confiabilidad se calculó la disminución en el valor esperado de energía racionada por cada año, para la alternativa Costa, Bogotá y total, este resultado se presenta en la figura 46.



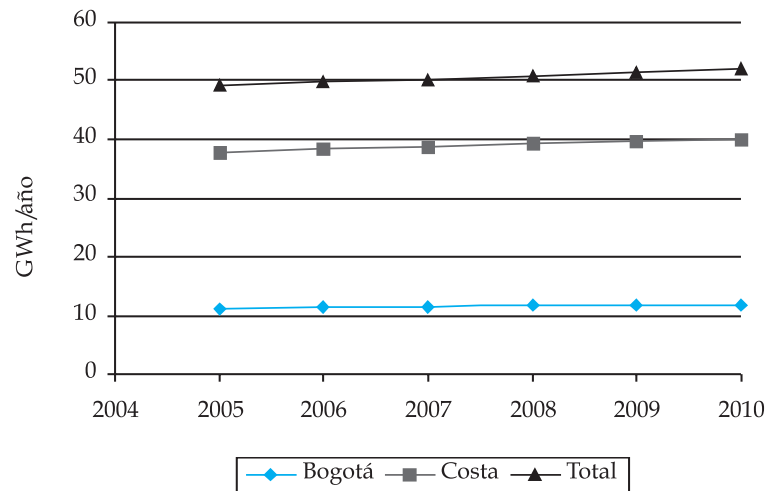


Figura 46. Beneficio por aumento de la confiabilidad

Para determinar el valor de la confiabilidad del sistema se empleó la curva de costos de racionamiento.

Beneficios por Reducción de Pérdidas

Empleando flujos de carga se determinó la diferencia en el nivel de pérdidas del sistema entre los casos con y sin proyecto para el proyecto desagregado y total, la energía ahorrada para cada año, estimada a partir del resultado anterior y del factor de pérdidas, se presenta en la figura 47. Esta energía se valoró empleando el costo marginal del sistema.

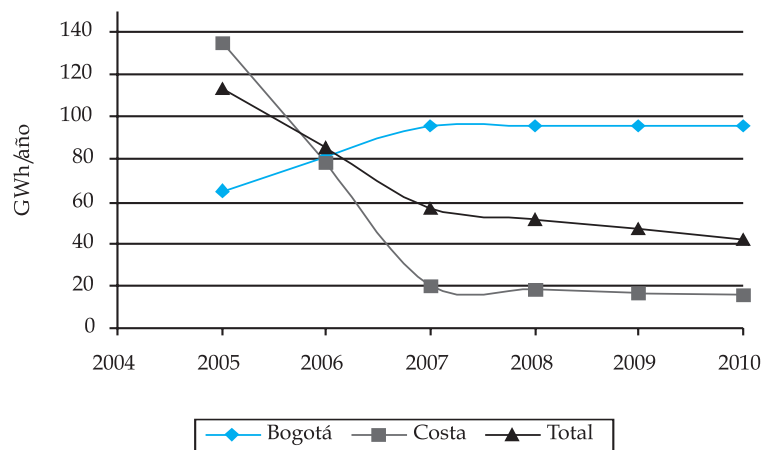


Figura 47. Beneficio por reducción en las pérdidas

Resultados

Se obtuvo la relación entre los beneficios totales y los costos del proyecto. Los resultados, que se presentan en las figuras 48 a 50, muestran que en el caso Costa 500kV la probabilidad que los beneficios sean superiores a los costos es del 98.58%. En el caso Bogotá 500 kV 99.98% y para la propuesta completa 100%.



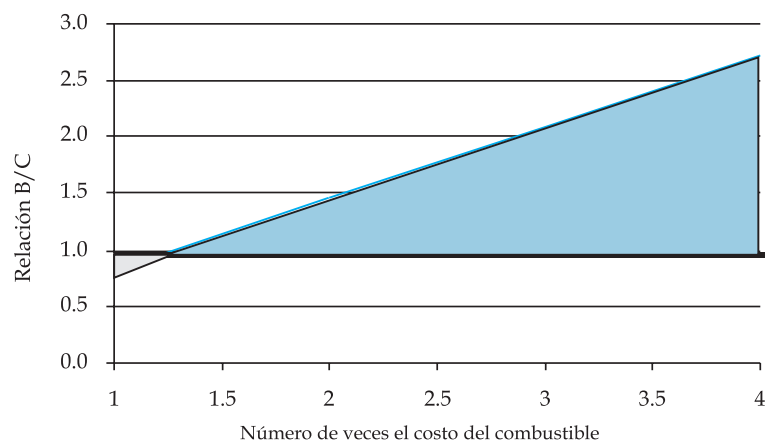


Figura 48. Evaluación Beneficio Costo, Costa 500 kV

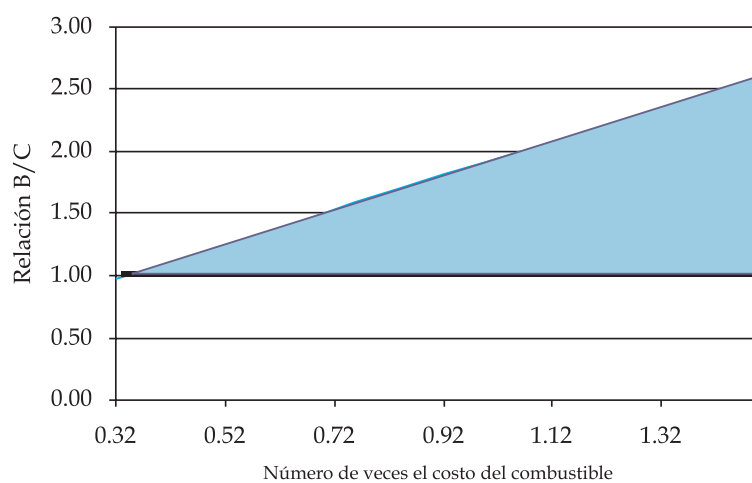


Figura 49. Evaluación Beneficio Costo, Bogotá 500 kV

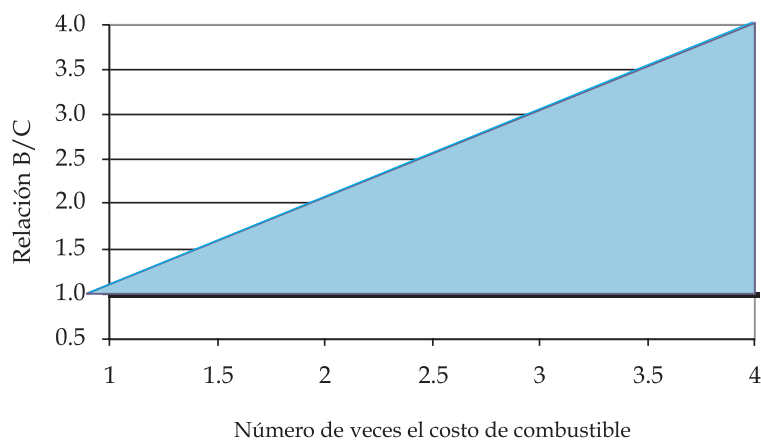


Figura 50. Evaluación Beneficio Costo, Propuesta Total



Con los resultados obtenidos se determinó la curva de probabilidad acumulada de la relación Beneficio/ Costo para diferentes condiciones de precio de bolsa frente a las ofertas en el interior y en la costa.

En la figura 51 se muestra que para la Alternativa Costa 500 kV existe una probabilidad del 70% de que la relación B/C sea superior a la unidad, utilizando una tasa de descuento del 9%, y una probabilidad del 60% al utilizar una tasa de descuento del 12%. Estos resultados corroboran los obtenidos con la proyección de demanda del escenario medio.

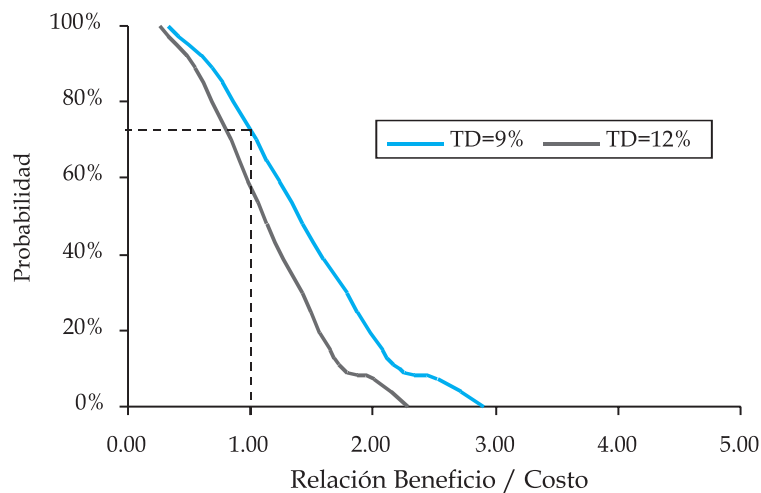


Figura 51. Relación Beneficio Costo, Costa 500 kV

En la figura 52 se muestra que para la Alternativa Bogotá 500 kV existe una probabilidad del 96% de que la relación B/C sea superior a la unidad, utilizando una tasa de descuento del 9%, y una probabilidad del 91% al utilizar una tasa de descuento del 12%, los resultados son similares a los obtenidos con la proyección de demanda del escenario medio.

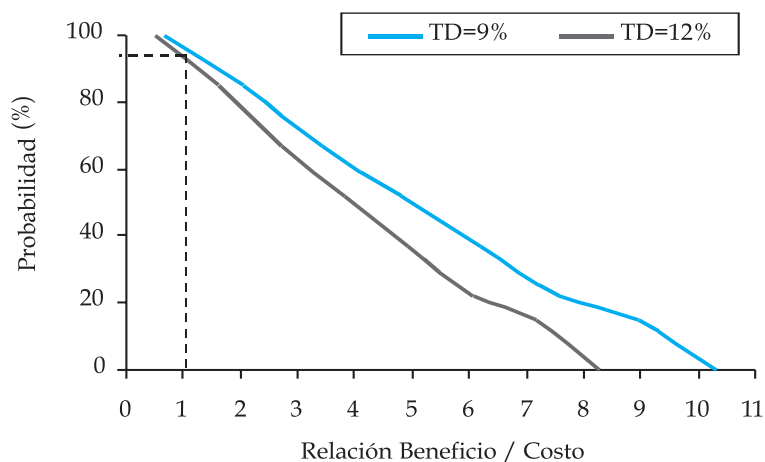


Figura 52. Relación B/C, Bogotá 500 kV



En la figura 53 se muestra que para la propuesta total (Costa y Bogotá 500 kV) existe una probabilidad del 84% de que la relación B/C sea superior a la unidad, utilizando una tasa de descuento del 9%, y una probabilidad del 80% al utilizar una tasa de descuento del 12%. El resultado anterior es superior al obtenido con la proyección de demanda del escenario medio.

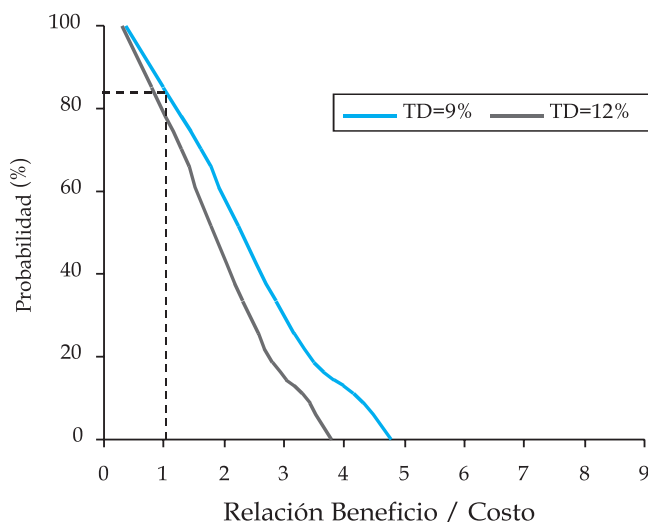


Figura 53. Relación B/C, propuesta total

Con los resultados obtenidos tanto para el escenario de proyección medio como para el bajo se observa que no existen cambios sustanciales ya que los beneficios asociados a la disminución de restricciones se mantienen e incluso aumentan en algunas situaciones.

Análisis de Sensibilidad a los Costos de Inversión

Con el escenario bajo de proyección de la demanda se realizó una sensibilidad al costo de inversión de los proyectos. Los resultados que se presentan en las figuras 54 a la 56 muestran que la probabilidad de que la Relación Beneficio/Costo sea mayor que uno va disminuyendo a medida que se aumenta el costo de inversión.

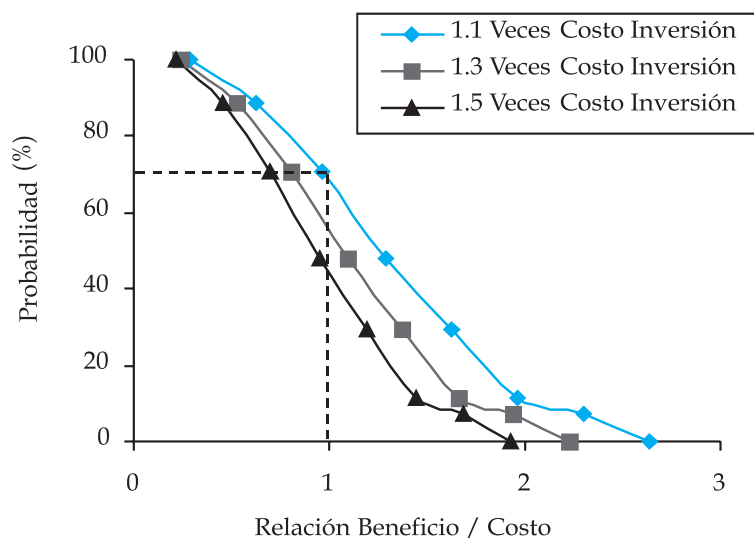


Figura 54. Relación B/C, Costa 500 kV



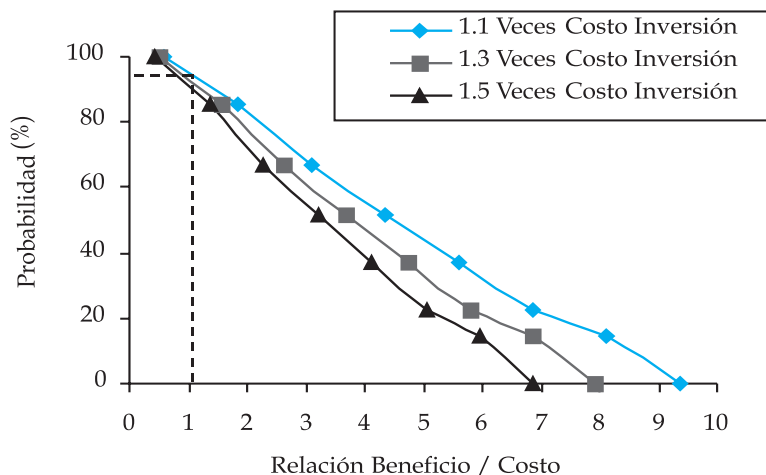


Figura 55 Relación B/C, Bogotá 500 kV

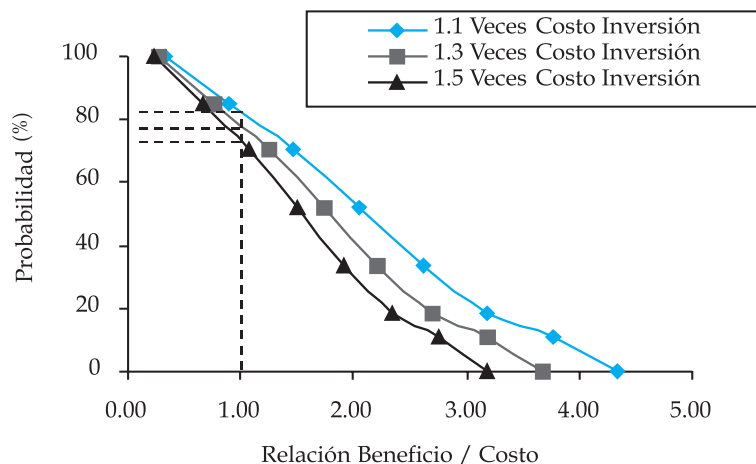


Figura 56 Relación B/C, propuesta total

Así como los resultados anteriores permiten concluir que adelantar la propuesta es conveniente para el sistema desde el punto de vista financiero, es necesario tener en cuenta que también lo es desde el punto de vista económico, dado que existen una serie de beneficios que por ser de difícil cuantificación no fueron incluidos en los anteriores análisis. Entre dichos beneficios se tiene:

- Al reforzar el costado oriental del sistema se potencia la posibilidad de explotar las interconexiones internacionales con Venezuela y Brasil.
- Contar con un tercer circuito de conexión a 500 kV entre el Interior y la Costa que vaya por un corredor diferente al actual reduce la vulnerabilidad del sistema a fallas por salidas de las líneas.
- Llevar a cabo el tercer circuito a 500 kV por el corredor oriental es coherente con el alto nivel de reservas de recursos para generación que existe en la región este del país.



Conclusiones y Recomendaciones

De acuerdo con los análisis realizados, la Unidad de Planeación Minero Energética recomienda al Ministerio de Minas y Energía adoptar las siguientes obras de transmisión para ser desarrolladas mediante convocatorias públicas internacionales:

1. La línea de transmisión a 500 kV Bolívar - Copey - Ocaña – Primavera, con una longitud aproximada de 623 km, con sus correspondientes módulos de línea, bahías de compensación, reactores de línea transformación 500/230 kV en las subestaciones Bolívar, Copey, Ocaña y Primavera. Los tramos de línea necesarios para reconfigurar uno de los circuitos Sabanalarga-Ternera en las líneas Bolívar – Ternera y Bolívar – Sabanalarga, con una longitud aproximada de 6 km. Los tramos de línea necesarios para reconfigurar la línea Cartagena – Sabanalarga en Cartagena - Bolívar y Bolívar – Sabanalarga, con una longitud aproximada de 6 km.
2. Los tramos de línea a 500 kV necesarios para reconfigurar uno de los circuitos San Carlos – Cerromatoso en las líneas San Carlos – Primavera y Cerromatoso - Primavera, con una longitud aproximada de 100 km, con sus correspondientes módulos de línea, bahías de compensación y reactores de línea en la subestación Primavera.
3. La línea de transmisión a 500 kV Primavera – Bacatá (denominada el Sol en el Plan Preliminar), con una longitud aproximada de 200 km, con sus correspondientes módulos de línea, bahías de compensación, reactores de línea y transformación 500/230 kV en la subestación Bacatá. Los tramos de línea necesarios para reconfigurar la línea doble circuito a 230 kV Torca – Noroeste en las líneas doble circuito Torca – Bacatá y Bacatá – Noroeste, con una longitud aproximada de 50 km. Compensación capacitiva de 75 MVAR a 230 kV en la subestación la Mesa.
4. La línea de transmisión a 230 kV Copey - Valledupar con una longitud aproximada de 80 km, con sus correspondientes módulos de línea en las subestaciones Copey y Valledupar.
5. De acuerdo con el estudio presentado por Transelca, y los análisis realizados por la Unidad, recomendamos realizar la reconfiguración de las subestaciones Ternera 220 kV de anillo a interruptor y medio y el cambio de algunos equipos de patio de la subestación Cartagena 220 kV.

Así mismo se encontraron algunos problemas a nivel regional, por lo que las siguientes son algunas recomendaciones particulares para las empresas relacionadas:

Electrocosta: Iniciar los estudios de alternativas para evitar los problemas de sobrecargas en el transformador de 500/110 kV de Chinú.

Huila – Caqueta: Iniciar los estudios de alternativas para evitar los problemas de sobrecargas en el transformador de 230/110 kV de Betania.

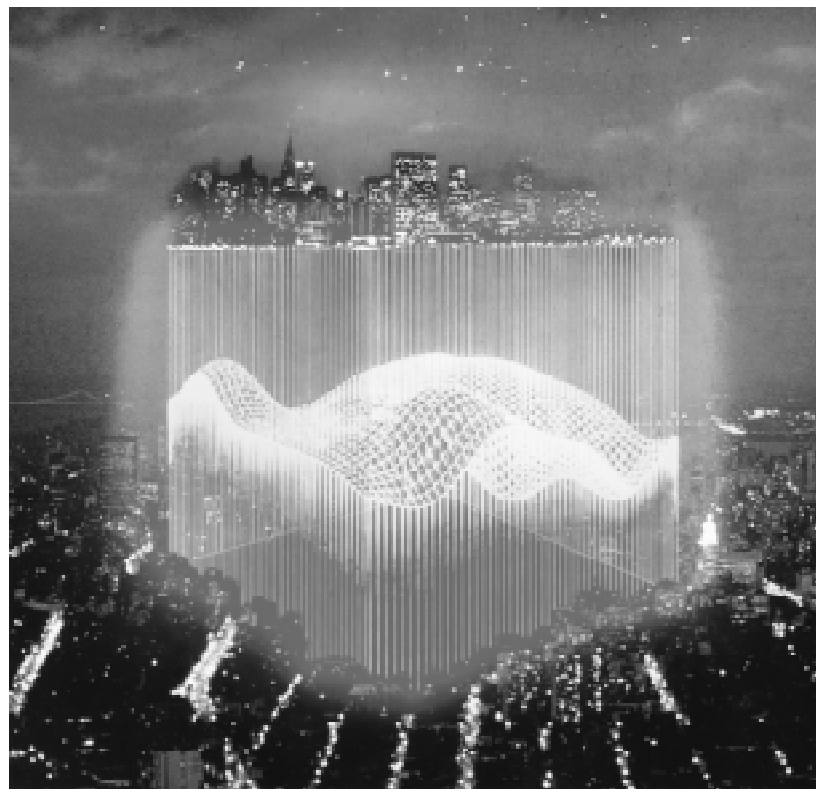




8

CAPITULO

Análisis de Largo Plazo 2005 - 2015



Indice



.....ANÁLISIS DE LARGO PLAZO 2005 - 2015

Expansión de la Generación

Para la obtención de las estrategias de generación de energía eléctrica en el largo plazo se deben considerar las diversas variables determinantes de la expansión del sistema, tales como los recursos energéticos disponibles, las políticas y tendencias energéticas -que podrían darse- y las perspectivas de inversión, entre otras.

El análisis de largo plazo se dividió en dos fases: una que comprende el período 2005-2010 y otra que va del año 2011 al 2015.

Supuestos

Los supuestos empleados para fundamentar las estrategias corresponden a diferentes escenarios de evolución de los energéticos que se utilizan para la generación de electricidad, que son:

Hidroelectricidad

Se ha considerado que antes del 2010 la inversión privada en el desarrollo de este tipo de proyectos es de baja probabilidad debido a los riesgos relacionados con el tipo de financiación, con la consecución de contratos de venta de energía eléctrica en el largo plazo, la obtención de la licencia ambiental y a factores inherentes a la actual situación del país.

Adicionalmente, en la actualidad existe la tendencia mundial de repotenciar unidades hidráulicas, con costos de inversión que oscilan entre 200 US\$/kW a 800 US\$/kW, que son similares, e incluso inferiores, a los costos de unidades térmicas a gas de ciclo abierto y ciclo combinado.

De acuerdo al potencial hidráulico instalado en el país, aproximadamente 8 GW, se estima que alrededor de 500 a 1000 MW podrían ser repotenciados en un primer programa que podría comenzar por las centrales hidroeléctricas más antiguas del sistema con capacidades de más de 10 MW. De igual forma es posible adelantar otro programa de remodelación y repotenciación de centrales hidroeléctricas de menos de 10 MW, estimándose que existen alrededor de 250 plantas en este rango.



Gas Natural¹

Este tipo de proyectos es atractivo por su relativa facilidad para la obtención de financiación, no obstante lo cual, su instalación dependerá de las siguientes variables:

- Liberación de los precios del gas a partir de septiembre del 2005, según se establece en la resolución CREG 057 de 1996.
- El éxito de nuevos hallazgos de gas natural y condensados en la Costa Atlántica y en los Llanos orientales.

Carbón

La instalación de éste tipo de proyectos en el largo plazo dependerá de la instalación de plantas con tecnologías más eficientes, con menos impactos ambientales y a precios comercialmente competitivos. En la actualidad se han desarrollado tecnologías con una gran eficiencia, como son las de ciclo combinado integrado, sin embargo algunas de dichas unidades se encuentran como unidades piloto y sus costos de inversión son aún elevados con respecto a las plantas tradicionales de carbón pulverizado.

Estrategias para la Expansión 2005-2010

Con base en los supuestos contemplados anteriormente se plantearon las siguientes estrategias en el largo plazo:

Estrategia 1 (LP1)

Esta estrategia considera las reservas de gas natural a diciembre 31 de 1999 (6641 GPC), aumentadas por las reservas no probadas de la Guajira y Casanaré, las cuales fluctúan entre 1530 y 2230 GPC; por lo que se estima que el precio del gas en boca de pozo estaría alrededor de los 3.00 US\$/MBTU hacia el 2015.

Como se observa en la tabla 28, en el largo plazo se asume la instalación de 276 MW a gas y 900 MW a carbón, que totalizan 1176 MW, lo cual equivale a un 23% en unidades a gas y un 77% en unidades a carbón.

Estrategia 2 (LP2)

Considera los mismos supuestos empleados en la estrategia 1. No obstante, se tiene en cuenta que con la posible construcción de un proyecto hidráulico multipropósito y la repotenciación de algunas plantas hidráulicas existentes se podría contar con 520 MW adicionales hacia finales del 2010. Con base en lo anterior esta estrategia requeriría en el futuro de 276 MW a gas, 750 MW a carbón y 520 MW en agua, lo cual totaliza 1546 MW de los cuales el 18% son a gas, el 48% son a carbón y 34% en agua.

Estrategia 3 (LP3)

Considera las reservas de gas natural a diciembre 31 de 1999 (6641 GPC), aumentadas por nuevos descubrimientos de gas natural, las cuales podrían ser del orden de 5000 GPC; se estima que el precio del gas en boca de pozo estaría alrededor de 1.78 US\$/MBTU al final del período de análisis, causando que toda la expansión se dé basada en gas natural, instalándose 1223 MW.

²¹ En el anexo 7 se presentan los escenarios de evolución del gas natural en el horizonte 2000 a 2015



Estrategia 4 (LP4)

Esta estrategia tiene como base los supuestos contemplados en la estrategia 3, pero teniendo en cuenta la construcción de un proyecto hidráulico multipropósito y la repotenciación de algunas de las plantas existentes; con lo cual se podría tener hacia finales del 2010 una capacidad hidráulica adicional de 520 MW. De acuerdo con lo anterior, el sistema requerirá 1100 MW nuevos a gas y 520 MW hidráulicos, totalizando 1620 MW, de los cuales el 68% sería a gas y el 32% en agua.

La capacidad requerida por el sistema en el período de largo plazo 2005-2010 por año y por energético se presenta en la tabla 28.

AÑO	LP1			LP2			Lp3			LP4		
	H	G	C	H	G	C	H	G	C	H	G	C
2005								276				
2006								271			150	
2007		276			276			543				
2008			150			150					350	
2009			300			300					600	
2010			450	520		300		133		520		
TOTAL		276	900	520	276	750		1223		520	1100	
MW		1176			1546			1223			1620	

Tabla 28. Capacidad requerida en MW período 2005-2010. Escenario medio de demanda.

Composición Futura Del Sistema

De acuerdo con la capacidad instalada y la capacidad requerida en cada una de las estrategias, el sistema en el final del período (2010) podría tener aproximadamente la capacidad que se presenta en la tabla 29.

ESTRATEGIAS	LP1	LP2	LP3	LP4
Capacidad al 2010 MW	15013	15383	15060	15457

Tabla 29. Capacidad futura del sistema al 2010. Escenario medio

En términos porcentuales, al final del período de largo plazo -2010- el sistema tendría aún una alta participación hidráulica la cual fluctuaría entre el 61 y 64% y una participación térmica que estaría entre un 39 y 36% respectivamente. Como se observa, la composición hidráulica predomina ya que en el corto plazo se instalan alrededor de 1146 MW. La participación de los diferentes energéticos en la capacidad futura se muestra en la figura 57.



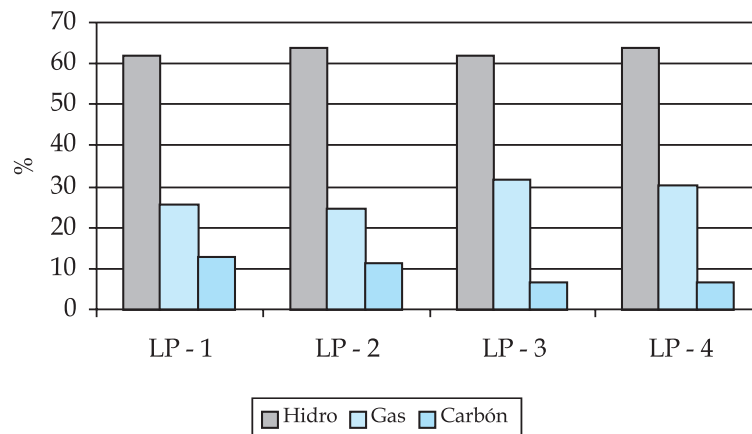


Figura 57. Composición porcentual del sistema por energético (año 2010)

Confiabilidad

Los análisis de confiabilidad y seguridad realizados muestran que las cuatro estrategias cumplen con los criterios de confiabilidad (95% de los casos simulados no deben fallar), Valor Esperado de Racionamiento –VERE- ($VERE < 1.5\%$) y Valor Esperado de Racionamiento Condicionado –VEREC- ($VEREC < 3\%$). Se encontró que la estrategia con mayores problemas de seguridad es la cuatro, que presenta valores de VEREC iguales al límite en el 2010.

Generación Esperada de Energía 2005 - 2010

Como se observa en la figura 58, si se instalaran los 1176 MW térmicos supuestos en la LP1, el sistema podría generar en el 2010 un 35% de su energía a partir de recursos térmicos y el restante sería con recursos hidráulicos.

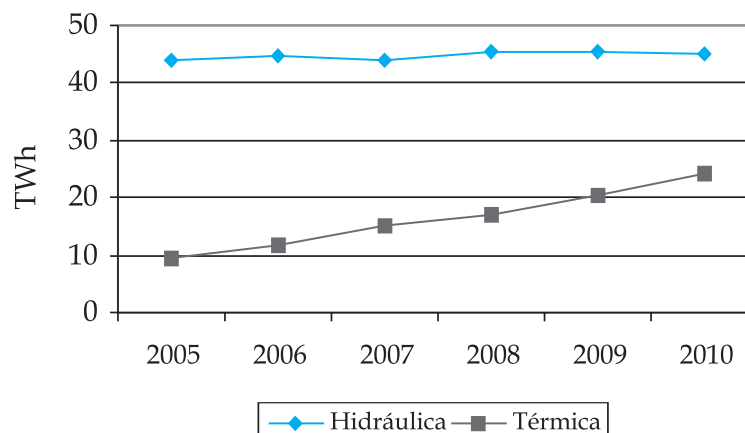


Figura 58. Composición de la generación en la estrategia 1



Si se instalaran los 1026 MW térmicos y los 520 MW hidráulicos establecidos en la estrategia 2 el sistema podría generar en el 2010 un 32% de la energía total con recursos térmicos y el restante con recursos hidráulicos, tal y como se observa en la figura 59.

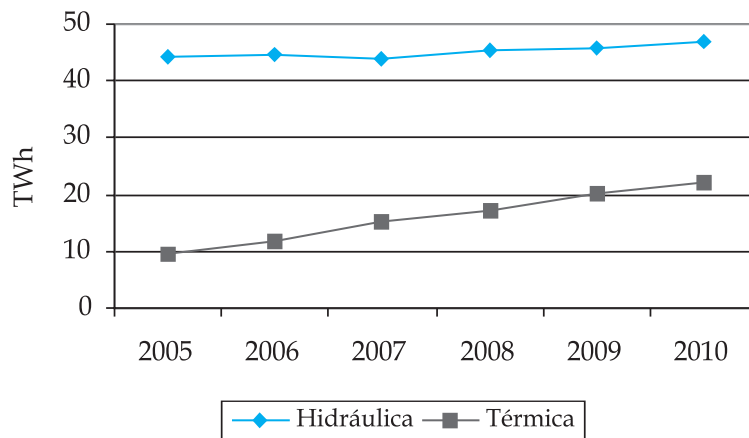


Figura 59. Composición de la generación en la estrategia 2

Como se observa en la figura 60, instalándose los 1223 MW de unidades a gas consideradas en la estrategia 3, el sistema podría tener en el 2010 un 35% de su generación a partir de recursos térmicos y el restante con recursos hidráulicos.

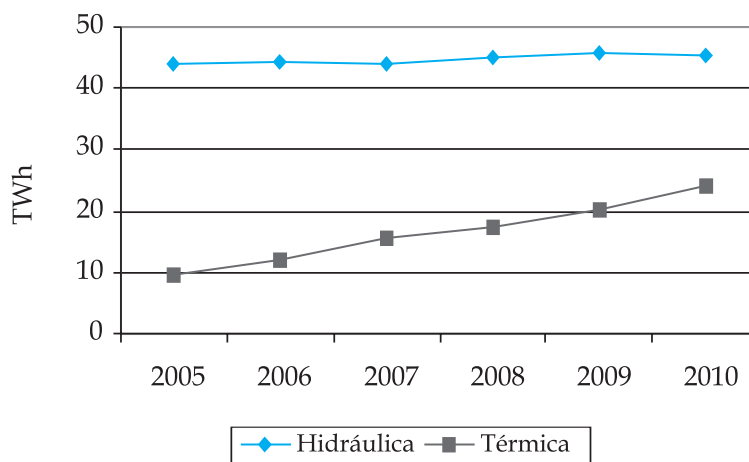


Figura 60. Composición de la generación en la estrategia 3

De acuerdo a la figura 61, si se instalaran los 1100 MW térmicos y los 520 MW hidráulicos considerados en la estrategia 4, el sistema podría tener en el 2010 un 32% de su generación a partir de recursos térmicos y el restante con recursos hidráulicos.



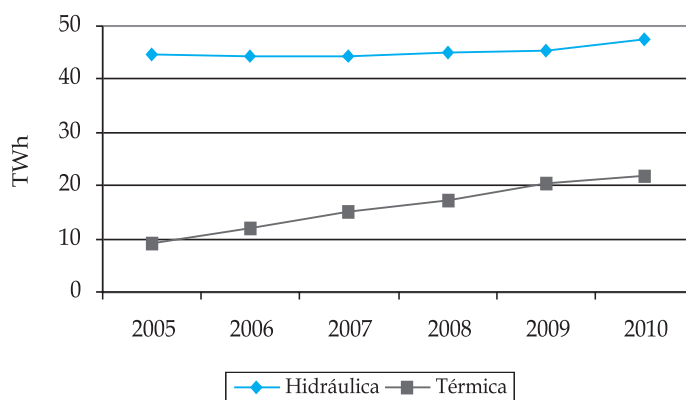


Figura 61. Composición de la generación en la estrategia 4

Costo Incremental Promedio de Largo Plazo

El Costo Incremental Promedio de Largo Plazo –CIPLP– fue calculado para dos intervalos de tiempo: el primer período es el comprendido entre el año 2000 y el 2010 y el segundo período va entre el 2005 y el 2010. Para su cálculo se utilizaron los costos asociados a cada una de las alternativas de expansión y el escenario medio de proyección de la demanda de energía eléctrica. Los supuestos utilizados en la obtención del CIPLP fueron los siguientes (ver anexo 1):

- Los costos de inversión para cada una de las tecnologías consideradas en la expansión del sistema fueron obtenidos de información suministrada por los promotores de los proyectos registrados en la Unidad, diversas publicaciones internacionales y estudios realizados por la UPME. Los costos de inversión empleados fueron: unidades a gas ciclo abierto 400 US\$/kW, para las unidades a gas ciclo combinado un rango entre 560 y 650 US\$/kW y para las unidades térmicas a carbón otro rango, el cual varió entre 1000 US\$/kW y 1150 US\$/kW. Para las plantas hidroeléctricas se emplearon promedios de los costos suministrados por los promotores de los proyectos.
- Para cada tecnología a instalar se consideró un período de construcción diferente. Para las unidades a gas de ciclo abierto se consideró un tiempo de aproximadamente un año, unidades de ciclo combinado aproximadamente dos años, plantas a carbón tres años y plantas hidráulicas siete años.
- En el modelaje de los costos de operación y mantenimiento se tuvo en cuenta que la mayor parte de éstos la conforma el costo del combustible, para el caso particular del gas natural se consideró la resolución CREG 028 de 1999 en la cual se establecen los cargos fijos y variables del transporte del gas natural. Para los costos de operación y mantenimiento diferentes a los asociados al costo del combustible, tanto fijos como variables, se utilizaron promedios de datos reportados por los promotores de los proyectos.
- Se tomó como base una tasa de interés del 10%, no obstante, se realizó una sensibilidad a dicha tasa teniendo en consideración un rango entre el 8% y el 14%.
- Con la mejora en los materiales, mayor tecnificación en la fabricación de muchos de los equipos y mejora de los procesos de construcción y mantenimiento, algunos tipos de unidades han aumentado su vida útil respecto a las expectativas que se tenían a finales de la década pasada. Se estimó para una unidad con ciclo abierto una vida útil de 20 años, para unidades de ciclo combinado a gas y unidades térmicas a carbón el período considerado fue 25 años y para las plantas hidráulicas se asumió una vida útil de 50 años.



A continuación se presenta los resultados obtenidos para los períodos de análisis anteriormente citados.

CIPLP 2000-2010

Para el período 2000 al 2004 se tomó como base la alternativa de corto plazo CP1, del año 2005 en adelante se adiciona la estrategia de largo plazo que corresponda.

Estrategia LP1

Esta estrategia tuvo un valor del CIPLP que varió entre 40,80 y 42,04 US\$/MWh para una tasa de descuento del 10%. La sensibilidad a la tasa de interés arrojó valores entre 34.84 y 61.16 US\$/MWh, para tasas entre 8% y 14% respectivamente. Estos resultados se muestran en la figura 62. Es de recordar que esta estrategia tiene como base plantas térmicas a carbón, cuyo alto costo de instalación causa un CIPLP elevado.

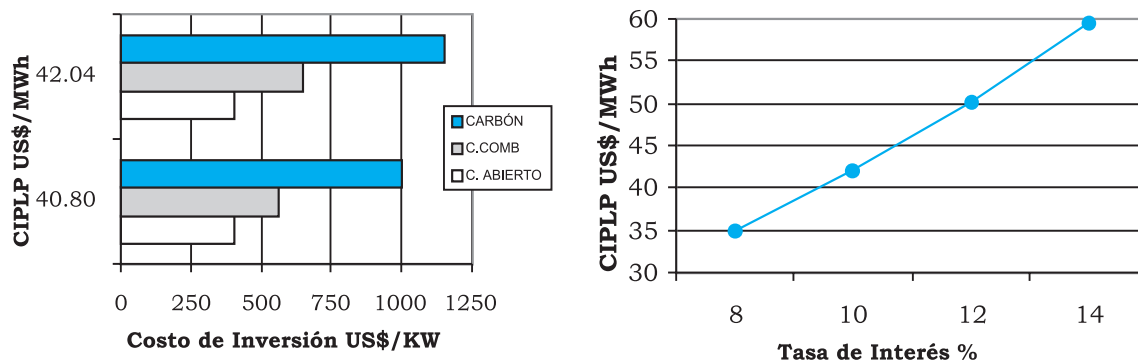


Figura 62. Sensibilidad del CIPLP a costo de inversión y tasa de interés (LP1 / 2000-2010)

Estrategia LP2

Para esta estrategia se obtuvieron valores del CIPLP que van entre 42.43 y 44.07 US\$/MWh. Asumiendo tasas de interés entre el 8% y 14% dicho costo se coloca en un rango entre 36.13 y 62.83 US\$/MWh, estos resultados se muestran en la figura 63. Dado que la estrategia LP2 se compone esencialmente de plantas de carbón y además hacia el final del horizonte de análisis incorpora capacidad hidráulica, tiene un costo superior en comparación a la estrategia anterior.

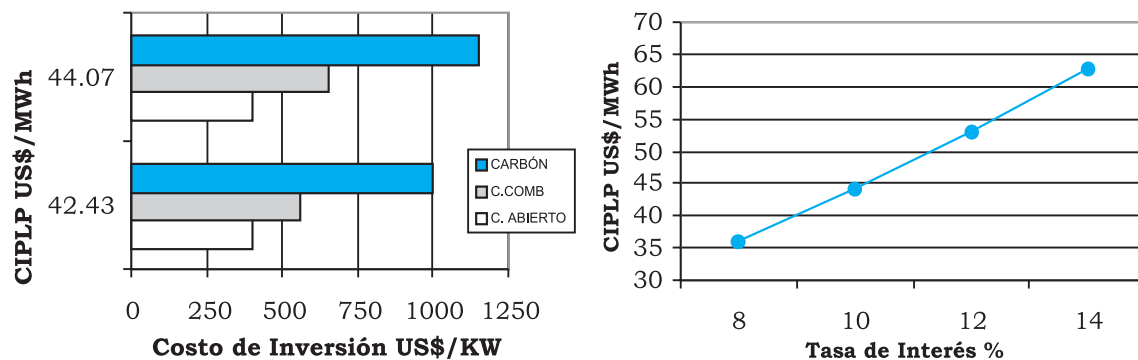


Figura 63. Sensibilidad del CIPLP a costo de inversión y tasa de interés (LP2 / 2000-2010)



Estrategia LP3

Esta estrategia presentó un CIPLP entre 39.22 y 40.28 US\$/MWh a una tasa de descuento del 10%. Dicho costo está en un rango entre 33.94 y 55.46 US\$/MWh para tasas de interés entre el 8% y 14%, estos resultados se presentan en la figura 64. Esta estrategia presenta el menor costo entre las consideradas en el largo plazo ya que se compone sólo de plantas térmicas a gas que son las que tienen los menores costos de inversión.

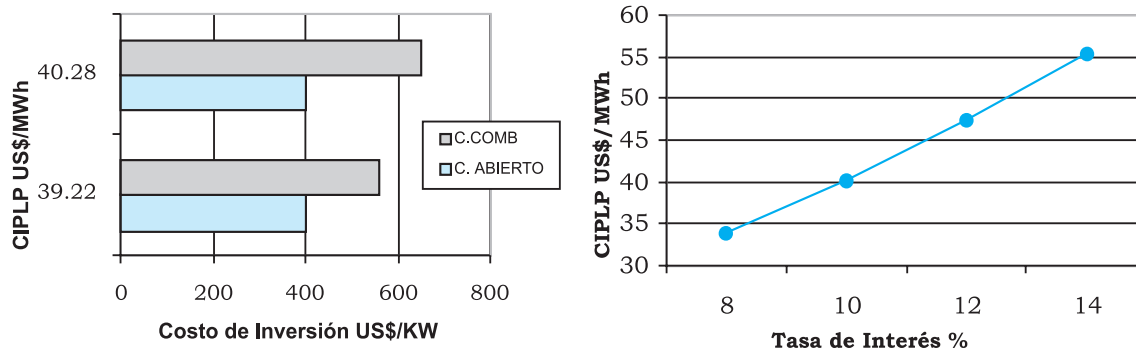


Figura 64. Sensibilidad del CIPLP a costo de inversión y tasa de interés (LP3 / 2000-2010)

Estrategia LP4

El CIPLP para esta estrategia varía entre 36.92 y 41.21 US\$/MWh. Empleando tasas de interés entre el 8% y 14%, dicho costo fluctúa entre 34.08 y 58.03 US\$/MWh, estos resultados se muestran en la figura 65. Esta es la estrategia con el segundo menor costo de las evaluadas en el largo plazo.

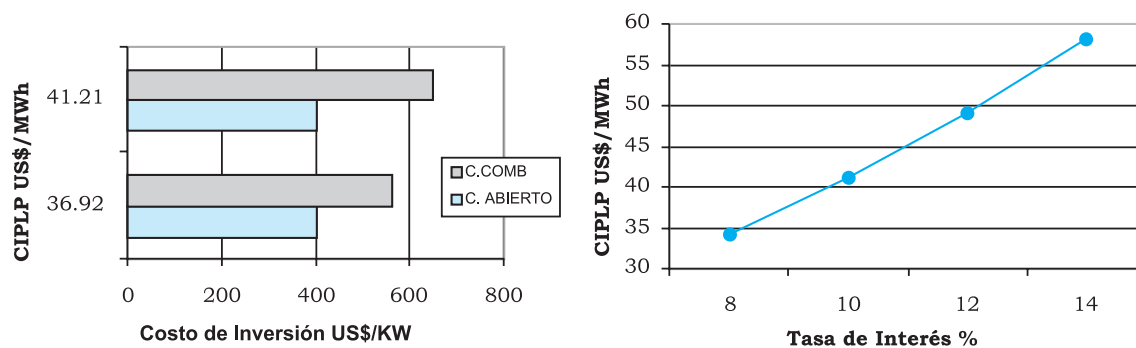


Figura 65. Sensibilidad del CIPLP a costo de inversión y tasa de interés (LP4 / 2000-2010)

CIPLP 2005-2010

Para el cálculo del CIPLP de éste período se tuvieron en cuenta solo las estrategias de largo plazo obtenidas, es decir no se consideraron los costos de los proyectos a instalarse en el período 2000-2005.

.....



Estrategia LP1

El cálculo del CIPLP para la estrategia LP1 arrojó valores entre 35.55 y 38.17 US\$/MWh, a una tasa del 10%. Asumiendo tasas de descuento entre el 8% y 14% este costo se coloca entre 34.00 y 47.98 US\$/MWh (ver figura 66).

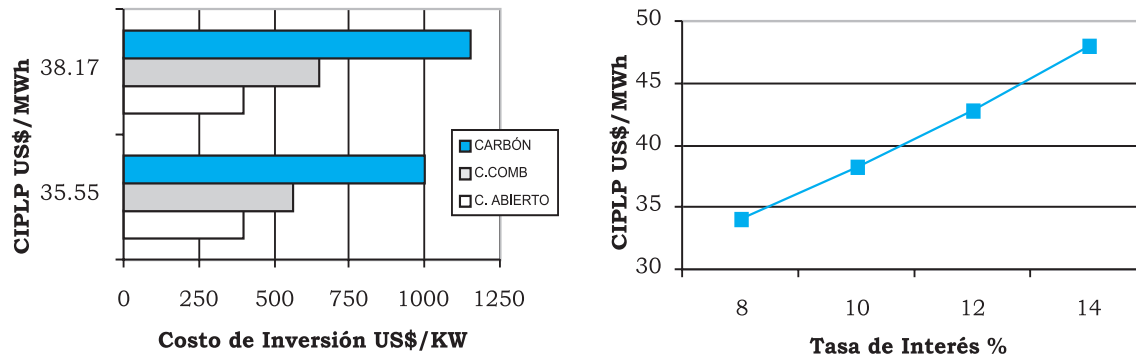


Figura 66. Sensibilidad del CIPLP a costo de inversión y tasa de interés (LP1 / 2005-2010)

Estrategia LP2

El CIPLP para esta estrategia tiene valores entre 40.37 y 43.95 US\$/MWh. Para tasas de interés entre el 8% y 14% este costo está en un rango entre 37.29 y 59.14 US\$/MWh, ver figura 67. El alto costo de esta estrategia se debe a que se compone principalmente de plantas de carbón y que hacia el final del período de análisis incorpora capacidad hidráulica.

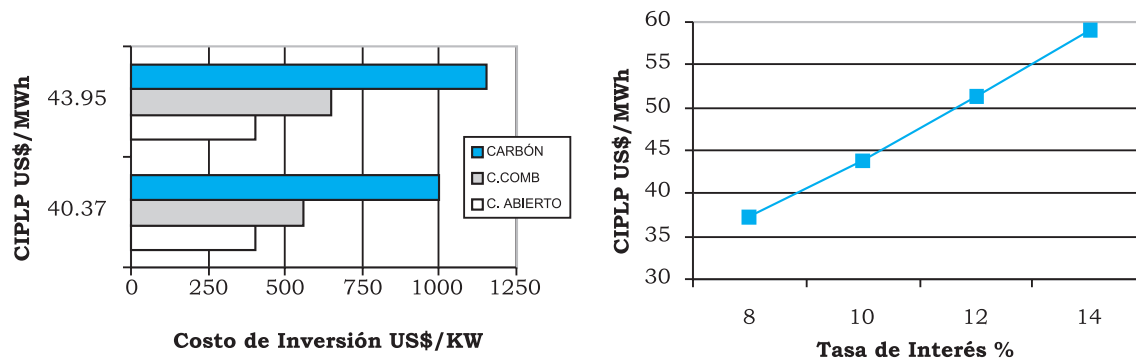


Figura 67. Sensibilidad del CIPLP a costo de inversión y tasa de interés (LP2 / 2005-2010)

Estrategia LP3

La estrategia LP3 tuvo valores de CIPLP entre 33.13 y 35.06 US\$/MWh, a una tasa de interés del 10%. Mientras que para tasas de descuento entre el 8% y 14% se obtuvieron costos entre 32.59 y 40.74 US\$/MWh. La figura 68 contiene estos resultados. Esta estrategia presenta el menor costo en el período 2005 –2010 ya que se compone sólo de plantas térmicas a gas.



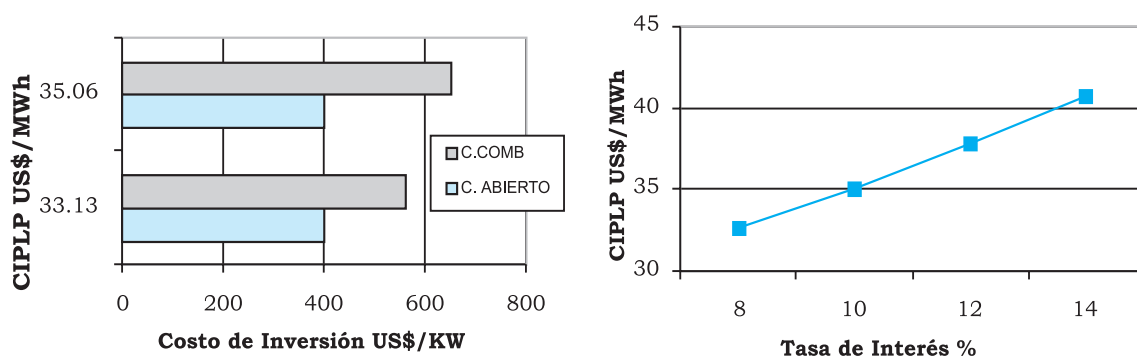


Figura 68. Sensibilidad del CIPLP a costo de inversión y tasa de interés (LP3 / 2005-2010)

Estrategia LP4

Esta estrategia tiene un CIPLP que varía entre 35.63 y 37.45 US\$/MWh. Empleando tasas de descuento entre el 8% y 14% los resultados se colocan en un rango entre 32.85 y 47.32 US\$/MWh, estos resultados se ilustran en la figura 69. Esta es la estrategia con el segundo menor costo de las evaluadas en el período 2005-2010.

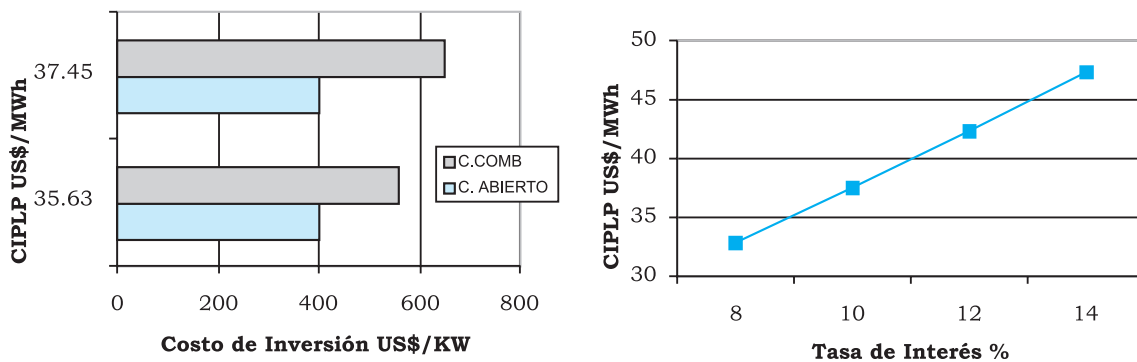


Figura 69. Sensibilidad del CIPLP a costo de inversión y tasa de interés (LP4 / 2005-2010)

Estrategias para la expansión 2011-2015

Para la obtención de las estrategias de expansión para el período 2011-2015 se consideraron, además de los supuestos empleados para la obtención de las estrategias 2005-2010, los siguientes aspectos:

- La disponibilidad de gas natural tendrá una estrecha relación con el desarrollo que alcance la interconexión gasífera en América Latina.
- La integración de mercados eléctricos causada por la interconexión eléctrica entre los diferentes países de Centro y Suramérica.
- Vinculación de nuevos inversionistas, motivada por una mejor situación socioeconómica del país.

.....



- La disponibilidad a precios competitivos de tecnologías para la generación térmica con un bajo impacto ambiental, especialmente con relación al uso del carbón.

Considerando los anteriores aspectos, la capacidad adicional que el sistema podría requerir para atender la demanda en el período comprendido entre el 2011 al 2015 sería:

- Estrategia 1: 2200 MW, compuestos por 1800 MW con base en gas y 400 MW con base en carbón.
- Estrategia 2: 2100 MW, empleando 900 MW hidráulicos, 800 MW a gas natural y 400 MW con base en carbón.
- Estrategia 3: 2100 MW, utilizando solo unidades a gas.
- Estrategia 4: 2200 MW, determinados por 600 MW con recursos hidráulicos y 1600 MW con base a gas.

Visión de la Red de Transmisión en el Largo Plazo

El esquema adoptado por el Estado para el funcionamiento del sector energético colombiano, y en particular para el sector eléctrico, se fundamenta en el libre acceso a las redes para los oferentes y consumidores de electricidad, permitiendo introducir la competencia en la actividad de la generación y la eficiencia en la utilización de los recursos energéticos con que cuenta el país (ver anexo 3).

Período 2005-2010

Con base en este planteamiento y considerando que la expansión de la red de transmisión de energía eléctrica es determinada por las necesidades de los comercializadores y de los generadores, se considera que el sistema deberá estar en capacidad de brindar acceso al sistema de transmisión nacional en las principales ciudades del país, que en razón de su crecimiento económico y poblacional se constituyan en centros importantes de consumo de electricidad.

De la misma manera, la formación de zonas francas prevista por el gobierno en el Plan de Desarrollo, con regímenes laborales y tributarios especiales, orientadas a atraer la producción industrial (intensiva en la utilización de energía eléctrica), será otro factor que influirá en la expansión de la red.

En este sentido en el anexo 3 la Unidad presenta una visión de las posibles redes objetivo hacia el fin de la década, en función de la ubicación de las principales reservas de energéticos viables para la generación de electricidad y del crecimiento previsto para la demanda.

Período 2010-2015

Para la segunda década del siglo XXI la expansión de la red estará determinada, además de los factores ya citados, por la integración de mercados regionales de energía.

.....



Tres factores marcarán el desarrollo de las redes de transmisión: (i) la formulación y aplicación de marcos regulatorios claros y coherentes entre los países, que facilite las interconexiones, (ii) la estabilización y el crecimiento económico de los países vecinos (Ecuador y Centroamérica), que permita alcanzar niveles importantes de consumo de energía eléctrica que hagan económicamente viables las inversiones en infraestructura para la interconexión; y (iii) la evolución de los precios relativos de la electricidad y del gas natural, así como los diferenciales de precio entre el recurso gasífero venezolano y el colombiano.

En la medida en que se den estos requisitos; se fortalecerán las interconexiones que actualmente están en operación con Venezuela y Ecuador y se construirán nuevas interconexiones con estos países y con Centroamérica, con el fin de aprovechar las oportunidades de exportación de energía y el incremento de la confiabilidad del sistema colombiano por medio de la ampliación de la oferta energética a través de las importaciones (ver anexo 3).



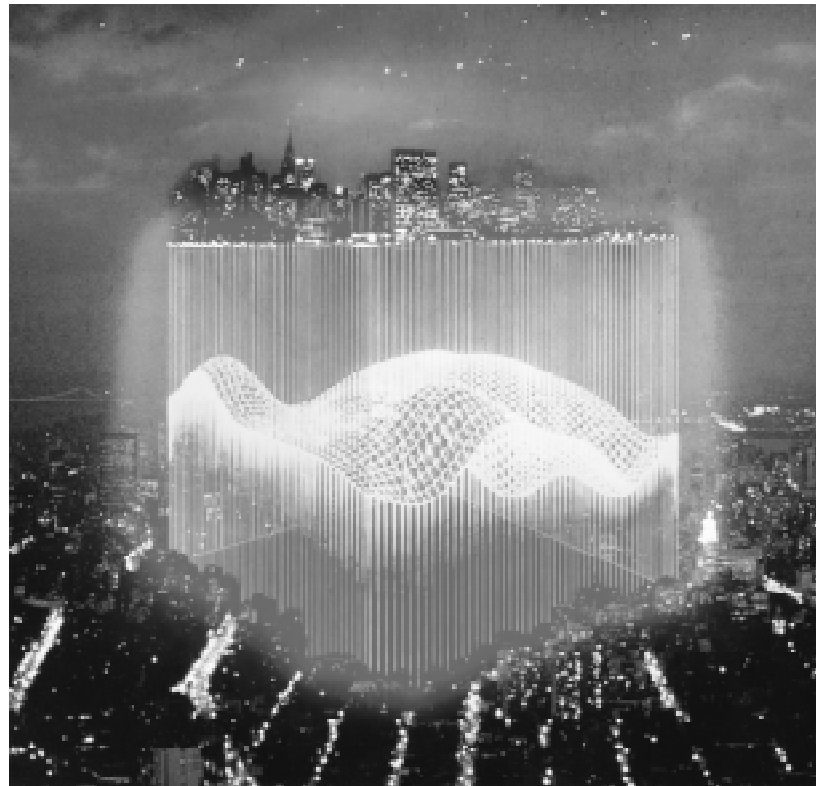






CAPITULO 9

Consideraciones Ambientales del Plan



Indice



.....CONSIDERACIONES AMBIENTALES DEL PLAN

El *Plan Energético Nacional* - PEN (1997 - 2010) establece, que para contribuir al Desarrollo Humano Sostenible, es fundamental la debida consideración de las interacciones energía - medio ambiente - economía - sociedad, así como la determinación de impactos ambientales a lo largo de la cadena energética, con el propósito de determinar acciones y correctivos, orientados a compensar los efectos desfavorables del desarrollo energético y potenciar los efectos positivos. Se considera que la *conservación y el mejoramiento de la calidad ambiental*, en todas las instancias decisorias, procesos productivos e inversiones futuras del sector, es uno de los objetivos básicos de la estrategia integral adoptada por el país. Así mismo, *el Uso Eficiente de la Energía* constituye una estrategia básica, para garantizar la sostenibilidad en la satisfacción de las necesidades energéticas.

Hasta la década del 70 la gestión energética se basó en estudios técnico - económicos de factibilidad y se realizaron estudios ecológicos que no tenían incidencia significativa en la factibilidad de los proyectos. Los costos de estos estudios eran considerados como costos marginales. En la década de los 80, se amplía el alcance de los estudios ambientales, llevando a asumir costos mucho más elevados por el manejo de contingencias, pero que no respondían a un planeamiento ambiental del sector.

Actualmente se avanza en la preparación de Planes de Manejo Ambiental derivados de estudios de impacto ambiental, que parten del conocimiento de la situación preexistente en el área de influencia del proyecto a desarrollar, logrando una mayor precisión en la identificación de los impactos ambientales significativos, y previendo acciones y soluciones viables, ampliando las inversiones preventivas respecto de aquellas paliativas.

En el futuro inmediato la gestión ambiental de las empresas del sector se orienta a la realización de estudios integrales de optimización ambiental de la gestión empresarial en el largo plazo, con lo que se acerca a un enfoque de desarrollo sostenible de la sociedad en su conjunto. Es de esperarse que un análisis adecuado del riesgo ambiental y de su incidencia en las metas sociales, sectoriales y empresariales optimice ambientalmente la gestión energética, incluso mas allá de las exigencias de la legislación vigente, que tiende a volverse más exigente en el entorno nacional e internacional.

En este contexto las políticas públicas se han orientado a promover y apoyar un adecuado manejo ambiental del sector energético, destacándose la formulación de políticas ambientales sectoriales lideradas por ECOPETROL, ISA, ECOCARBÓN y recientemente por la Unidad de Planeación Minero Energética que ha incorporado consideraciones ambientales en el Plan de Expansión de Referencia de Transmisión y de Generación Eléctrica y en el Plan Energético Nacional, las cuales se presentan en este capítulo.

.....



El Impacto Ambiental del Sector

Como se mencionó arriba, los agentes del sector eléctrico colombiano están siendo proactivos en la instauración de la Gestión Ambiental Energética, encaminándose a la prevención y mitigación de los impactos sobre los medios físico, biótico y social, impactos que son conocidos con suficiente propiedad por cada uno de los eslabones que conforman la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en Colombia.

Dentro de la variada gama de impactos ambientales ocasionados por el sector eléctrico, el Plan de Expansión centrará la discusión en los Gases de Efecto Invernadero ya que, como se discutirá más adelante, el Mecanismo de Desarrollo Limpio creado por la Convención Marco sobre Cambio Climático Global, se convierte en una importante opción tanto para la modernización del parque de generación térmico existente en Colombia como para la expansión futura empleando tecnologías de punta.

Cambio Climático

El aumento de la concentración en la atmósfera de gases de efecto invernadero (GEI) y su posible incidencia en el cambio de temperatura del planeta, es uno de los principales problemas ambientales universales, para el que se buscan soluciones también globales basadas en acuerdos y convenios internacionales. Con este propósito, en 1992 se reunió en Río de Janeiro, la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático Global (UNFCC) que acordó buscar la estabilización de las concentraciones de CO₂, CH₄, N₂O, NOx, CO y CFC (conocidos como Gases de Invernadero GI); la Convención Marco sobre Cambio Climático Global entró en vigencia el 21 de marzo de 1993 y fue ratificada por Colombia el 25 de marzo de 1995. El avance más reciente hacia el objetivo de estabilización se logró mediante la firma del Protocolo de Kioto en diciembre de 1997, en el cual, los países industrializados y los países en transición hacia economías de mercado (Rusia y Este de Europa) se comprometen con metas específicas de reducción para el período 2008-2012, con miras a lograr una disminución del 5.2% de las emisiones de GI con relación a los niveles de 1990.

El logro de este tipo de metas exige inmensos esfuerzos técnicos y económicos (5% por debajo de los niveles de 1990 pueden implicar valores cercanos al 20% respecto de los niveles actuales de emisión). Para facilitar el cumplimiento de las metas se crearon “Mecanismos de Flexibilidad” según los cuales un país puede obtener reducciones en otro país bien sea mediante comercio de emisiones entre ellos, implementación conjunta de proyectos entre países desarrollados y de economías en transición o mediante el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) que se refiere a proyectos ejecutados en países en desarrollo por parte de países con obligación de reducir. Este mecanismo establece la transferencia tecnológica efectiva para que los países en desarrollo avancen hacia metas de crecimiento económico sostenible.

Los países en desarrollo no adquirieron compromisos o metas específicas de reducción en sus emisiones de GI dentro del marco del protocolo de Kioto. Tienen sí un compromiso de orientar sus esfuerzos de progreso teniendo como propósito el desarrollo sostenible, lo cual implica alcanzar metas económicas y sociales planteando modelos alternativos bajo premisas de conservación y uso eficiente de los recursos naturales y del medio ambiente.

Emisiones Atmosféricas 2000-2015

En las figuras 61 a 65 se presentan las emisiones atmosféricas de CO₂, CO, CH₄, N₂O y NOx resultantes en las diferentes alternativas del Plan de Expansión.



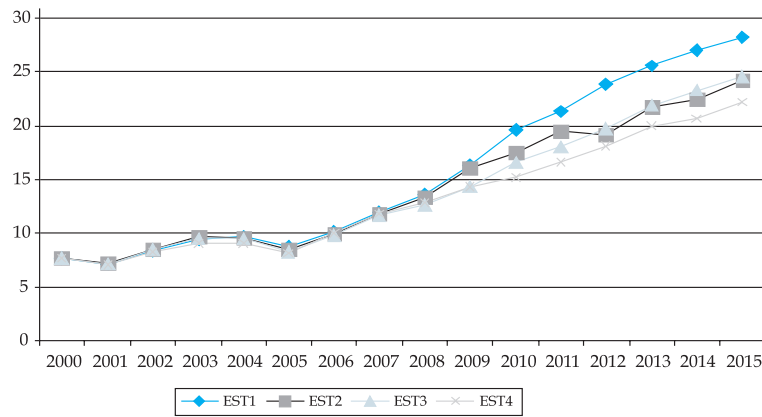


Figura 61. Emisiones de CO₂ (millones de ton)

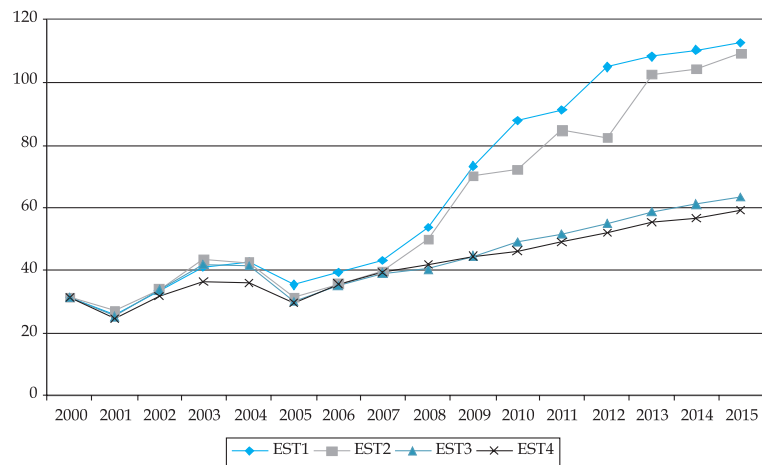


Figura 62. Emisiones de NO₂ (ton)

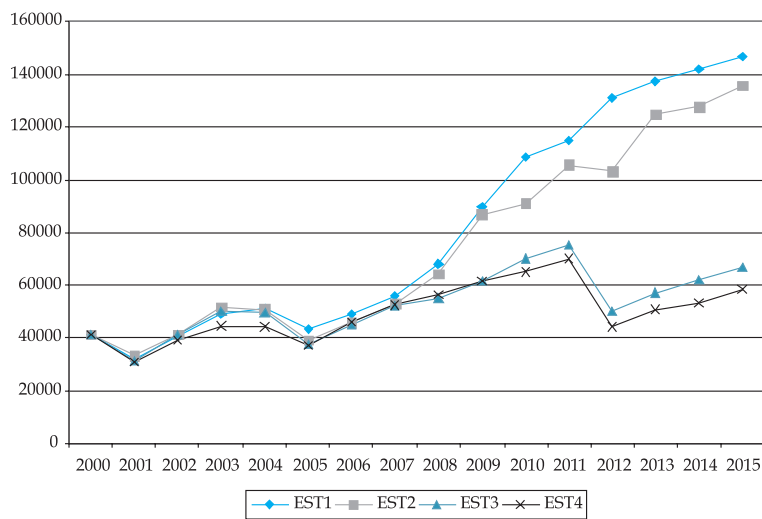


Figura 63. Emisiones de NO_x (ton)



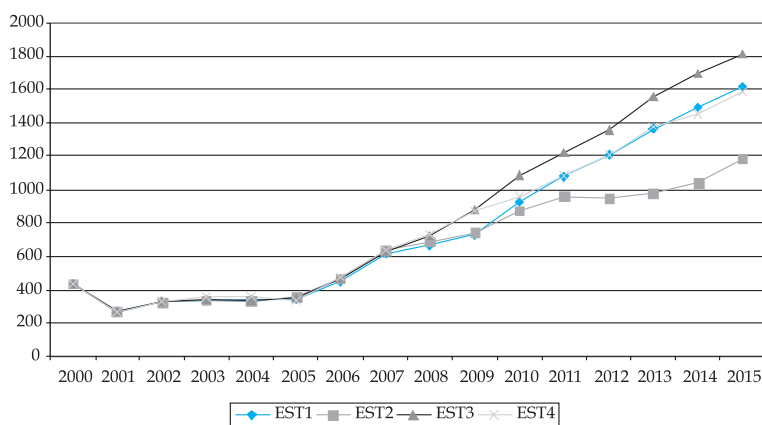


Figura 64. Emisiones de CH₄ (ton)

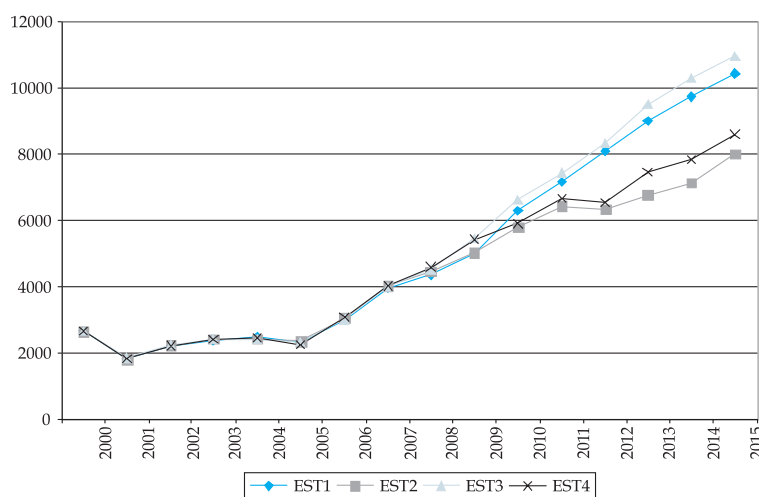


Figura 65. Emisiones de CO (ton)

Como era de esperarse, las emisiones se comportan siguiendo la expansión térmica del sistema eléctrico, aumentando cada vez que la participación de la generación térmica es mayor para satisfacer la demanda.

Con referencia a los crecimientos estimados en las emisiones del CO₂ (las demás emisiones siguen aproximadamente los mismos comportamientos), las tasas de crecimiento para el período 2000-2004 son crecientes de manera moderada en todas las estrategias (entre 4.0% y 5.9%). Se nota una reducción de las emisiones para todas las estrategias en el año 2005, debido al supuesto de liberación de restricciones en el sistema. A partir del 2005 y hasta el 2010, se presentarían incrementos considerables, entre el 13.2% y el 17.3%, y finalmente, para los últimos 5 años, las tasas de crecimiento se reducen a valores entre 6.8% y 8.1%. Durante todo el período de estudio (2000-2015), las emisiones crecerán entre un 7.3% para la estrategia 4 y un 9.0% para la estrategia 1.

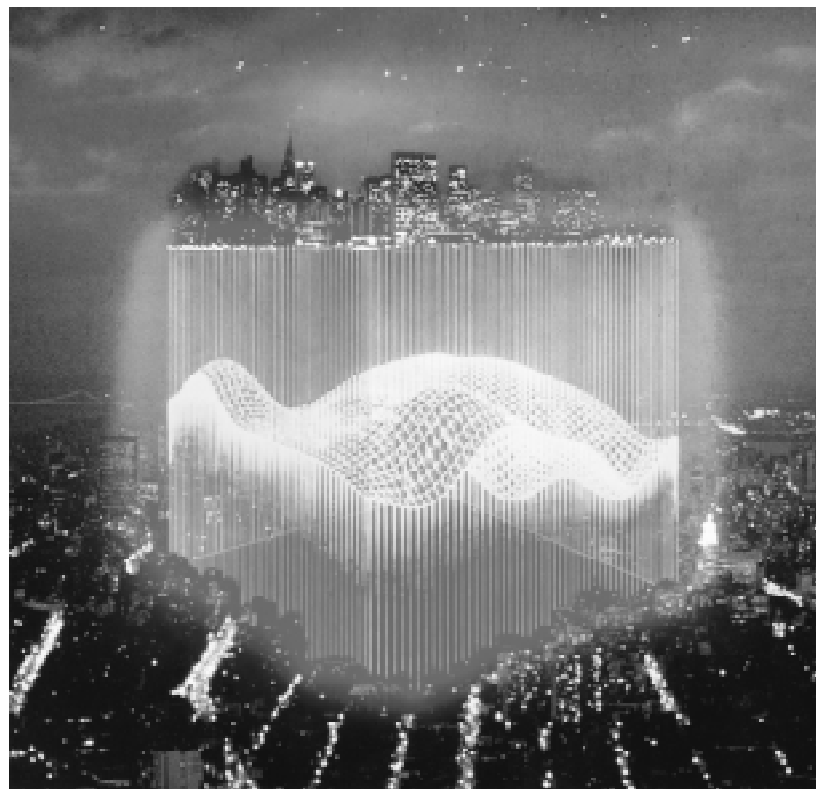
El acelerado crecimiento durante la segunda mitad de la próxima década podría ser aprovechado por parte del país, para impulsar adquisición de tecnologías de punta mediante la utilización del MDL, pues se espera que para aquel entonces el protocolo de Kioto esté en pleno rigor y los países desarrollados estarán interesados en mitigar emisiones mediante inversiones en el cono sur.





CAPITULO 10

Análisis de la Expansión de Generación



Indice



.....ANÁLISIS DE LA EXPANSIÓN DE GENERACIÓN

En las secciones anteriores del Plan se presentaron escenarios que recogen posibles senderos de evolución de la expansión de la generación de energía eléctrica en Colombia. En ese capítulo se presenta un análisis de la remuneración necesaria para viabilizar dicha expansión dados los costos que se estimaron en los capítulos anteriores del Plan.

Margen de Capacidad y Confiabilidad del Sistema

Aunque el sector eléctrico Colombiano ha logrado reducir su vulnerabilidad a la hidrología, la elevada participación del recurso hidráulico en el parque de generación y las características del mismo obligan al sistema a contar con un importante margen de capacidad instalada que permita afrontar los períodos climáticos extremos cumpliendo con los criterios de confiabilidad y seguridad establecidos.

La figura 70 muestra la evolución del margen de capacidad en los últimos años, así como su comportamiento esperado en cada una de las estrategias de expansión. En dicha figura se observa como en el corto plazo el margen aumenta, pasando de más de 4400 MW en 1998 (59% de la demanda pico) a un poco más de 5000 MW en 2002 (61% de la demanda pico), debido principalmente a la entrada de nuevos proyectos cuya decisión de construcción fue tomada antes de los cambios estructurales del sector en los últimos años y al bajo crecimiento de la demanda producto de la recesión económica del último año. Después del 2002 el margen comienza a disminuir para colocarse en el 2010 entre el 23% y el 26% de la demanda pico.



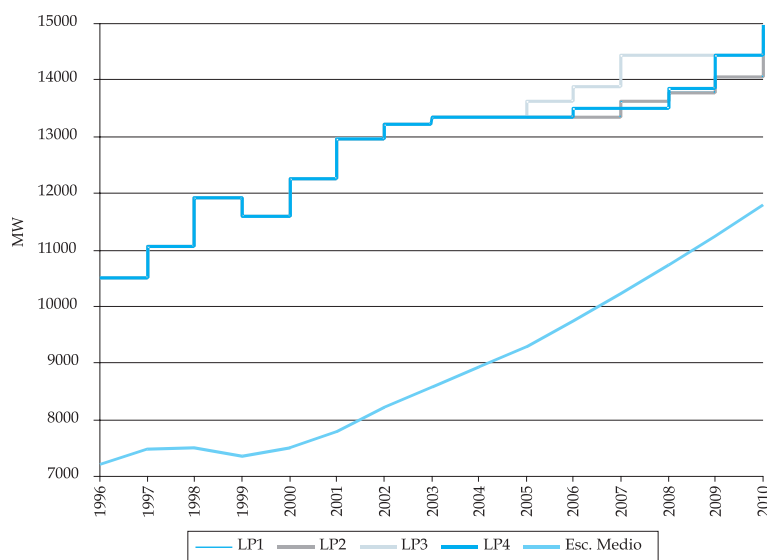


Figura 70. Margen de capacidad

Lo ocurrido con el margen de capacidad podría llevar de manera equivocada a concluir que en el sistema existe un excedente innecesario de capacidad, es decir una sobreinstalación. Sin embargo, tanto las pasadas experiencias como los análisis realizados muestran que, dadas las características de nuestro parque hidráulico (filo de agua), gran parte de esta capacidad es necesaria si se quiere que en la presencia de un fenómeno del Niño no se presenten racionamientos de energía eléctrica en el país o que se violen los niveles de confiabilidad definidos en la regulación. Durante el pasado fenómeno del Niño 1997 –1998, se requirió de un gran esfuerzo de coordinación de los recursos disponibles para evitar el racionamiento, esto a pesar que el margen de capacidad era en ese entonces de 3500 MW (48% de la demanda pico).

Como se tratará en la sección siguiente, lograr el exigente compromiso de confiabilidad establecido actualmente requiere de una adecuada estructura de ingresos para el parque generador.

Remuneración y Confiabilidad del Sistema

Si se comparan los costos marginales históricos del sistema con el Costo Incremental Promedio de Largo Plazo –CIPLP- se podría tener una idea de cómo habrían sido remunerados los futuros proyectos de generación desde que se implantó el Cargo por Capacidad en el sistema (1997). La figura 71 contiene la distribución de probabilidad del costo marginal del sistema, incluido el CERE, y el rango dentro del cual podría moverse el CIPLP para la expansión del sistema. De la figura se puede concluir que, con los precios históricos, un nuevo proyecto de expansión totalmente expuesto a Bolsa tendría una probabilidad cercana al 19% de tener una rentabilidad igual o mayor al 10% y del 14% de obtener una rentabilidad igual o superior al 14%. Por lo tanto sería adecuado esperar un incremento de los costos marginales del sistema de tal forma que la expansión del sistema sea viable.



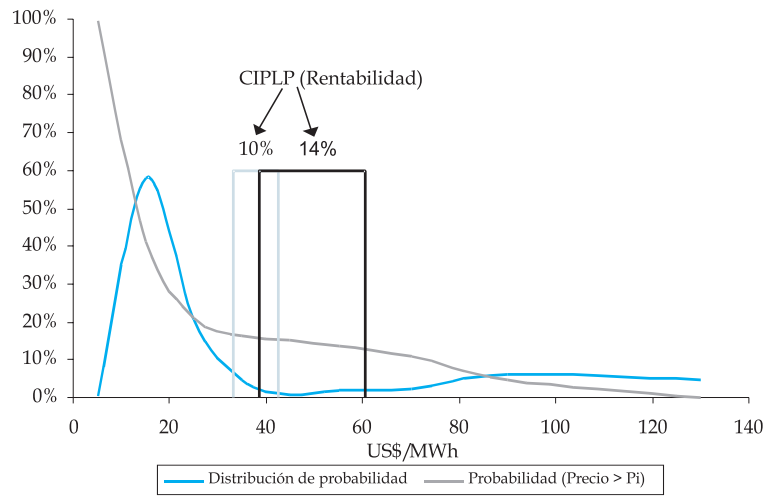


Figura 71. Distribución de probabilidad del precio de Bolsa y CIPLP

Al realizar la simulación de una de las estrategias de expansión planteadas (la LP3) se puede obtener una curva de distribución de probabilidad del costo marginal esperado en condiciones hidrológicas promedio. Estos resultados se muestran en la figura 72, en la cual se presenta además el rango de CIPLP para la estrategia LP3 para diferentes tasas de descuento. En dicha figura puede apreciarse como la probabilidad de obtener una rentabilidad del 10% cae al 10%, y al mismo tiempo se observa como sería exigua la posibilidad de obtener rentabilidades superiores al 12%. Lo anterior se debe a que en presencia de una hidrología promedio en todo el horizonte de estudio las plantas que el sistema requiere como respaldo no tendrían como remunerarse, aumentando la oferta y llevando a una depresión en los precios. Este resultado podría estar evidenciando una falla en la actual remuneración del cargo por capacidad, en relación con la confiabilidad deseada del sistema.

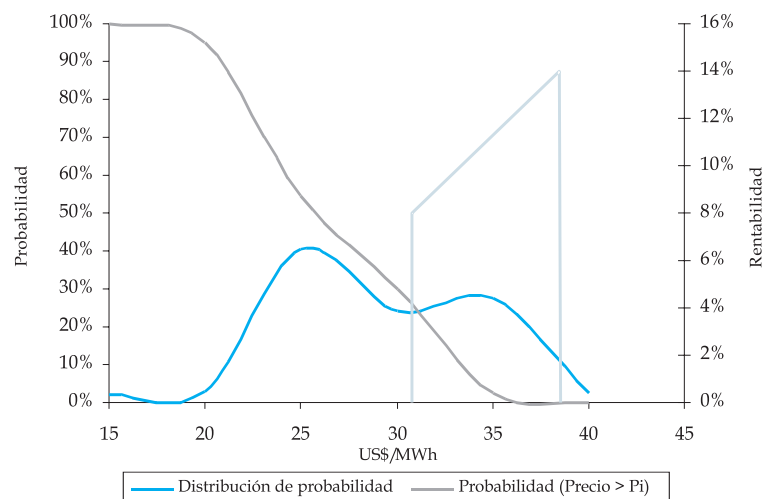


Figura 72. Distribución de probabilidad de los costos marginales y CIPLP (LP3)



Se realizó un análisis de sensibilidad a los criterios de confiabilidad y seguridad del sistema para evaluar el impacto que una expansión menos segura tendría en los ingresos de los generadores. En la figura 73 se presenta la distribución de probabilidad del costo marginal y el CIPLP para una estrategia de expansión, derivada de la LP3 (únicamente se consideran proyectos a gas natural) en la cual solo se cumple con la confiabilidad del 95% y el VERE.

Con la nueva estrategia de expansión puede apreciarse como los costos marginales aumentan por la activación de la señal de racionamientos puntuales en el horizonte de estudio y como el CIPLP disminuye por una mayor utilización de los recursos. En este nuevo escenario la probabilidad de tener una rentabilidad del 10% es del 35% y la probabilidad de una rentabilidad del 14% se eleva al 20%.

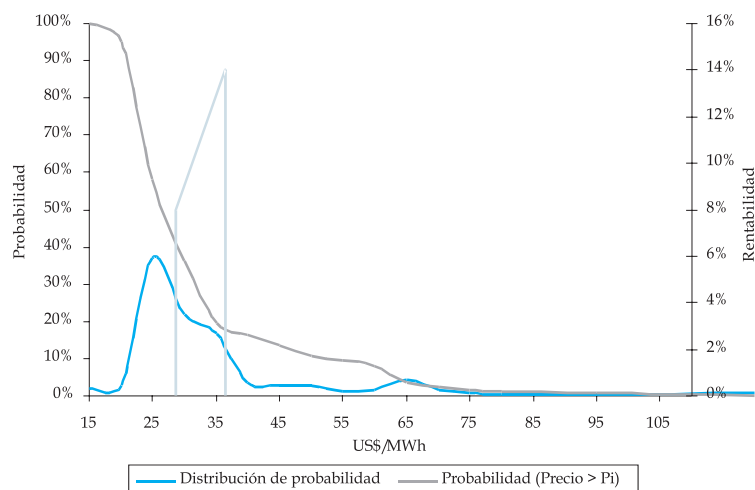


Figura 73. Distribución de probabilidad del costo marginal y CIPLP (LP3 sin VERE_C)

Si bien los resultados anteriores deben ser tomados con precaución, ya que obedecen a simulaciones y extrapolaciones del pasado que pueden no corresponder exactamente al comportamiento futuro del mercado, si permiten tener una idea de la problemática que representa la conciliación entre la confiabilidad deseada y la remuneración de los agentes que aportan dicha confiabilidad.

La especial condición del sistema Colombiano, representada en su dependencia de la hidrología, obliga a tener mecanismos de remuneración que garanticen una expansión “firme” del sistema. De esta manera se podría trabajar en dos direcciones, por un lado en la revisión del Cargo por Capacidad, buscando la manera en que éste refleje la confiabilidad futura del sistema e incorpore la problemática de su amplio margen de capacidad; o en cualquier caso, mecanismos de cobertura para garantizar la expansión y confiabilidad que consulten la “firmeza” al abastecimiento. De otro lado, se deben explorar nuevos proyectos hidroeléctricos, caracterizados por una mayor energía firme, que permitan aprovechar este recurso sin afectar la seguridad del sistema.





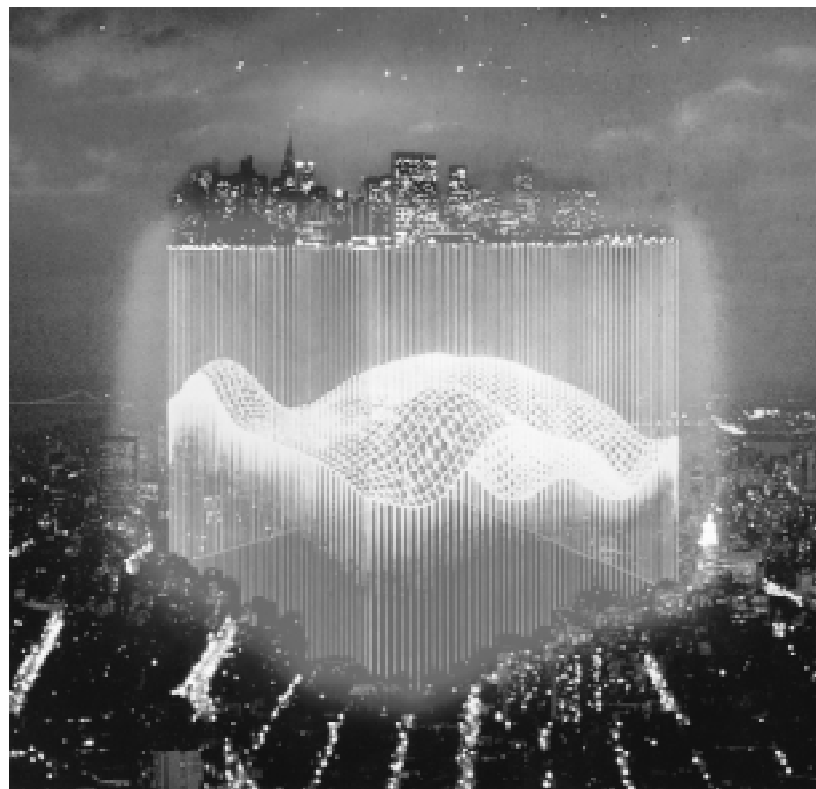




1

ANEXO

Información Básica y Capacidad Instalada del Sistema Interconectado Nacional



Indice



COSTOS INDICATIVOS DE PROYECTOS TERMOELECTRICOS A GAS - CICLO COMBINADO

(Resumen de la Información Técnica y Económica)

Tasa de Descuento del 10% (Dólares constantes de Diciembre de 1999)

Sin Impuestos

PROYECTO	CAP. EN SITIO (MW) (1)	ENERGIA (GWh) (2)	PPTO. INV US\$ MILL. (3)	COSTO INDICE INV (3) US\$/kW	COSTO INDICE INV (4) US\$/MWh	COSTO INDICE AO&M		COSTO TRANSPORTE (5)		COSTO TOTAL (AO&M+TRANSP)			COSTO COMBUS. US\$/MWh	COSTO ENERGIA MEDIA US\$/MWh
						FIJO US\$/kW-año	VAR US\$/MWh	CAPAC US\$/kW-año	VAR US\$/MWh	FIJO US\$/kW-año	VAR US\$/MWh			
CICLO COMBINADO DE 100 MW														
Costa Atlántica	92.1	564.5	66.2	718.6	13.7	25.2	2.0	12.0	2.0	37.1	4.0	8.7	32.5	
Llanos Orientales	90.1	552.3	69.5	771.2	14.8	25.2	2.0	15.9	2.6	41.1	4.6	8.7	34.8	
Magdalena Medio	90.4	554.3	68.3	755.9	14.5	25.2	2.0	16.0	2.6	41.2	4.7	8.7	34.5	
Valle	88.3	541.2	66.7	755.5	14.5	25.2	2.0	54.6	8.9	79.8	10.9	8.6	47.0	
CICLO COMBINADO DE 150 MW														
Costa Atlántica	138.1	846.7	95.6	692.2	13.2	25.2	2.0	12.0	2.0	37.1	4.0	8.7	32.0	
Llanos Orientales	135.1	828.5	100.4	742.9	14.2	25.2	2.0	15.9	2.6	41.1	4.6	8.7	34.2	
Magdalena Medio	135.6	831.5	98.7	728.2	13.9	25.2	2.0	16.0	2.6	41.2	4.7	8.7	34.0	
Valle	132.4	811.8	96.3	727.8	13.9	25.2	2.0	54.6	8.9	79.8	10.9	8.6	46.5	
CICLO COMBINADO DE 200 MW														
Costa Atlántica	184.1	1129.0	123.9	673.1	12.5	25.2	2.0	12.0	2.0	37.1	4.0	8.7	31.3	
Llanos Orientales	180.1	1104.6	130.1	722.4	13.4	25.2	2.0	15.9	2.6	41.1	4.6	8.7	33.4	
Magdalena Medio	180.8	1108.6	128.0	708.1	13.2	25.2	2.0	16.0	2.6	41.2	4.7	8.7	33.2	
Valle	176.5	1082.4	124.9	707.7	13.2	25.2	2.0	54.6	8.9	79.8	10.9	8.6	45.7	
CICLO COMBINADO DE 300 MW														
Costa Atlántica	276.2	1693.5	179.6	650.2	12.1	25.2	2.0	12.0	2.0	37.1	4.0	8.7	30.9	
Llanos Orientales	270.2	1656.9	188.5	697.7	13.0	25.2	2.0	15.9	2.6	41.1	4.6	8.7	33.0	
Magdalena Medio	271.2	1663.0	185.5	683.9	12.7	25.2	2.0	16.0	2.6	41.2	4.7	8.7	32.8	
Valle	264.8	1623.6	181.0	683.5	12.7	25.2	2.0	54.6	8.9	79.8	10.9	8.6	45.3	

(*) Los cálculos no consideran intereses durante la construcción. La información técnica y los presupuestos son de referencia. Se considera una vida útil de 25 años.

(1) La capacidad en sitio se calculó teniendo en cuenta la temperatura, humedad relativa y altura sobre el nivel del mar del mismo.

(2) La energía ha sido calculada con un factor promedio de utilización de 0.7 durante la vida útil.

(3) Indicador calculado a partir de la razón simple entre presupuesto y capacidad en sitio.

(4) Indicador calculado a partir de la razón entre el presupuesto actualizado a la tasa de descuento, en el año de entrada en operación de la planta y su capacidad en sitio.

(5) Indicador calculado teniendo en cuenta resolución CREG 028-99



COSTOS INDICATIVOS DE PROYECTOS TERMOELECTRICOS A GAS - CICLO ABIERTO
(Resumen de la Información Técnica y Económica)

Tasa de Descuento del 10% (Dólares constantes de Diciembre de 1999)

Sin Impuestos

PROYECTO	CAP. EN SITIO (MW) (1)	ENERGIA (GWh) (2)	PPTO. INV US\$ MILL.	COSTO INDICE INV (3) US\$/kW	COSTO INDICE INV (4) US\$/MWh	COSTO INDICE AO&M		COSTO TRANSPORTE (5)		COSTO TOTAL (AO&M+TRANSP)		COSTO COMBUS. US\$/MWh	COSTO ENERGIA MEDIA US\$/MWh
						FIJO US\$/kw-año	VAR US\$/MWh	CAPAC US\$/kw-año	VAR US\$/MWh	FIJO US\$/kw-año	VAR US\$/MWh		
CICLO ABIERTO DE 100 MW													
Costa Atlántica	92.0	402.9	36.8	400.2	11.1	13.2	2.0	16.7	3.8	29.9	5.9	12.8	36.6
Llanos Orientales	88.4	387.2	38.7	437.2	12.1	13.2	2.0	21.7	4.9	34.9	7.0	12.8	39.9
Magdalena Medio	89.8	393.3	38.0	423.5	11.8	13.2	2.0	20.2	4.6	33.4	6.7	12.9	38.9
Valle	84.8	371.4	37.1	437.6	12.1	13.2	2.0	74.2	16.9	87.4	19.0	12.7	63.8
CICLO ABIERTO DE 150 MW													
Costa Atlántica	138.0	604.3	55.2	400.2	11.1	13.2	2.0	16.7	3.8	29.9	5.9	12.8	36.6
Llanos Orientales	132.6	580.8	58.0	437.2	12.1	13.2	2.0	21.7	4.9	34.9	7.0	12.8	39.9
Magdalena Medio	134.7	590.0	57.0	423.5	11.8	13.2	2.0	20.2	4.6	33.4	6.7	12.9	38.9
Valle	127.2	557.1	55.7	437.6	12.1	13.2	2.0	74.2	16.9	87.4	19.0	12.7	63.8
CICLO ABIERTO DE 200 MW													
Costa Atlántica	184.0	805.8	73.6	400.2	11.1	13.2	2.0	16.7	3.8	29.9	5.9	12.8	36.6
Llanos Orientales	176.8	774.4	77.3	437.3	12.1	13.2	2.0	21.7	4.9	34.9	7.0	12.8	39.9
Magdalena Medio	179.6	786.6	76.1	423.5	11.8	13.2	2.0	20.2	4.6	33.4	6.7	12.9	38.9
Valle	169.6	742.8	74.2	437.7	12.1	13.2	2.0	74.2	16.9	87.4	19.0	12.7	63.8
CICLO ABIERTO DE 300 MW													
Costa Atlántica	276.0	1208.7	110.4	400.2	11.1	13.2	2.0	16.7	3.8	29.9	5.9	12.8	36.6
Llanos Orientales	265.2	1161.6	116.0	437.2	12.1	13.2	2.0	21.7	4.9	34.9	7.0	12.8	39.9
Magdalena Medio	269.4	1179.9	114.1	423.5	11.8	13.2	2.0	20.2	4.6	33.4	6.7	12.9	38.9
Valle	254.4	1114.2	111.3	437.6	12.1	13.2	2.0	74.2	16.9	87.4	19.0	12.7	63.8

(*) Los cálculos no consideran intereses durante la construcción. La información técnica y los presupuestos son de referencia. Se considera una vida útil de 20 años.

- (1) La capacidad en sitio se calculó teniendo en cuenta la temperatura, humedad relativa y altura sobre el nivel del mar del mismo.
- (2) La energía ha sido calculada con un factor promedio de utilización de 0.5 durante la vida útil.
- (3) Indicador calculado a partir de la razón simple entre presupuesto y capacidad en sitio.
- (4) Indicador calculado a partir de la razón entre el presupuesto actualizado a la tasa de descuento, en el año de entrada en operación de la planta y su capacidad en sitio.
- (5) Indicador calculado teniendo en cuenta resolución CREG 028-99



COSTOS INDICATIVOS DE PROYECTOS TERMOELECTRICOS A GAS - CICLO COMBINADO
(Resumen de la Información Técnica y Económica)

Tasa de Descuento del 10% (Dólares constantes de Diciembre de 1999)

Con Impuestos

PROYECTO	CAP. EN SITIO (MW) (1)	ENERGIA (GWh) (2)	PPTO. INV US\$ MILL.	COSTO INDICE INV (3) US\$/kW	COSTO INDICE INV (4) US\$/MWh	COSTO INDICE AO&M		COSTO TRANSPORTE (5)		COSTO TOTAL (AO&M+TRANSP)		COSTO COMBUS. US\$/MWh	COSTO ENERGIA MEDIA US\$/MWh
						FIJO US\$/kW-año	VAR US\$/MWh	CAPAC US\$/kW-año	VAR US\$/MWh	FIJO US\$/kW-año	VAR US\$/MWh		
CICLO COMBINADO DE 100 MW													
Costa Atlántica	92.1	564.5	75.7	822.6	15.7	25.2	2.0	12.0	2.1	37.1	4.2	8.7	35.3
Llanos Orientales	90.1	552.3	79.5	882.8	16.9	25.2	2.0	15.9	2.8	41.1	4.8	8.7	37.7
Magdalena Medio	90.4	554.3	78.2	865.3	16.6	25.2	2.0	16.0	2.8	41.2	4.8	8.7	37.5
Valle	88.3	541.2	76.3	864.8	16.5	25.2	2.0	54.6	9.5	79.8	11.5	8.6	51.0
CICLO COMBINADO DE 150 MW													
Costa Atlántica	138.1	846.7	109.4	792.4	15.2	25.2	2.0	12.0	2.1	37.1	4.0	8.7	34.8
Llanos Orientales	135.1	828.5	114.9	850.3	16.3	25.2	2.0	15.9	2.8	41.1	4.6	8.7	37.1
Magdalena Medio	135.6	831.5	113.0	833.5	15.9	25.2	2.0	16.0	2.8	41.2	4.7	8.7	36.9
Valle	132.4	811.8	110.3	833.0	15.9	25.2	2.0	54.6	9.5	79.8	10.9	8.6	50.4
CICLO COMBINADO DE 200 MW													
Costa Atlántica	184.1	1129.0	141.9	770.5	14.3	25.2	2.0	12.0	2.1	37.1	4.0	8.7	34.0
Llanos Orientales	180.1	1104.6	149.0	826.9	15.4	25.2	2.0	15.9	2.8	41.1	4.6	8.7	36.3
Magdalena Medio	180.8	1108.6	146.5	810.5	15.1	25.2	2.0	16.0	2.8	41.2	4.7	8.7	36.1
Valle	176.5	1082.4	143.0	810.1	15.1	25.2	2.0	54.6	9.5	79.8	10.9	8.6	49.6
CICLO COMBINADO DE 300 MW													
Costa Atlántica	276.2	1693.5	205.5	744.2	13.8	25.2	2.0	12.0	2.1	37.8	4.2	8.7	33.5
Llanos Orientales	270.2	1656.9	215.8	798.7	14.9	25.2	2.0	15.9	2.8	41.7	4.8	8.7	35.8
Magdalena Medio	271.2	1663.0	212.3	782.9	14.6	25.2	2.0	16.0	2.8	41.8	4.8	8.7	35.6
Valle	264.8	1623.6	207.2	782.4	14.5	25.2	2.0	54.6	9.5	80.4	11.5	8.6	49.1

(*) Los cálculos no consideran intereses durante la construcción. La información técnica y los presupuestos son de referencia. Se considera una vida útil de 25 años.

(1) La capacidad en sitio se calculó teniendo en cuenta la temperatura, humedad relativa y altura sobre el nivel del mar del mismo.

(2) La energía ha sido calculada con un factor promedio de utilización de 0.7 durante la vida útil.

(3) Indicador calculado a partir de la razón simple entre presupuesto y capacidad en sitio.

(4) Indicador calculado a partir de la razón entre el presupuesto actualizado a la tasa de descuento, en el año de entrada en operación de la planta y su capacidad en sitio.

(5) Indicador calculado teniendo en cuenta resolución CREG 028-99



COSTOS INDICATIVOS DE PROYECTOS TERMOELECTRICOS A GAS - CICLO ABIERTO

(Resumen de la Información Técnica y Económica)

Tasa de Descuento del 10% (Dólares constantes de Diciembre de 1999)

Con Impuestos

PROYECTO	CAP. EN SITIO (MW) (1)	ENERGIA (GWh) (2)	PPTO. INV US\$ MILL.	COSTO INDICE INV (3) US\$/kW	COSTO INDICE INV (4) US\$/MWh	COSTO TRANSPORTE (5)			COSTO TOTAL (AO&M+TRANSP)			COSTO COMBUS. US\$/MWh	COSTO ENERGIA MEDIA US\$/MWh
						FIJO US\$/kW-año	VAR US\$/MWh	CAPAC US\$/kW-año	FIJO US\$/kW-año	VAR US\$/MWh	VAR US\$/MWh		
CICLO ABIERTO DE 100 MW													
Costa Atlántica	92.0	402.9	41.7	453.8	12.6	13.2	2.0	16.7	4.1	29.9	6.1	12.8	39.2
Llanos Orientales	88.4	387.2	43.8	495.7	13.8	13.2	2.0	21.7	5.3	34.9	7.3	12.8	42.6
Magdalena Medio	89.8	393.3	43.1	480.2	13.3	13.2	2.0	20.2	4.9	33.4	7.0	12.9	41.6
Valle	84.8	371.4	42.1	496.2	13.8	13.2	2.0	74.2	18.1	87.4	20.1	12.7	68.1
CICLO ABIERTO DE 150 MW													
Costa Atlántica	138.0	604.3	62.6	453.8	12.6	13.2	2.0	16.7	4.1	29.9	6.1	12.8	39.2
Llanos Orientales	132.6	580.8	65.7	495.7	13.8	13.2	2.0	21.7	5.3	34.9	7.3	12.8	42.6
Magdalena Medio	134.7	590.0	64.7	480.2	13.3	13.2	2.0	20.2	4.9	33.4	7.0	12.9	41.6
Valle	127.2	557.1	63.1	496.2	13.8	13.2	2.0	74.2	18.1	87.4	20.1	12.7	68.1
CICLO ABIERTO DE 200 MW													
Costa Atlántica	184.0	805.8	83.5	453.8	12.6	13.2	2.0	16.7	4.1	29.9	6.1	12.8	39.2
Llanos Orientales	176.8	774.4	87.7	495.7	13.8	13.2	2.0	21.7	5.3	34.9	7.3	12.8	42.6
Magdalena Medio	179.6	786.6	86.2	480.2	13.3	13.2	2.0	20.2	4.9	33.4	7.0	12.9	41.6
Valle	169.6	742.8	84.2	496.2	13.8	13.2	2.0	74.2	18.1	87.4	20.1	12.7	68.1
CICLO ABIERTO DE 300 MW													
Costa Atlántica	276.0	1208.7	125.2	453.8	12.6	13.2	2.0	16.7	4.1	29.9	6.1	12.8	39.2
Llanos Orientales	265.2	1161.6	131.5	495.7	13.8	13.2	2.0	21.7	5.3	34.9	7.3	12.8	42.6
Magdalena Medio	269.4	1179.9	129.3	480.2	13.3	13.2	2.0	20.2	4.9	33.4	7.0	12.9	41.6
Valle	254.4	1114.2	126.2	496.2	13.8	13.2	2.0	74.2	18.1	87.4	20.1	12.7	68.1

(*) Los cálculos no consideran intereses durante la construcción. La información técnica y los presupuestos son de referencia. Se considera una vida útil de 20 años.

(1) La capacidad en sitio se calculó teniendo en cuenta la temperatura, humedad relativa y altura sobre el nivel del mar del mismo.

(2) La energía ha sido calculada con un factor promedio de utilización de 0.5 durante la vida útil.

(3) Indicador calculado a partir de la razón simple entre presupuesto y capacidad en sitio.

(4) Indicador calculado a partir de la razón entre el presupuesto actualizado a la tasa de descuento, en el año de entrada en operación de la planta y su capacidad en sitio.

(5) Indicador calculado teniendo en cuenta resolución CREG 028-99



COSTOS INDICATIVOS DE PROYECTOS TERMOELECTRICOS A CARBON

Resumen de Información Técnica y Económica

Tasa de Descuento del 10 % (dólares constantes de Diciembre de 1999)

Sin Impuestos

PROYECTO	CAPACIDAD A INSTALAR (MW)	ENERGÍA ANUAL (GWh) (1)	PRESUPUESTO DE INVERSIÓN US\$ Millones	COSTO ÍNDICE DE INVERSIÓN US\$/kW (2)	COSTO INVERSIÓN ANUAL US\$/MWh (3)	COSTO EQUIVALENTE DE AO&M		COSTO COMBUSTIBLE EN PLANTA US\$/MWh	COSTO DE ENERGÍA MEDIA US\$/MWh
						FIJO US\$/kW-año	VARIABLE US\$/MWh		
Antioquia	150	919.8	233.4	1556.3	29.8	38.8	4.1	5.0	45.3
Boyacá	150	919.8	239.7	1597.8	30.5	38.8	4.1	3.9	44.8
Cundinamarca	150	919.8	239.7	1597.9	30.2	38.8	4.1	4.1	44.7
Norte de Santander	150	919.8	239.7	1597.8	30.3	38.8	4.1	3.8	44.5
Santander	150	919.8	240.0	1600.0	30.5	38.8	4.1	6.2	47.1
Valle	150	919.8	239.7	1597.8	36.3	38.8	4.1	6.3	53.1
Cesar	300	1839.6	475.6	1585.2	29.6	38.8	4.1	5.7	45.7
Córdoba	300	1839.6	462.5	1541.7	29.6	38.8	4.1	7.1	47.1
Norte de Santander	300	1839.6	462.5	1541.7	29.6	38.8	4.1	3.8	43.8

(*) Los cálculos no consideran intereses durante la construcción. La información técnica y los presupuestos son de referencia.

Factor de utilización: 0.7

Vida útil (años): 25

(1) La energía ha sido calculada con un factor promedio de utilización de 0.7 durante la vida útil.

(2) Indicador calculado a partir de la razón simple entre presupuesto y capacidad en sitio.

(3) Indicador calculado a partir de la razón entre el presupuesto actualizado a la tasa de descuento, en el año de entrada en operación de la planta y su capacidad en sitio



COSTOS INDICATIVOS DE PROYECTOS TERMOELECTRICOS A CARBON

Resumén de Información Técnica y Económica

Tasa de Descuento del 10 % (dólares constantes de Diciembre de 1999)

Con Impuestos

PROYECTO	CAPACIDAD A INSTALAR (MW)	ENERGÍA ANUAL (GWh) (1)	PRESUPUESTO DE INVERSIÓN US\$ Millones	COSTO ÍNDICE DE INVERSIÓN US\$/kW (2)	COSTO INVERSIÓN ANUAL US\$/MWh (3)	COSTO EQUIVALENTE DE AO&M		COSTO COMBUSTIBLE EN PLANTA US\$/MWh	COSTO DE ENERGÍA MEDIA US\$/MWh
						FIJO US\$/kW-año	VARIABLE US\$/MWh		
Antioquia	150	919.8	265.1	1767.4	33.8	38.8	4.1	5.0	49.3
Boyacá	150	919.8	272.2	1814.4	34.6	38.8	4.1	3.9	48.9
Cundinamarca	150	919.8	272.2	1814.5	34.3	38.8	4.1	4.1	48.8
Norte de Santander	150	919.8	272.2	1814.4	34.3	38.8	4.1	3.8	48.6
Santander	150	919.8	272.5	1816.9	34.6	38.8	4.1	6.2	51.2
Valle	150	919.8	272.2	1814.4	41.2	38.8	4.1	6.3	58.0
Cesar	300	1839.6	540.0	1800.1	33.6	38.8	4.1	5.7	49.7
Córdoba	300	1839.6	525.2	1750.7	33.6	38.8	4.1	7.1	51.1
Norte de Santander	300	1839.6	525.2	1750.7	33.6	38.8	4.1	3.8	47.8

(*) Los cálculos no consideran intereses durante la construcción. La información técnica y los presupuestos son de referencia.

Factor de utilización: 0.7

Vida útil (años): 25

(1) La energía ha sido calculada con un factor promedio de utilización de 0.7 durante la vida útil.

(2) Indicador calculado a partir de la razón simple entre presupuesto y capacidad en sitio.

(3) Indicador calculado a partir de la razón entre el presupuesto actualizado a la tasa de descuento, en el año de entrada en operación de la planta y su capacidad en sitio



CAPACIDAD DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL -SIN-

PLANTAS POR EMPRESA	PÚBLICO / PRIVADO	CAPACIDAD EFECTIVA		FACTOR DE POTENCIA	# DE UNIDADES	RECURSO	TECNOLOGÍA	AÑO DE PUESTA EN SERVICIO	LOCALIZACIÓN	
		BRUTA (MW)	NETA (MW)						MUNICIPIO	DEPARTAMENTO
CEDELCA										
FLORIDA	En proceso de privatización	26.00	26.00	0.8	2	A	F	1975	Popayán	Cauca
MENORES [sdc]		8.00	7.00	--	--	A	--	--		Cauca
Total CEDELCA		34.00	33.00							
CEDENAR										
MENORES [sdc]	En proceso de privatización	9.00	8.00	--	--	A	--	--		Nariño
RÍO MAYO	En proceso de privatización	21.00	21.00	A		A	F		San Pablo	Nariño
Total CEDENAR		30.00	29.00							
CHB										
BETANIA	Privado	540.00	540.00	0.90	3	A	F	1987	Yaguará	Huila
Total CHB		540.00	540.00							
CHEC										
ESMERALDA	En proceso de privatización	30.00	30.00	0.85	2	A	F	1963	Chinchiná	Caldas
INSULA [sdc]	En proceso de privatización	27.00	25.00	0.85	3	A	F	1979	Chinchiná	Caldas
MEN.CALDAS-QUINDÍO-RIS. [sdc]		33.00	31.00	--	--	A	--	--		
SAN FRANCISCO		135.00	135.00	0.85	3	A	F	1969	chinchiná	Caldas
Total CHEC		225.00	221.00							
CHIDRAL S.A.										
BAJO ANCHICAYÁ	Privado	74.00	74.00	0.80	4	A	F	1957	B/ventura	Valle
YUMBO 3		31.00	29.00	--	--	C	--	--	Yumbo	Valle
Total CHIDRAL		105.00	103.00							
CHIVOR S.A.										
CHIVOR	Privado	750.00	750.00	0.90	6	A	P	1982	Santa María	Boyacá
Total CHIVOR S.A.		750.00	750.00							
CORELCA										
GUAJIRA1	En proceso de privatización	160.00	151.00	0.85	1	G	GV-C	1987	Riohacha	Guajira
GUAJIRA2	En proceso de privatización	160.00	151.00	0.85	1	C	CV	1987	Riohacha	Guajira
Total CORELCA		320.00	302.00							
EBSA										
PAIPA1	En proceso de privatización	30.00	28.00	0.80	1	C	CV	1963	Paipa	Boyacá
PAIPA2	En proceso de privatización	74.00	68.00	0.85	1	C	CV	1975	Paipa	Boyacá
PAIPA3	En proceso de privatización	74.00	68.00	0.85	1	C	CV	1982	Paipa	Boyacá
Total EBSA		178.00	164.00							



CAPACIDAD DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL -SIN-

PLANTAS POR EMPRESA	PÚBLICO / PRIVADO	CAPACIDAD EFECTIVA		FACTOR DE POTENCIA	# DE UNIDADES	RECURSO	TECNOLOGÍA	AÑO DE PUESTA EN SERVICIO	LOCALIZACIÓN	
		BRUTA (MW)	NETA (MW)						MUNICIPIO	DEPARTAMENTO
EEPPM										
MENORES [sdc]	Público	55.00	55.00	--	--	A	--	--		Antioquia
GUADALUPE III		270.00	270.00	0.85	6	A	P	1966	Gómez Plata	Antioquia
GUADALUPE IV		200.00	200.00	0.90	3	A	F	1985	Alejandro	Antioquia
GUATAPE		560.00	560.00	0.85	8	A	P	1980	Guatapé	Antioquia
LA TASAJERA		310.00	310.00	0.95	3	A	P	1994	Bello	Antioquia
PLAYAS		201.00	201.00	0.90	3	A	F	1988	San Carlos	Antioquia
RIOGRANDE I		75.00	75.00	0.80	3	A	F	1956	Don Matías	Antioquia
SIERRA1		150.00	150.00	0.85	1	G	TG	1998	Pto. Parra	Antioquia
SIERRA2		150.00	150.00	0.85	1	G	TG	1998	Pto. Parra	Antioquia
TRONERAS		42.00	42.00	0.86	2	A	F	1965	Carolina	Antioquia
Total EEPPM		2,013.00	2,013.00							
ELECTROHUILA										
MENORES [sdc]	En proceso	5.00	4.00	--	--	A	--	--		Huila
Total ELECTROHUILA	de privatización	5.00	4.00							
ELECTROLIMA										
MENORES [sdc]	En proceso	4.00	4.00	--	--	A	--	--		Tolima
PRADO IV		5.00	5.00	0.85	4	A	F	1973	Prado	Tolima
PRADO		44.00	44.00	0.85	4	A	F	1973	Prado	Tolima
Total ELECTROLIMA		53.00	53.00							
EMCALI										
TERMOEMCALI 1 [n]	Público	233.80	233.80	0.9	2	G	TGV	1999	Yumbo	Valle
Total EMCALI		233.80	233.80							
EMGESA										
CANOAS	Privado	45.00	45.00	0.80	1	A	F	1972	Soacha	Cundinamarca
COLEGIO		300.00	300.00	0.80	6	A	P	1970	La Mesa	Cundinamarca
GUACA		315.00	311.00	0.90	3	A	P	1987	La Mesa	Cundinamarca
GUAVIO		1,150.00	1,150.00	0.85	5	A	P	1992	Ubalá	Cundinamarca
LAGUNETA		72.00	72.00	0.80	4	A	F	1960	Sn. Antonio	Cundinamarca
PARAISO		270.00	270.00	0.90	3	A	P	1987	La Mesa	Cundinamarca
SALTO		127.00	127.00	0.80	6	A	P	1963-1998	Sn. Antonio	Cundinamarca
ZIPA2		38.00	34.00	0.80	1	C	CV	1976	Tocancipa	Cundinamarca
ZIPA3		66.00	62.00	0.80	1	C	CV	1976	Tocancipa	Cundinamarca
ZIPA4		66.00	62.00	0.85	1	C	CV	1981	Tocancipa	Cundinamarca
ZIPA5		66.00	62.00	0.85	1	C	CV	1985	Tocancipa	Cundinamarca
Total EMGESA		2,515.00	2,495.00							
EPISA										
ALTO ANCHICAYÁ	Privado	365.00	365.00	0.90	3	A	F	1973	Buenaventura	Valle
CALIMA		120.00	120.00	0.80	4	A	F	1967	Callima (Darien)	Valle
MENORES [sdc]		3.00	2.00			A				
SALVAJINA		285.00	285.00	0.9	3	A	F	1985	Silvia	Cauca



CAPACIDAD DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL -SIN-

PLANTAS POR EMPRESA	PÚBLICO / PRIVADO	CAPACIDAD EFECTIVA		FACTOR DE POTENCIA	# DE UNIDADES	RECURSO	TECNOLOGÍA	AÑO DE PUESTA EN SERVICIO	LOCALIZACIÓN	
		BRUTA (MW)	NETA (MW)						MUNICIPIO	DEPARTAMENTO
Total EPSA		773.00	772.00							
ESSA										
BARRANCA1	En proceso	13.00	12.00	0.85	1	FO	FO-V	1982	B/bermeja	Santander
BARRANCA2	de privatización	13.00	12.00	0.85	1	FO	FO-V	1982	B/bermeja	Santander
BARRANCA3		66.00	63.00	0.85	1	FO	FO-V	1972	B/bermeja	Santander
BARRANCA4		32.00	30.00	0.85	1	G	GV-TG	1978	B/bermeja	Santander
BARRANCA5		21.00	20.00	0.90	1	G	TG	1983	B/bermeja	Santander
MENORES [sdc]		18.00	18.00	0.80	1	A	F	1954		Santander
PALENQUE3		15.00	14.00	0.80	1	G	GV	1972	Giron	Santander
Total ESSA		178.00	169.00							
FLORES										
FLORES1	Privado	152.00	150.00	0.85	1	G	TGV	1993	B/quilla	Atlántico
FLORES2		100.00	99.00	0.85	1	G	TG	1996	B/quilla	Atlántico
FLORES3		152.00	150.00	0.85	1	G	TG	1998	B/quilla	Atlántico
Total FLORES		404.00	399.00							
ISAGEN										
JAGUAS	En proceso	170.00	170.00	0.90	2	A	F	1987	San Rafael	Antioquia
OXY 1	de privatización	48.00	39.00	0.85	1	G	TG	1997	Arauca	Arauca
SAN CARLOS		1,240.00	1,240.00	0.90	8	A	P	1988	San Carlos	Antioquia
Total ISAGEN		1,458.00	1,449.00							
MERILÉTRICA										
MERILÉTRICA	Privado	157.00	154.00	0.9	1	G	TG	1998	Bucaramanga	Santander
Total MERILÉTRICA		157.00	154.00							
PROELECTRICA										
PROELECTRICA1	Privado	46.00	45.00	0.97	1	G	STIG	1993	Cartagena	Bolivar
PROELECTRICA2		46.00	45.00	0.97	1	G	STIG	1993	Cartagena	Bolivar
Total PROELECTRICA		92.00	90.00							
SOC HAGOTA S.A.										
PAIPA4 [n]	Privado	168.00	152.00	0.85	1	C	CV	1999	Paipa	Boyacá
Total SOCHAGOTA S.A.		168.00	152.00							
TEBSA										
BARRANQUILLA3	Privado	66.00	62.00	0.85	1	G	GV	1980	B/quilla	Atlántico
BARRANQUILLA4		69.00	65.00	0.85	1	G	GV	1980	B/quilla	Atlántico
TEBSA11		98.00	97.00	0.85	1	G	TGV	1996	B/quilla	Atlántico
TEBSA12		98.00	97.00	0.85	1	G	TGV	1996	B/quilla	Atlántico
TEBSA13		98.00	97.00	0.85	1	G	TGV	1996	B/quilla	Atlántico
TEBSA14		157.00	154.00	0.85	1	G	TGV	1997	B/quilla	Atlántico
TEBSA 21		96.00	95.00	0.85	1	G	TGV	1997	B/quilla	Atlántico
TEBSA 22		96.00	95.00	0.85	1	G	TGV	1997	B/quilla	Atlántico
TEBSA 24		125.00	115.00	0.85	1	G	TGV	1998	B/quilla	Atlántico
Total TEBSA		903.00	877.00							



CAPACIDAD DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL -SIN-

PLANTAS POR EMPRESA	PÚBLICO / PRIVADO	CAPACIDAD EFECTIVA		FACTOR DE POTENCIA	# DE UNIDADES	RECURSO	TECNOLOGÍA	AÑO DE PUESTA EN SERVICIO	LOCALIZACIÓN	
		BRUTA (MW)	NETA (MW)						MUNICIPIO	DEPARTAMENTO
TERMOCARTAGENA										
CARTAGENA1	Privado	66.00	62.00	0.85	1	G	GV-FO	1980	Cartagena	Bolívar
CARTAGENA2		54.00	50.00	0.85	1	G	TG-FO	1980	Cartagena	Bolívar
CARTAGENA3		71.00	67.00	0.85	1	G	TG-FO	1980	Cartagena	Bolívar
Total / TERMOCARTAGENA		191.00	179.00							
TERMODORADA										
TERMODORADA	Privado	52.00	50.00	0.85	1	G	TG	1997	La Dorada	Caldas
Total / TERMODORADA		52.00	50.00							
TERMOPIEDRAS										
TERMOPIEDRAS [sdc]	Privado	4.00	3.00		1	G	TG	2000	Piedras	Tolima
Total / TERMOPIEDRAS		4.00	3.00							
TERMOVALLE										
TERMOVALLE	Privado	214.00	210.00	0.9	2	G	GV	1998	Yumbo	Valle
Total / TERMOVALLE		214.00	210.00							
TTASAJERO										
TTASAJERO	Privado	163.00	153.00	0.85	1	C	CV	1985	Cúcuta	N. Santander
Total / TTASAJERO		163.00	153.00							
TERMOCANDELARIA										
TERMOCANDELARIA 1	Privado	150.00	150.00		1	G	TG	2000	Cartagena	Bolívar
TERMOCANDELARIA 2		150.00	150.00		1	G	TG	2000	Cartagena	Bolívar
Total / TERMOCANDELARIA		300.00	300.00							
URRÁ S.A. E.S.P.										
URRÁ 1	Público	85.00	85.00					2000	Tierralta	Córdoba
URRÁ 2		85.00	85.00					2000	Tierralta	Córdoba
URRÁ 3		85.00	85.00					2000	Tierralta	Córdoba
URRÁ 4		85.00	85.00					2000	Tierralta	Córdoba
Total / URRÁ		340.00	340.00							
TOTAL SISTEMA INTERCONECTADO		12,248.80	12,237.80							
TOTAL DESCONTANDO PLANTAS sdc		12,082.80	12,082.80							

Fuente: Gerencia CND - ISA, Seguimiento al Plan de Expansión - UPME.

Elaboró: UPME

RECURSO:
A: Agua G: Gas
C: Carbón FO: Fuel-Oil

TECNOLOGÍA:
F: Hidráulica con Francis
P: Hidráulica con Pelton

CV: Térmica carbón-vapor TG: Turbogas
GV: Térmica gas-vapor TGV: Turbogas-vapor (o ciclo combinado)
FO-V: Térmica fuel-oil vapor

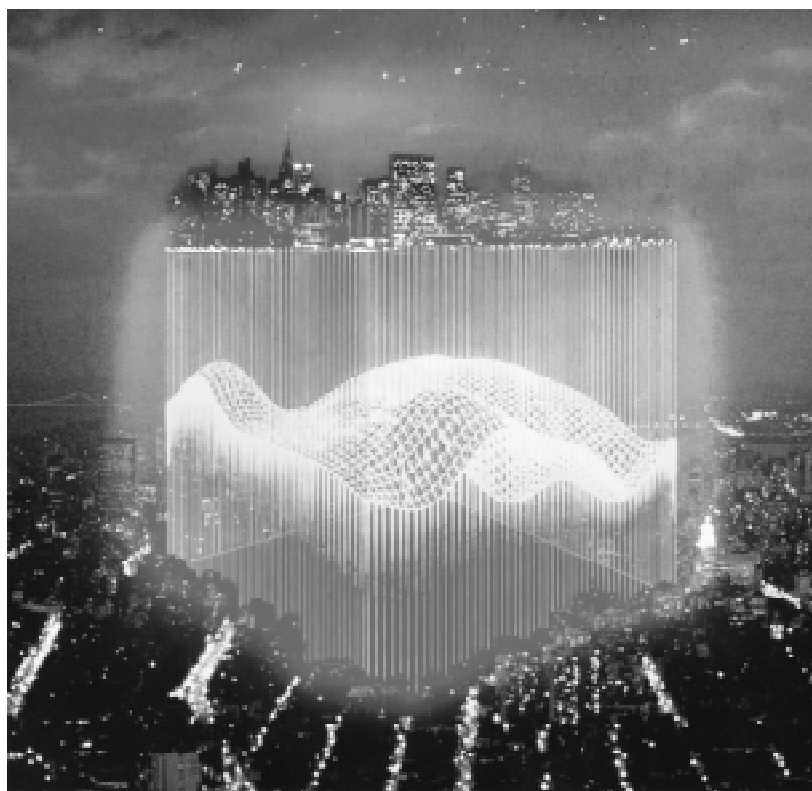
NOTAS:
[n]: Estas plantas entraron al SIN durante 1999
[sdc]: Planta Sin Despacho Central

Plantas retiradas del SIN durante 1999: Tibú 1 a 3, La Unión 1 a 4, Ballenas 2, Chinú 4 a 8, Gualanday Cospique 1 a 5, Chivor 7 y 8, Ocoa y Termocentro 1 y 2.





Principales Cambios en el Marco Regulator del Sector Eléctrico 1999 al 2000



... .PRINCIPALES CAMBIOS EN EL MARCO REGULADOR DEL SECTOR ELÉCTRICO 1999 AL 2000

En 1999

Resolución CREG 03: Corrige los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional aplicables a generadores durante el año 1999, aprobados mediante la resolución CREG-126 de 1998.

Resolución CREG 04: Aclara y/o modifica las disposiciones establecidas en la resolución CREG-051 de 1998, en la cual se aprobaron los principios generales y los procedimientos para definir el plan de expansión de referencia del Sistema de Transmisión Nacional y se estableció la metodología para determinar el ingreso Regulado por concepto del Uso de éste sistema.

Resolución CREG 25: Establece los indicadores de calidad DES y FES para el año 1 del periodo de transición de que trata el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica (Resolución CREG-070 DE 1998), y se modifican algunas normas de esa misma resolución.

Resolución CREG 26: Adopta la metodología para establecer los costos unitarios de las unidades constructivas del STN, se fijan los costos unitarios aplicables durante los periodos 2000-2004 y se establecen las áreas típicas de las unidades constructivas de subestaciones.

Resolución CREG 39: Establece las normas relacionadas con las pérdidas de referencia en el Sistema de Transmisión Nacional.

Resolución CREG 43: Somete a consideración de los agentes y terceros interesados, la nueva metodología para el cálculo y aplicación de los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN) que entrará a regir a partir del 1o. de Enero del año 2001 y los Cargos por Uso aplicables durante el año 2000.

Resolución CREG 45: Modifica la Resolución CREG-004 de 1999, por medio de la cual se aclararon y/o modificaron las disposiciones establecidas en la Resolución CREG-051 de 1998, respecto a los procedimientos para definir el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional y se estableció la metodología para determinar el Ingreso Regulado por concepto del Uso de este Sistema

Resolución CREG 47: Ajusta algunas disposiciones contenidas en las Resoluciones CREG-116 de 1996 y CREG-113 de 1998. (Cargo por Capacidad).



Resolución CREG 70: Regula los pagos anticipados que pueden hacer los agentes participantes en el mercado mayorista como garantía por transacciones en mercado, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

Resolución CREG 71: Establece el Reglamento Unico de Transporte de Gas Natural - RUT-

Resolución CREG 75: Establece las reglas comerciales aplicables al Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

Resolución CREG 94: Establece una metodología de transición para el cálculo y aplicación de los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN), aplicable durante el año 2000.

En el 2000

Resolución CREG 21: Modifica el plazo establecido en la Resolución CREG-043 de 1999 para expedir la regulación aplicable a las Conexiones Profundas.

Resolución CREG 23: Establece los Precios Máximos Regulados para el gas natural colocado en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones para la comercialización de gas natural en el país.

Resolución CREG 62: Establece las bases metodológicas para la identificación y clasificación de las restricciones y de las generaciones de seguridad en el Sistema Interconectado Nacional, y los criterios generales y procedimientos para la evaluación y definición de las mismas, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

Resolución CREG 63: Establece los criterios para la asignación entre los agentes del SIN de los costos asociados con las Generaciones de Seguridad y se modifican las disposiciones vigentes en materia de Reconciliaciones, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

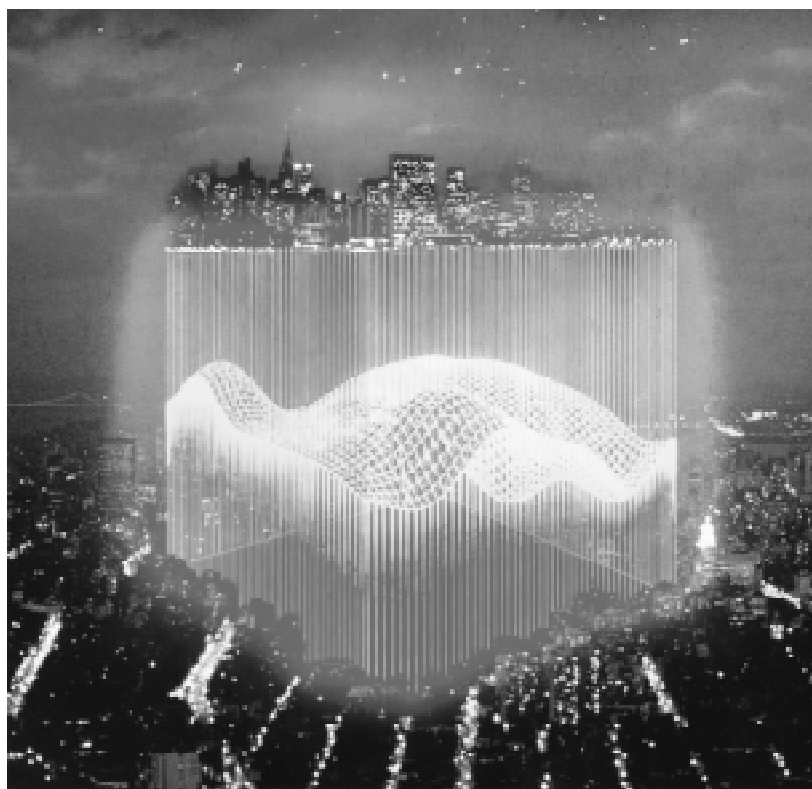




3

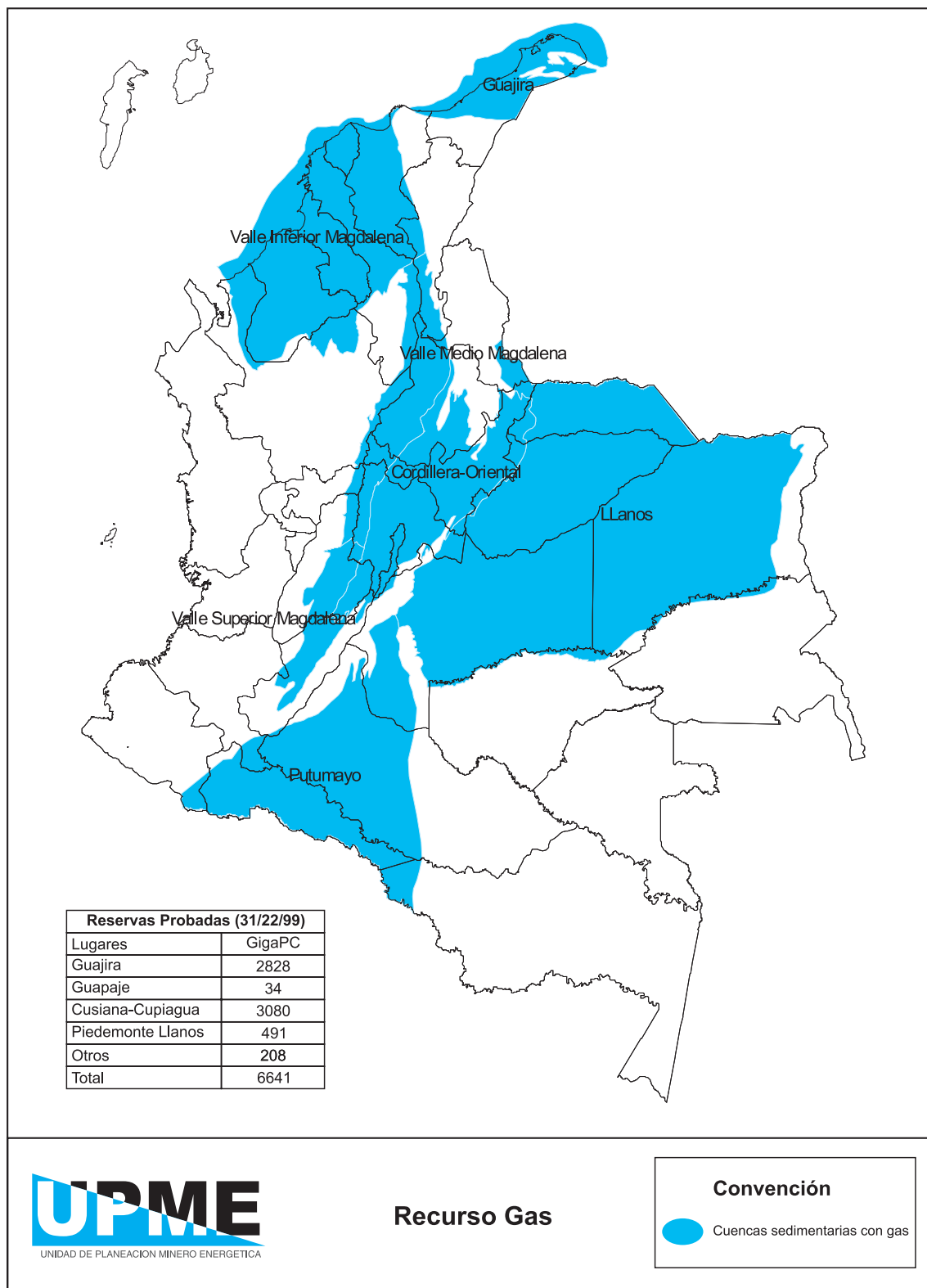
ANEXO

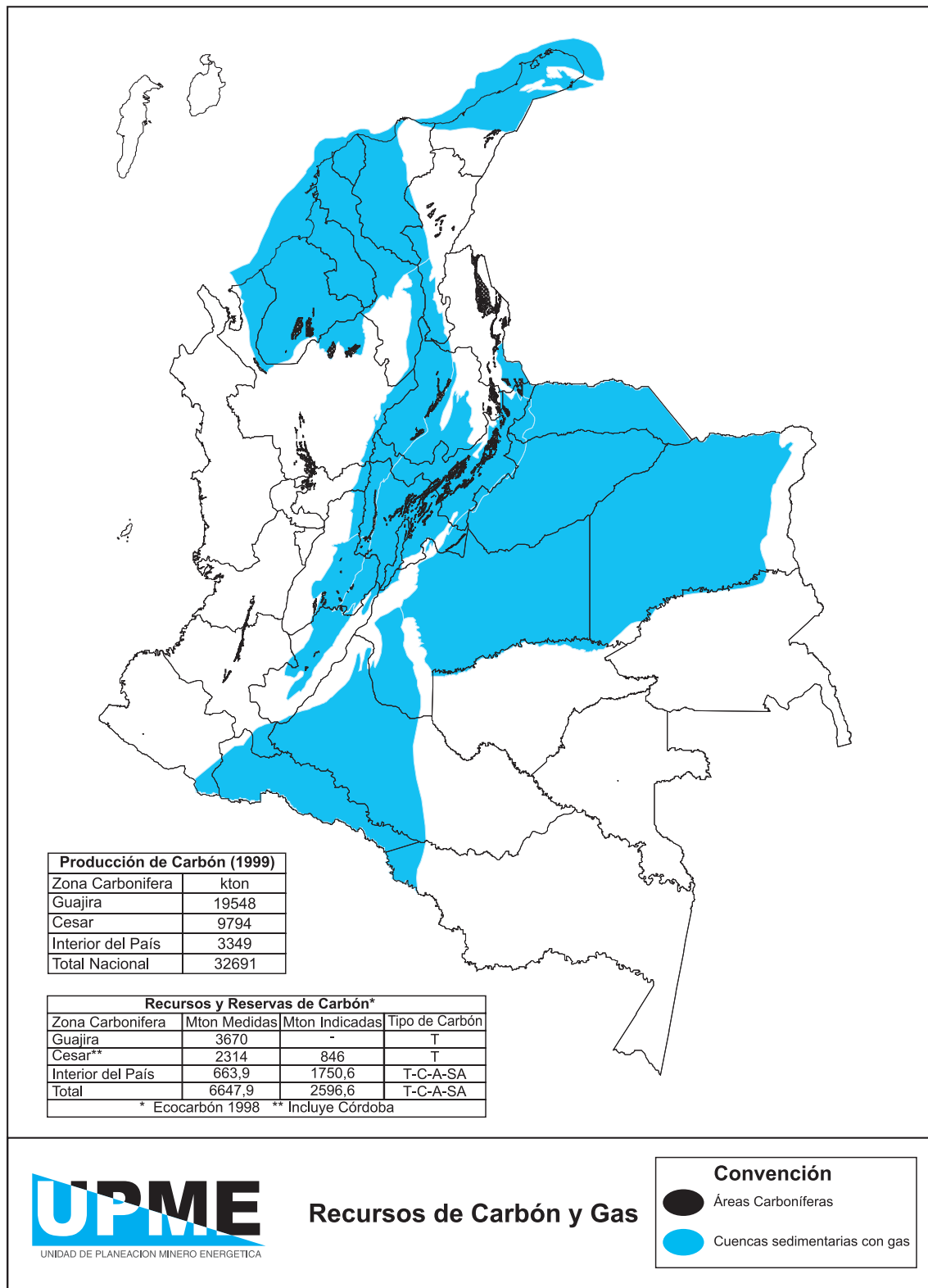
Disponibilidad de Recursos e Infraestructura (Mapas)

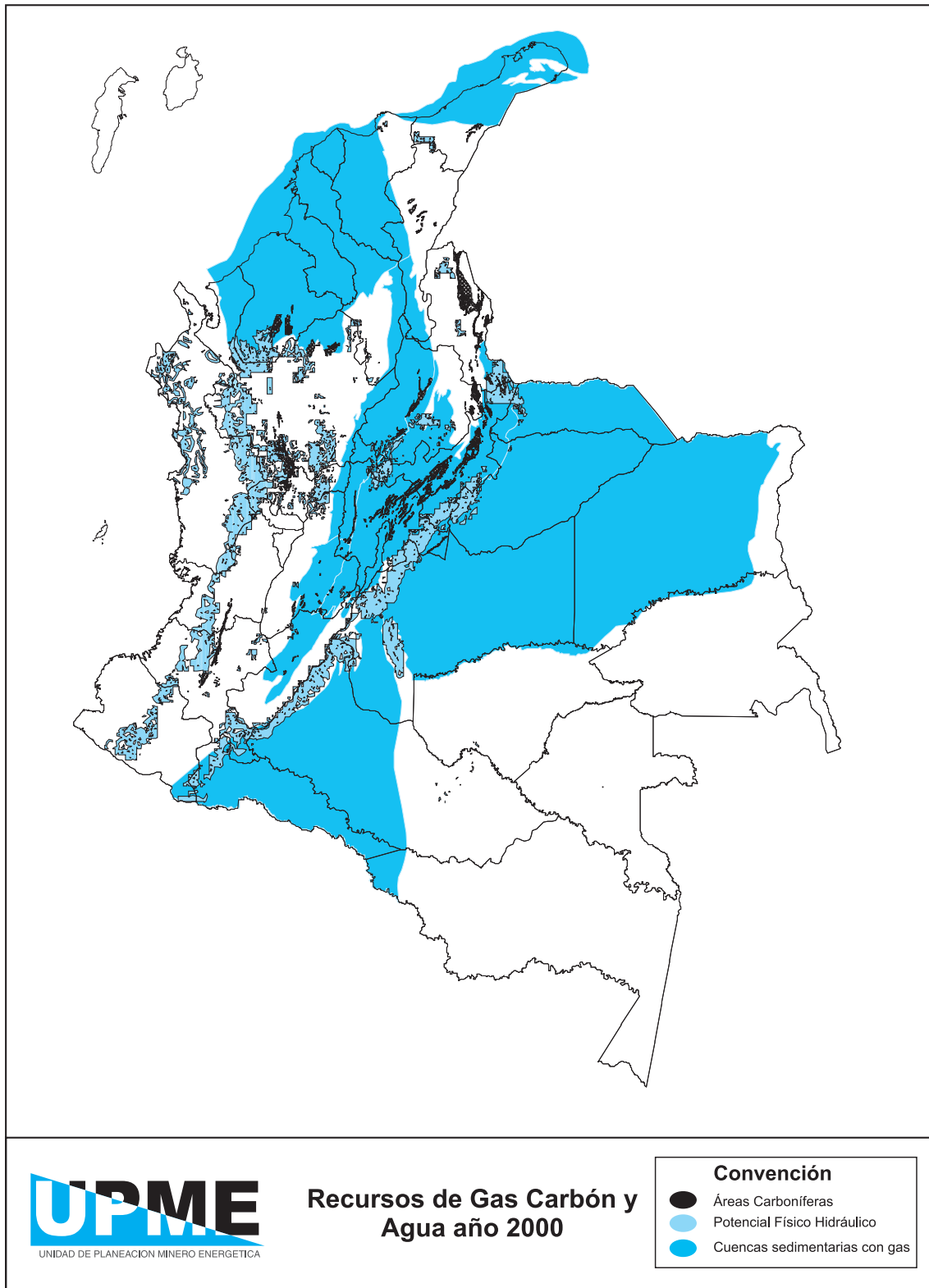


Indice



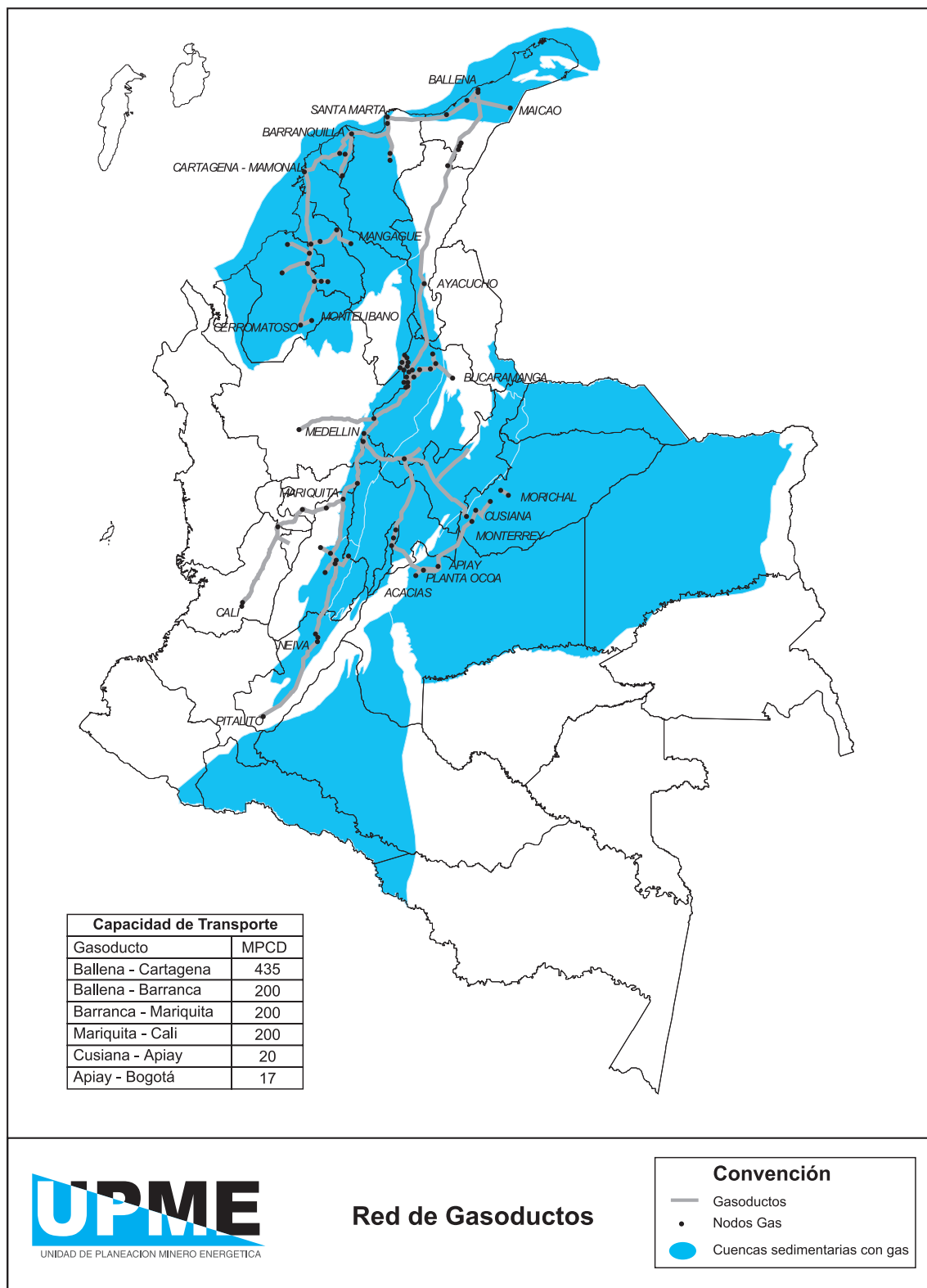


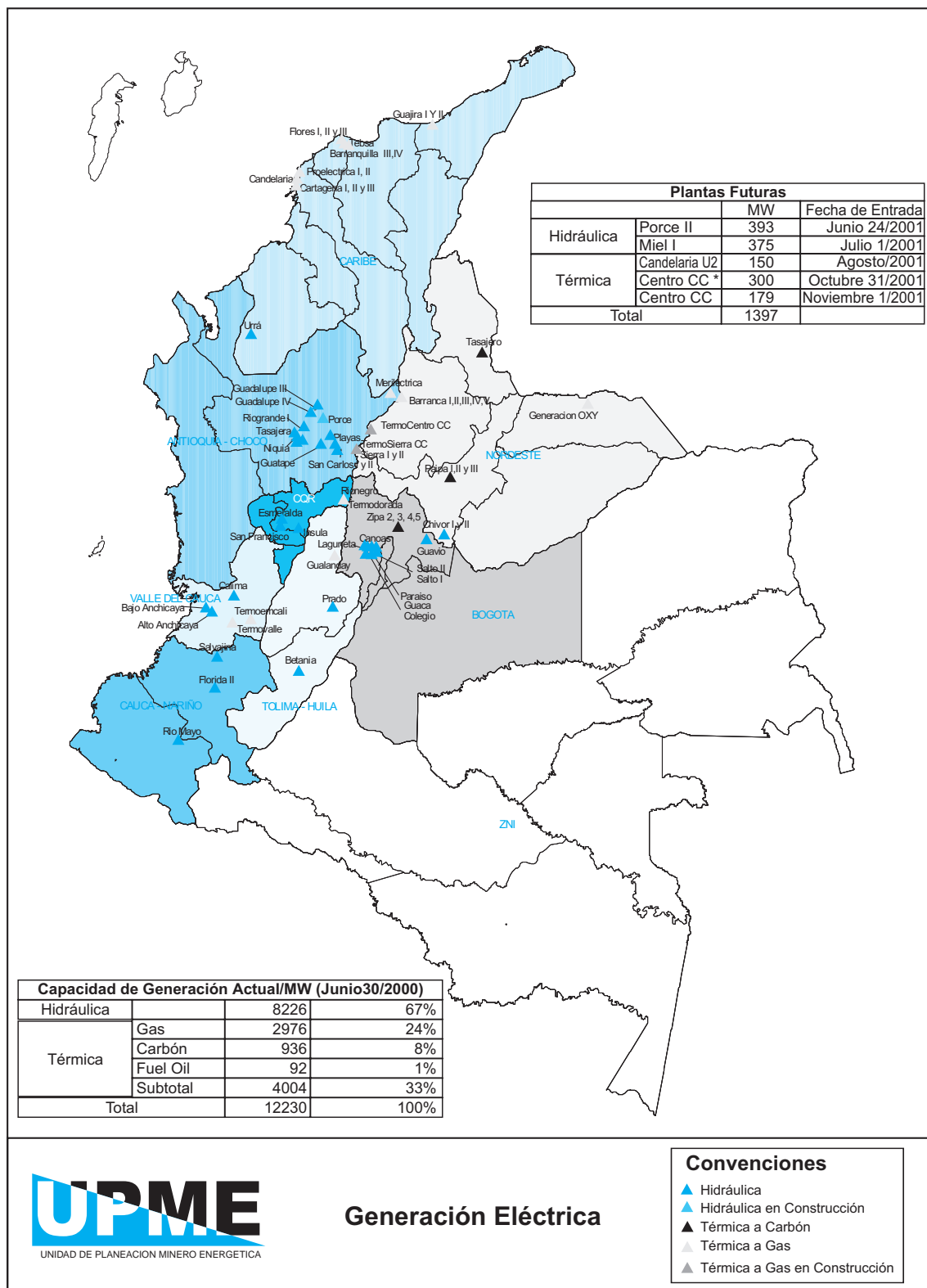


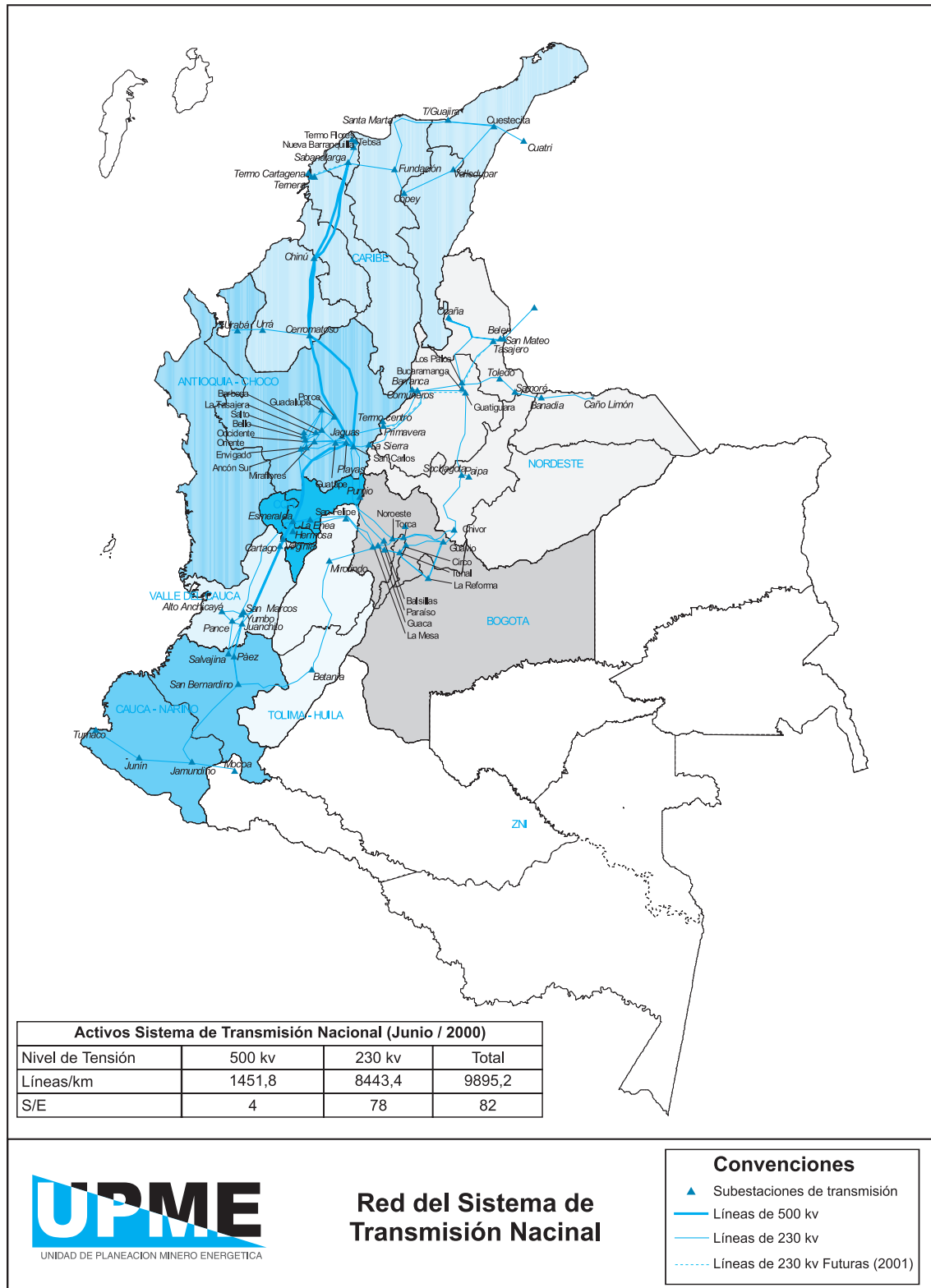


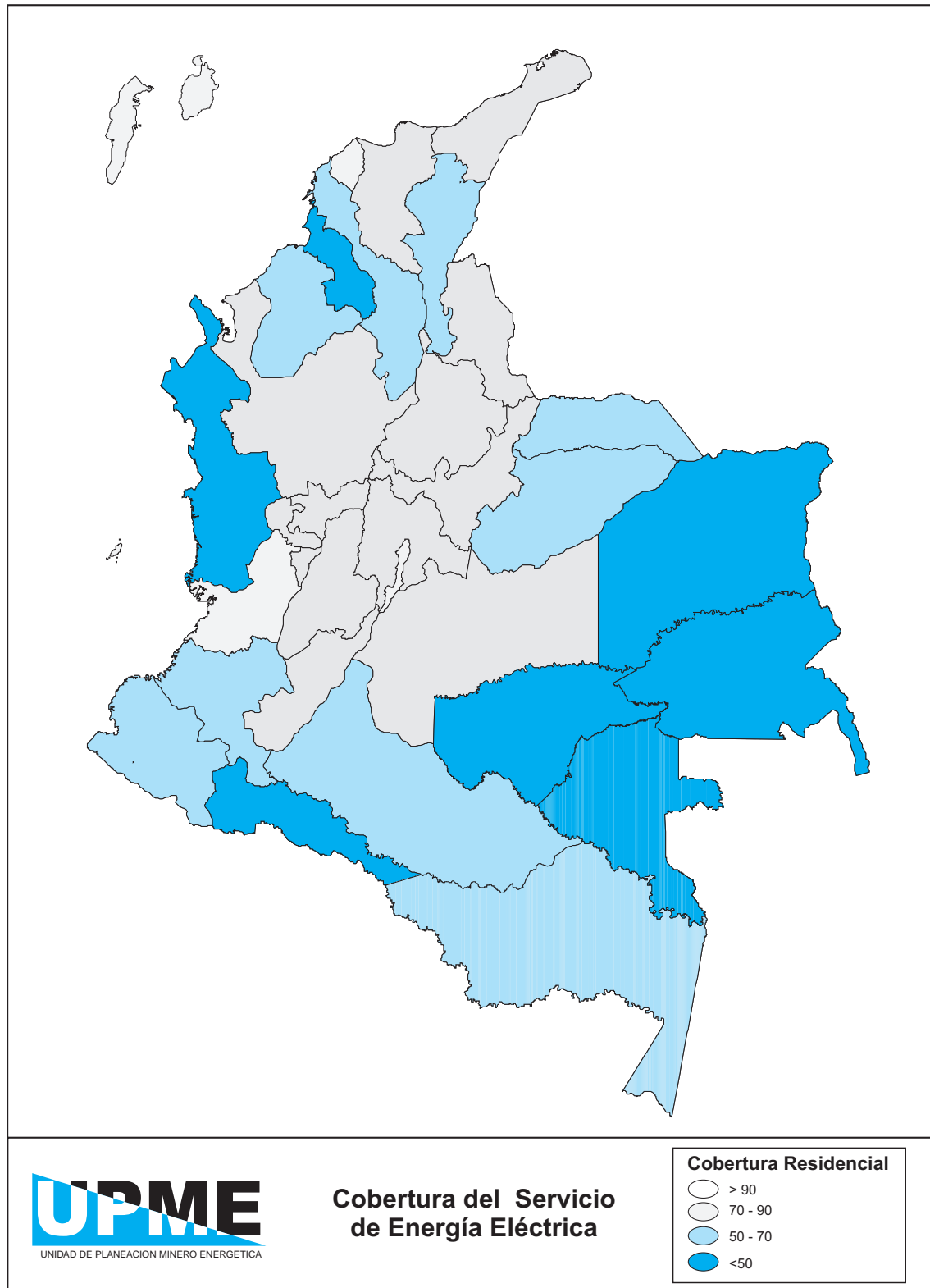
Indice





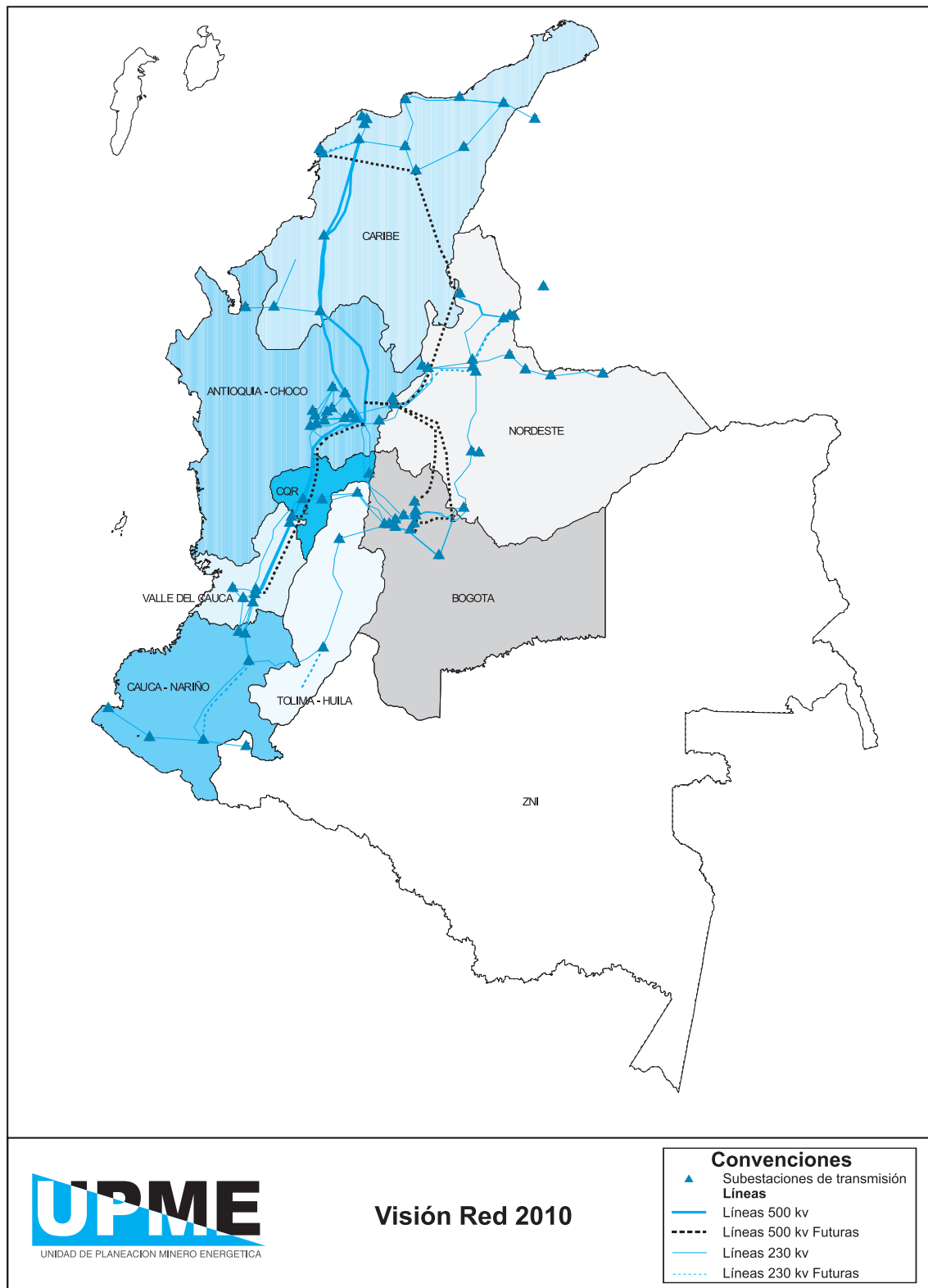


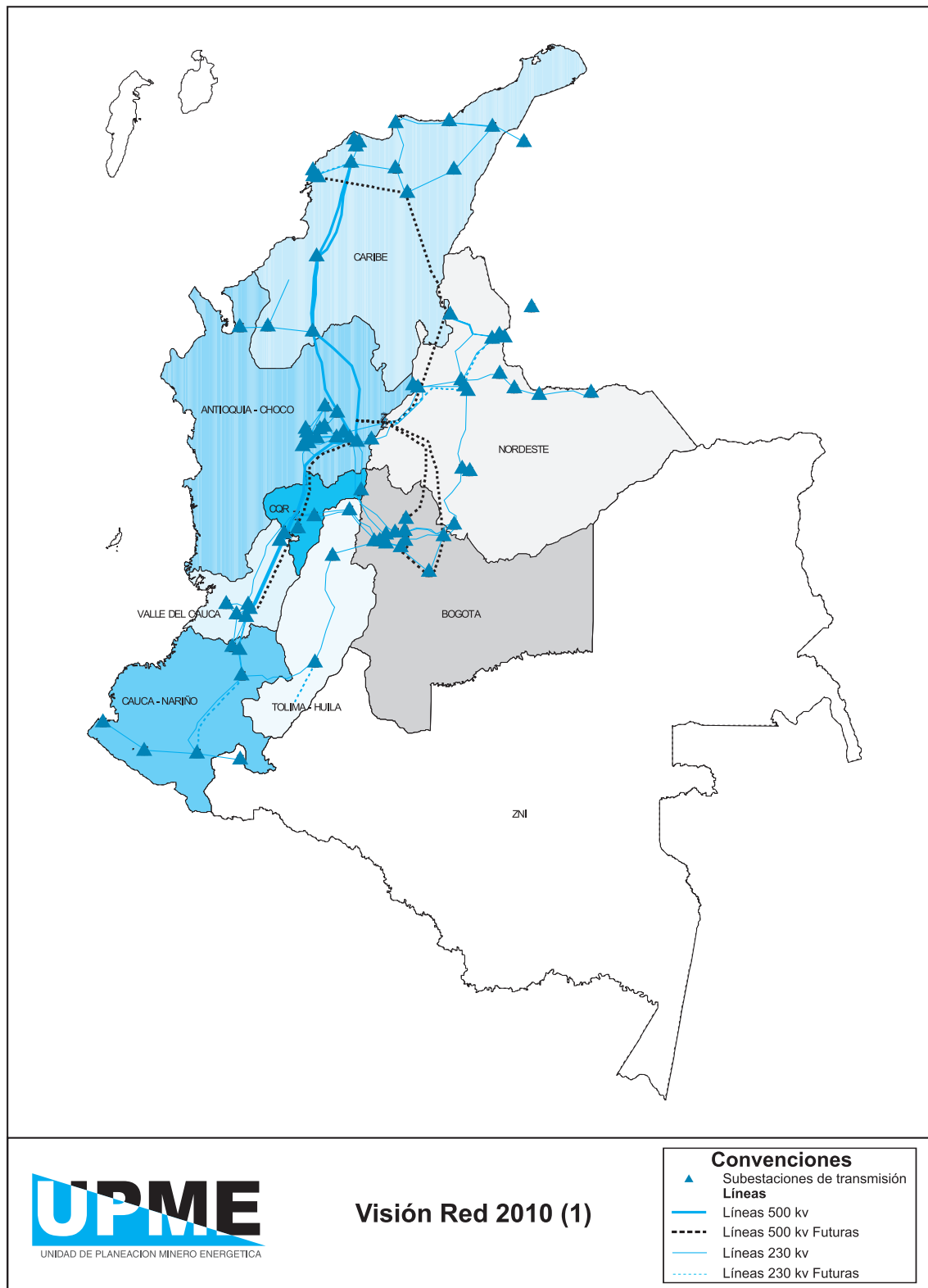


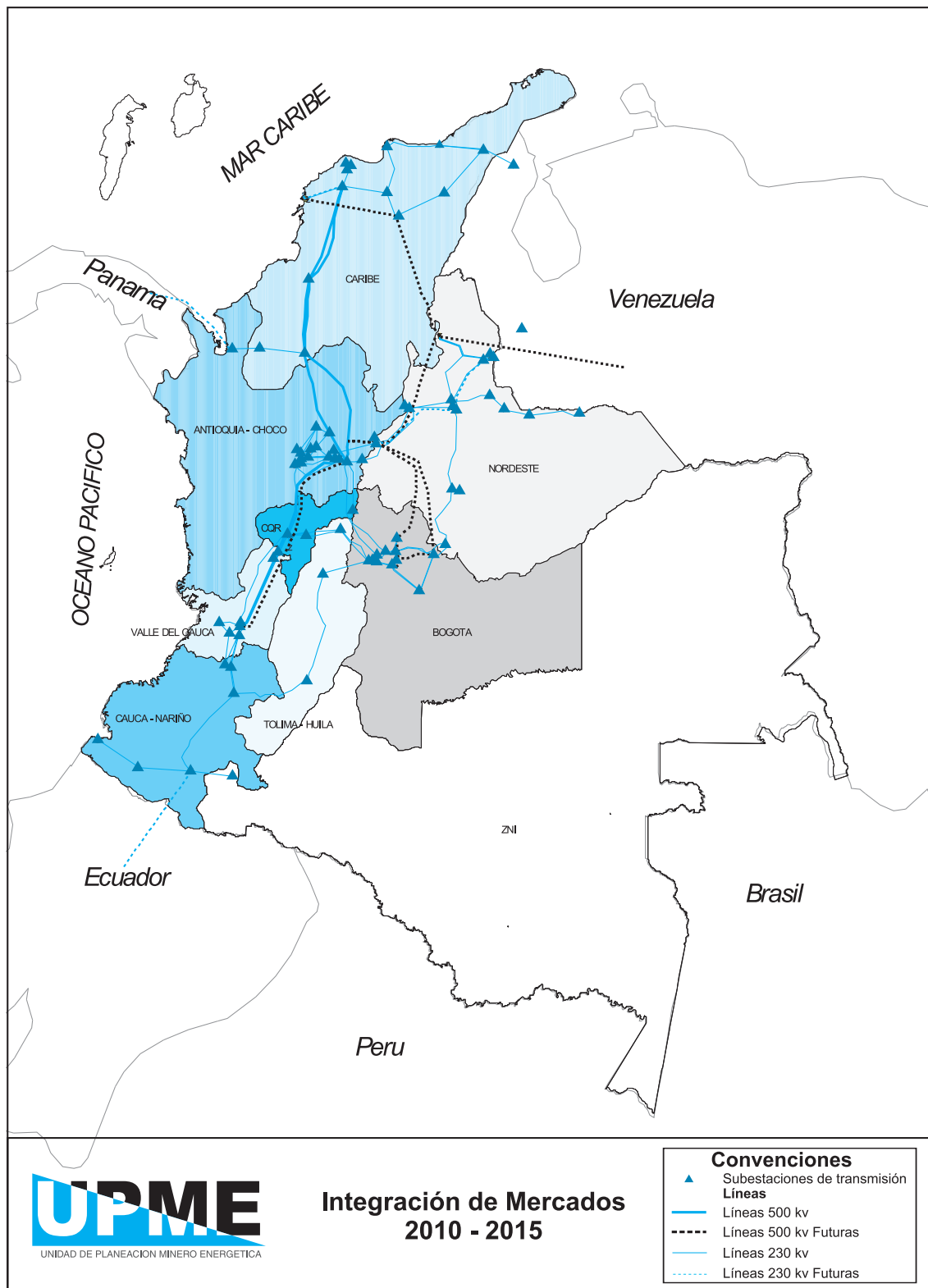


Indice







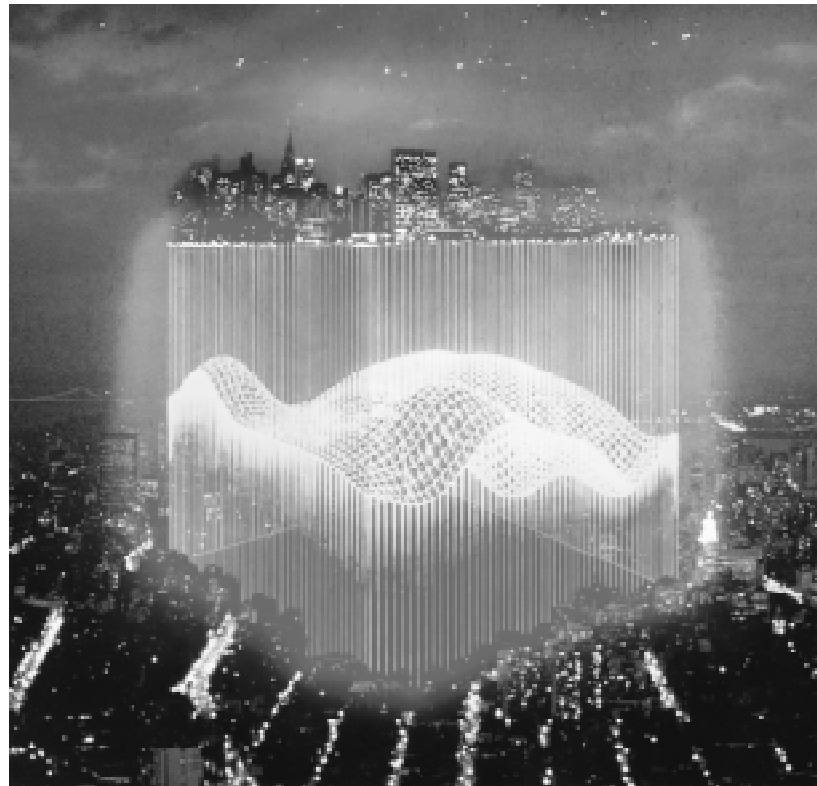




4

ANEXO

Alternativas de Solución



Indice



.....ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

Conocida la problemática del Sistema de Transmisión y el seguimiento a la evolución de las restricciones realizado por el CND, se procedió a plantear una serie de alternativas que permitieran aminorar o eliminar el problema de las restricciones en el área de la Costa, asociadas con los límites de transferencia de potencia entre el Interior y la Costa, los problemas de tensión en Nordeste y los problemas de tensión y el límite de importación en el área de Bogotá, por ser los de mayor impacto en el sistema nacional.

En los informes de seguimiento a las restricciones²², se muestra que el periodo entre los meses de Junio de 1999 a mayo del 2000, las restricciones del área Caribe tuvieron un costo aproximado de 349 millones de pesos, se afirma además que para mayo del 2000 “el área con mayor participación en el costo total de las restricciones fue el área Caribe con un 51% de participación”. De otra parte los problemas de tensión en el área de Nordeste han constituido un gasto importante, cuyo costo acumulado de restricciones durante el periodo junio de 1999 a mayo del 2000 fue aproximadamente de 60.2 mil millones de pesos. Así mismo en lo que respecta al área Oriental, constituida por Bogotá, durante el mismo periodo el costo aproximado de las restricciones ha sido del orden de 50.1 mil millones de pesos.

A continuación se presenta una breve descripción de las alternativas de solución estudiadas para cada una de las áreas.

Solución para el Área de Bogotá

Esta alternativa involucra la extensión de una línea de 500 kV entre dos subestaciones nuevas denominadas Primavera 500 kV (cuya justificación también está orientada a resolver los problemas de Nordeste y la Costa, y que será analizada más adelante) y El Sol 500 kV, y la interrupción de las líneas existentes Torca-Noroeste. Ver unifilar.

Las ventajas de esta solución son:

- Se evita el paso a través de la subestación San Carlos 500 kV con el objeto de no disminuir la confiabilidad de esta subestación al incluir un número considerable de enlaces adicionales y así incrementar los niveles de corto circuito a niveles que podrían empezar a ser críticos para el sistema.
- Se mantiene un enlace robusto entre el sistema de 500 kV existente y proyectado.

²² Informe Mensual de Restricciones – ISA-CND. Junio 7 de 2000.

- Se selecciona un punto de conexión eléctricamente cercano a las áreas del STN con problemas.
- Se robustece la solución planteada para el área de la Costa y Nordeste, en la medida en que sin un nuevo enlace fuerte entre el Centro y el Interior del país, los problemas de restricciones desplazarían hacia el área central presentándose un nuevo “cuello de botella” entre el centro y la zona oriental constituida principalmente por el área de Bogotá.
- Se amplían los límites de importación y exportación del área de Bogotá. Como dato indicativo se encuentra que para el año 2010 el nivel de restricciones en esta área puede alcanzar 2300 MW sin proyecto y 1970 MW con proyecto.
- Se mejoran los perfiles de tensión del área en el corto y largo plazo.
- Se hace posible la ampliación de capacidad de generación y demanda en la zona sin que se causen problemas de restricciones asociadas.

Alternativas de Solución para las Áreas de la Costa Atlántica y Nordeste

Alternativa 1: Ternera - Copey - Ocaña - Primavera a 500 kV

Se efectuaron los análisis para evaluar esta alternativa, en la cual se implementa un enlace de 163 km desde Ternera 500 kV hasta Copey 500 kV. Adicionalmente, se complementa la solución con un enlace entre Copey y Ocaña a 500 kV con el fin de robustecer las áreas de Guajira-Cesar-Magdalena y Nordeste, para terminar con un enlace en la subestación Primavera 500 kV. A su vez adiciona el segundo circuito a 230 kV entre Copey y Valledupar. Ver unifilar.

Las ventajas de esta alternativa son:

- Mejora los perfiles de tensión en la Costa y en Nordeste.
- Amplía la capacidad de importación y exportación entre el Interior y la Costa.
- Facilita la ampliación de una interconexión adicional con Venezuela
- Es robusta en la medida en que podría soportar proyectos de ampliación de la demanda o de la capacidad de generación, en cualquiera de las tres áreas eléctricas de la Costa.

Alternativa 2: Jaragua – Chinú – Primavera a 500 kV

Esta alternativa busca solucionar los problemas de generaciones mínimas en Bolívar y Guajira al incluir una subestación intermedia con enlaces a 230 kV a Ternera y Copey, y un enlace a 500 kV hasta Chinú - Primavera. Además implementa un segundo circuito a 230 kV entre Copey y Valledupar. Esta alternativa define un punto de conexión estratégico que permite enlazar las subáreas de la Costa sin entrar en predios de la actual subestación Sabanalarga para dar mayor robustez a la alternativa. Ver unifilar.



Las ventajas de esta alternativa son:

- Reduce la vulnerabilidad en la subestación Sabanalarga.
- Mejora los perfiles de tensión en la Costa.
- Amplía la capacidad de importación y exportación entre el Interior y la Costa.
- No presenta problemas de estabilidad de voltaje, estabilidad de pequeña señal y estabilidad transitoria.

Sin embargo esta alternativa presenta las siguientes desventajas:

- No contribuye a mejorar los perfiles de tensión en el Nordeste.
- A pesar de aumentar el límite actual de importación y exportación entre el Interior y la Costa, este es inferior al límite obtenido en la alternativa #1.
- No facilita una interconexión adicional con Venezuela.

Alternativa 3: Ternera – Sabanalarga – Copey – Ocaña – Primavera a 500 kV

Con el objeto de resolver de manera integral los problemas en la Costa y en Nordeste, y partiendo de los análisis previos de las alternativas 1 y 2, se optó por analizar la alternativa 3 con puntos adicionales a 500 kV en las actuales subestaciones de Copey y Ocaña. La alternativa se cierra en Primavera a través del enlace Ocaña – Primavera 500 kV. Un aspecto relevante radica en que los enlaces a 500 kV entre Sabanalarga y Chinú se interrumpen para entrar a la subestación Ternera 500 kV y Copey 500 kV. Ver unifilar.

Las ventajas de esta alternativa son:

- Mejora los perfiles de tensión en la Costa y en Nordeste.
- Amplía la capacidad de importación y exportación entre el Interior y la Costa.
- Facilita la ampliación de una interconexión adicional con Venezuela
- Es robusta en la medida en que podría soportar proyectos de ampliación de la demanda o de la capacidad de generación, en cualquiera de las tres áreas eléctricas de la Costa.

Como desventaja de esta alternativa se tiene:

- A pesar de aumentar el límite actual de importación y exportación entre el Interior y la Costa, este límite debe ser inferior al obtenido en la alternativa #1, para evitar problemas de estabilidad transitoria en contingencia.



Alternativa 4: Ternera – Chinú – Primavera a 500 kV

Partiendo de la alternativa presentada por Transelca, en la cual se enlazaban las subestaciones Primavera – Chinú – Cartagena a 500 kV y se implementaban enlaces a 230 kV entre las subestaciones Sabanalarga – Fundación y Fundación – Copey, se construyó una nueva alternativa en la cual no fuera necesario entrar a la subestación Sabanalarga y así no aumentar la vulnerabilidad de dicha subestación. Esta alternativa enlaza las subestaciones Primavera – Chinú – Ternera a 500 kV y enlaza las subestaciones Ternera – Copey a 230 kV. Ver unifilar.

A pesar de que esta alternativa evita el paso por la subestación Sabanalarga presenta las siguientes desventajas:

- Solo resuelve problemas de tensión en el área GCM, permaneciendo los problemas del área de Nordeste.
- No facilita la interconexión con Venezuela.
- No es robusta para soportar proyectos de ampliación de la demanda y de la capacidad de generación en diversas áreas de la Costa.

A partir del estudio de las alternativas de solución para las áreas de la Costa y Nordeste, así como de la solución para el área de Bogotá se presenta la matriz de la figura 1 que recoge las conclusiones de los análisis desde el punto de vista de sus ventajas y desventajas.

Ventajas relativas entre alternativas	Mejora perfiles de tensión		Amplia transferencias interior/costa	Robustes	Reduce vulnerabilidad en Sabanalarga	Estabilidad			Inversión	Interconexión con Venezuela
	GCM	Nordeste				Voltaje	Pequeña señal	Transitoria		
Alternativa # 1	++	++	++	++	++	++	++	++	+	++
Alternativa # 2	++	++	+	+	++	++	++	++	++	+
Alternativa # 3	++	++	+	++	+	++	++	++	++	++
Alternativa # 4	++	++	+	+	++				+	+

Figura 1. Matriz descriptiva de las ventajas de cada alternativa

De la matriz presentada en la figura 1 se puede establecer que la alternativa 1 constituye la solución más factible por su impacto en el comportamiento del STN.

Por las razones anteriores, los análisis económicos que se presentan se centrarán en la alternativa 1. Para efectos de la evaluación económica, la propuesta ha sido analizada subdividiéndola en dos componentes: la primera contempla un proyecto denominado Costa 500 kV, que corresponde a las obras que se realizarían para reforzar el sistema de la Costa Atlántica y del Nordeste, y la segunda llamada Bogotá 500 kV, cuyas obras tienen como objetivo reforzar el área Oriental. En la figura 2 se presenta el diagrama con la descripción de la alternativa a analizar y sus partes Costa 500 kV y Bogotá 500 kV.



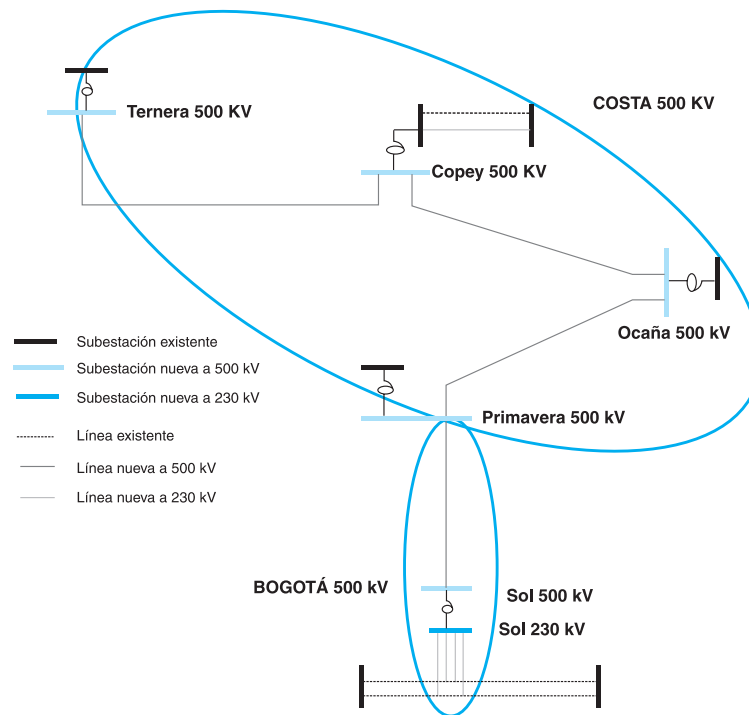
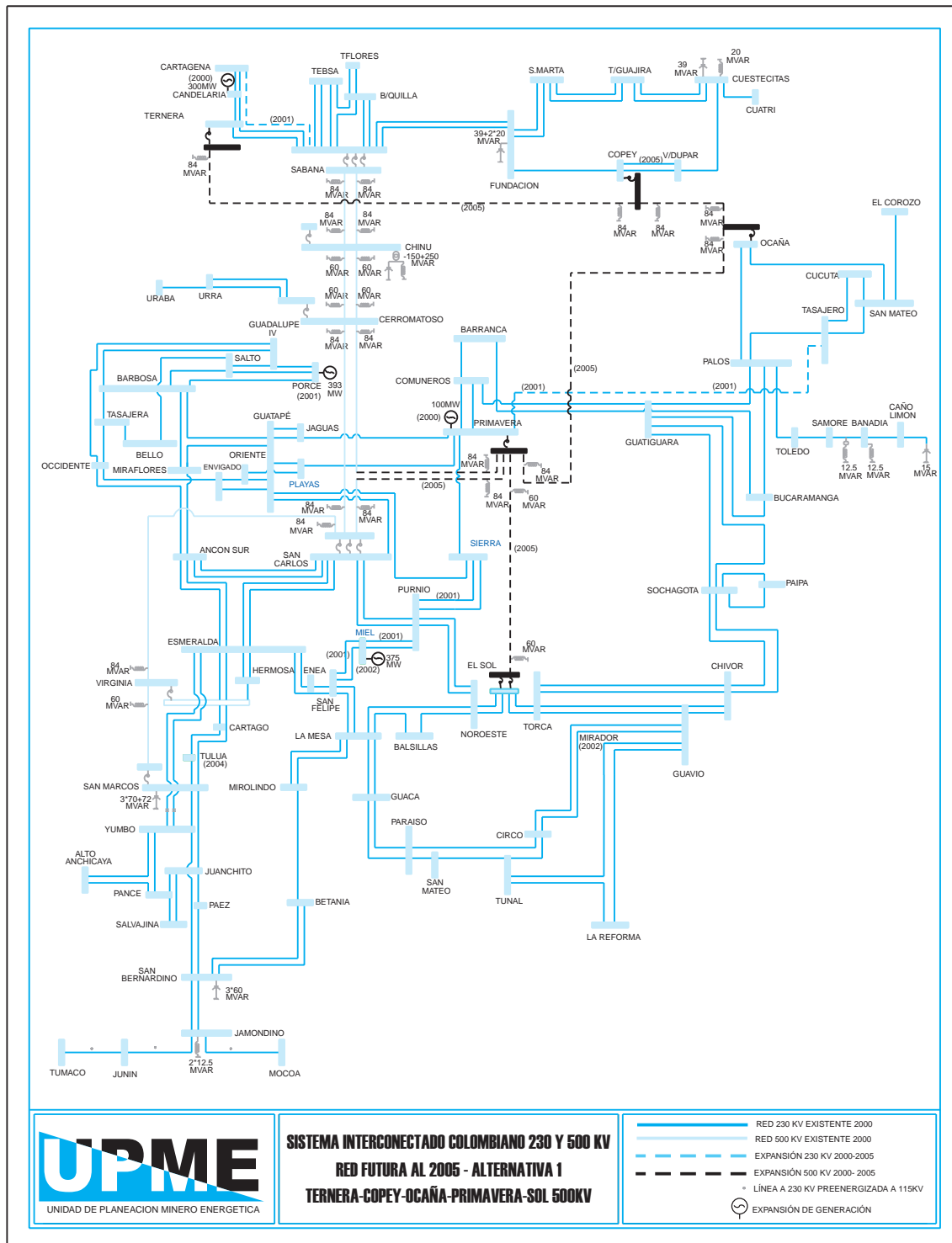


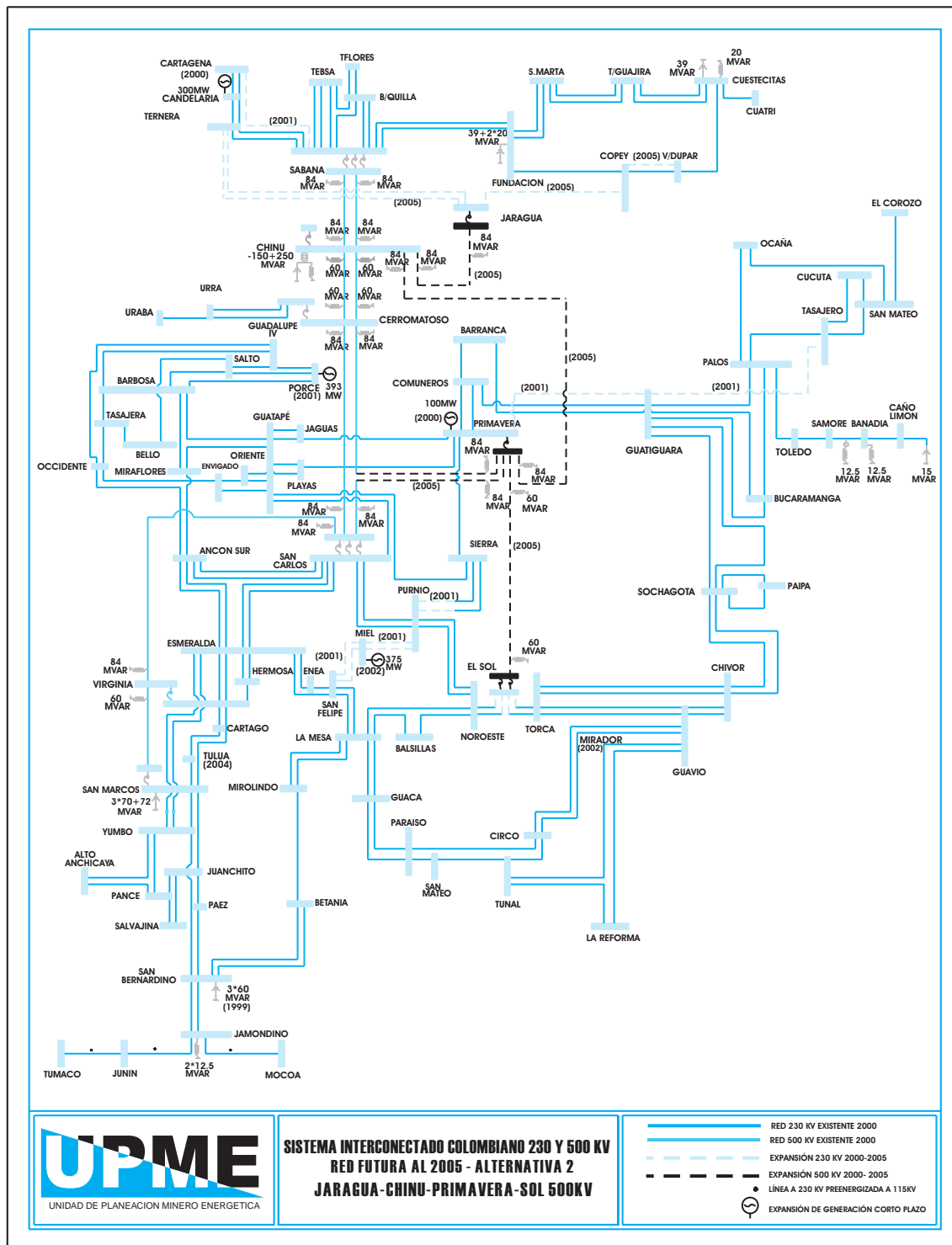
Figura 2. Alternativa propuesta y componentes



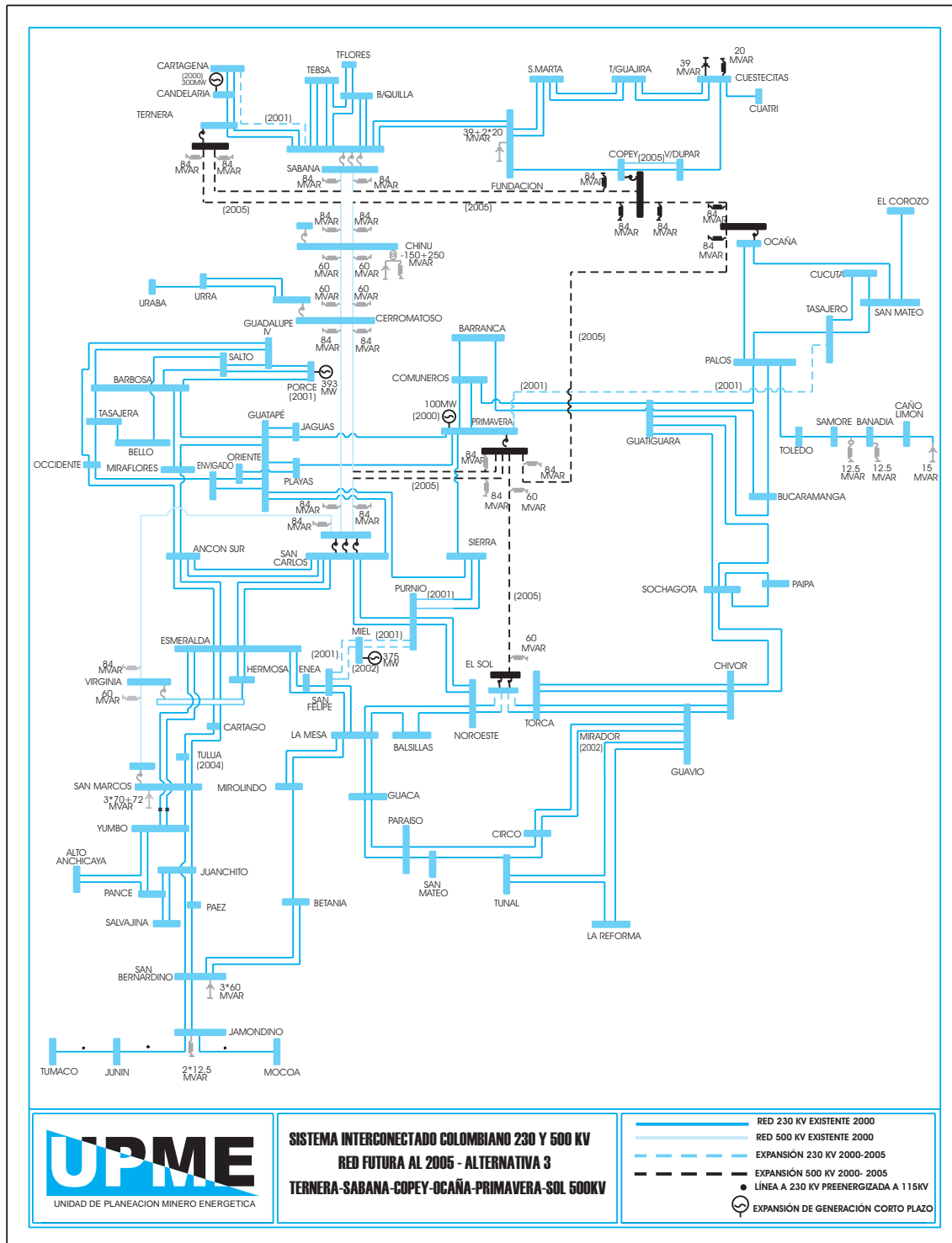
ALTERNATIVA 1



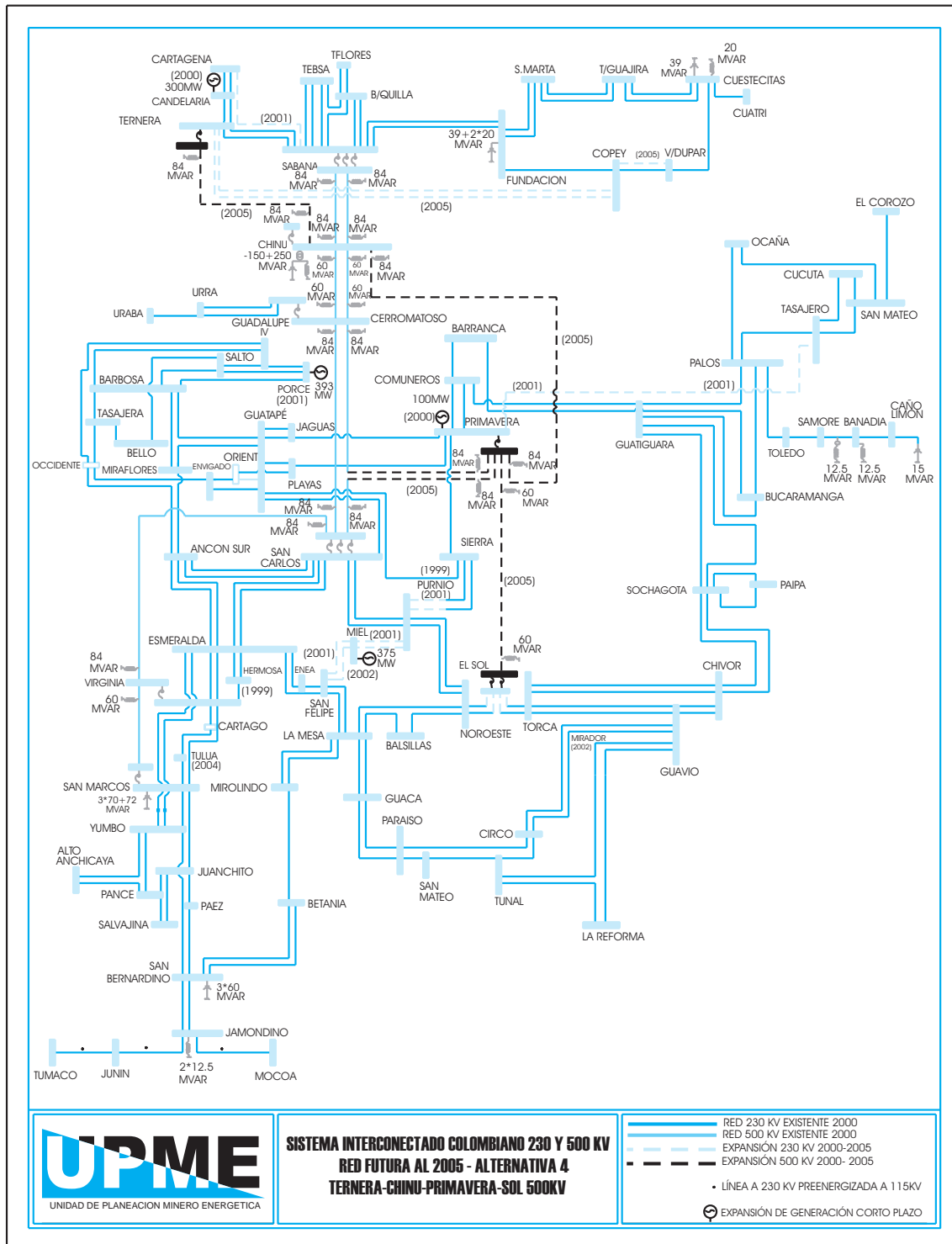
ALTERNATIVA 2



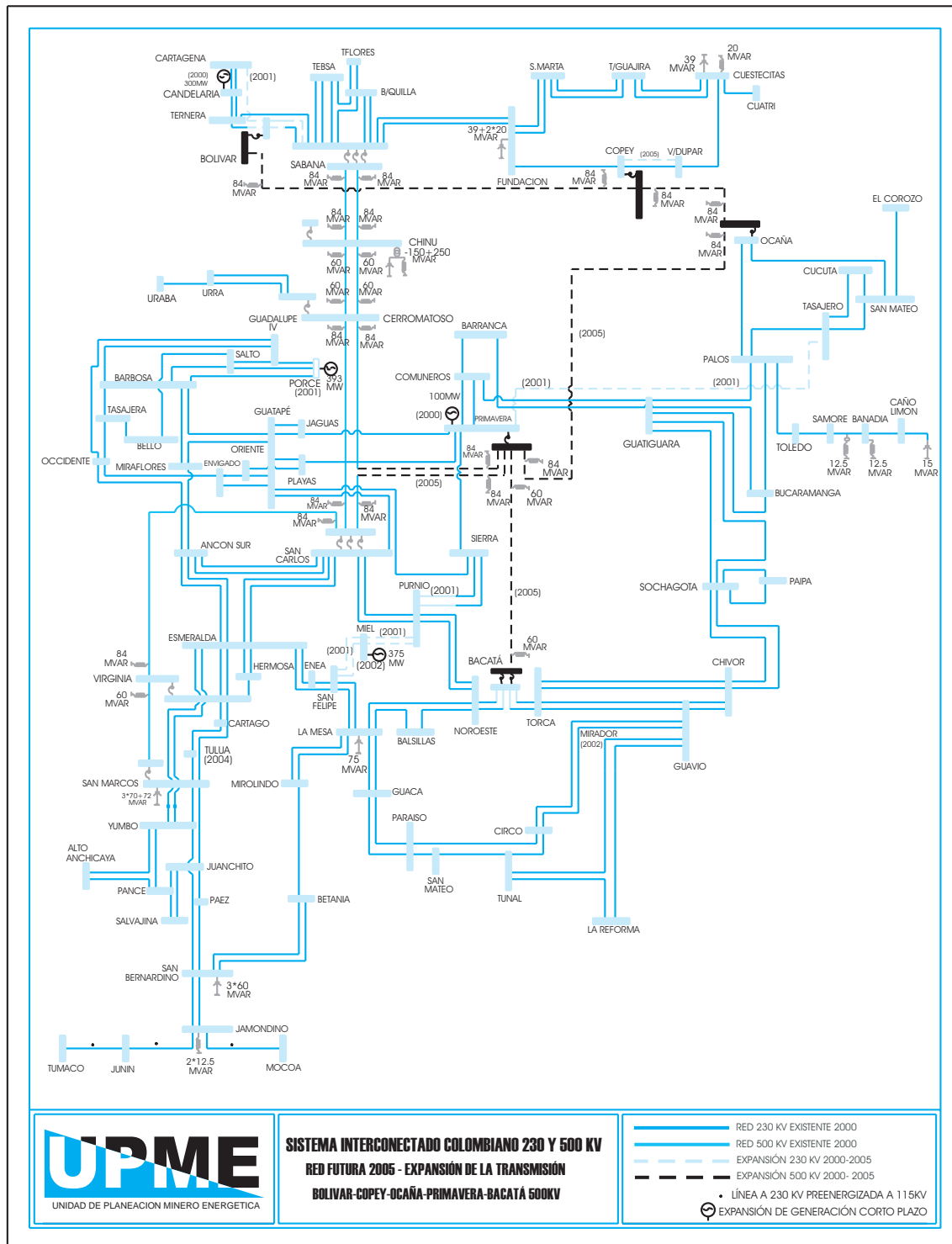
ALTERNATIVA 3



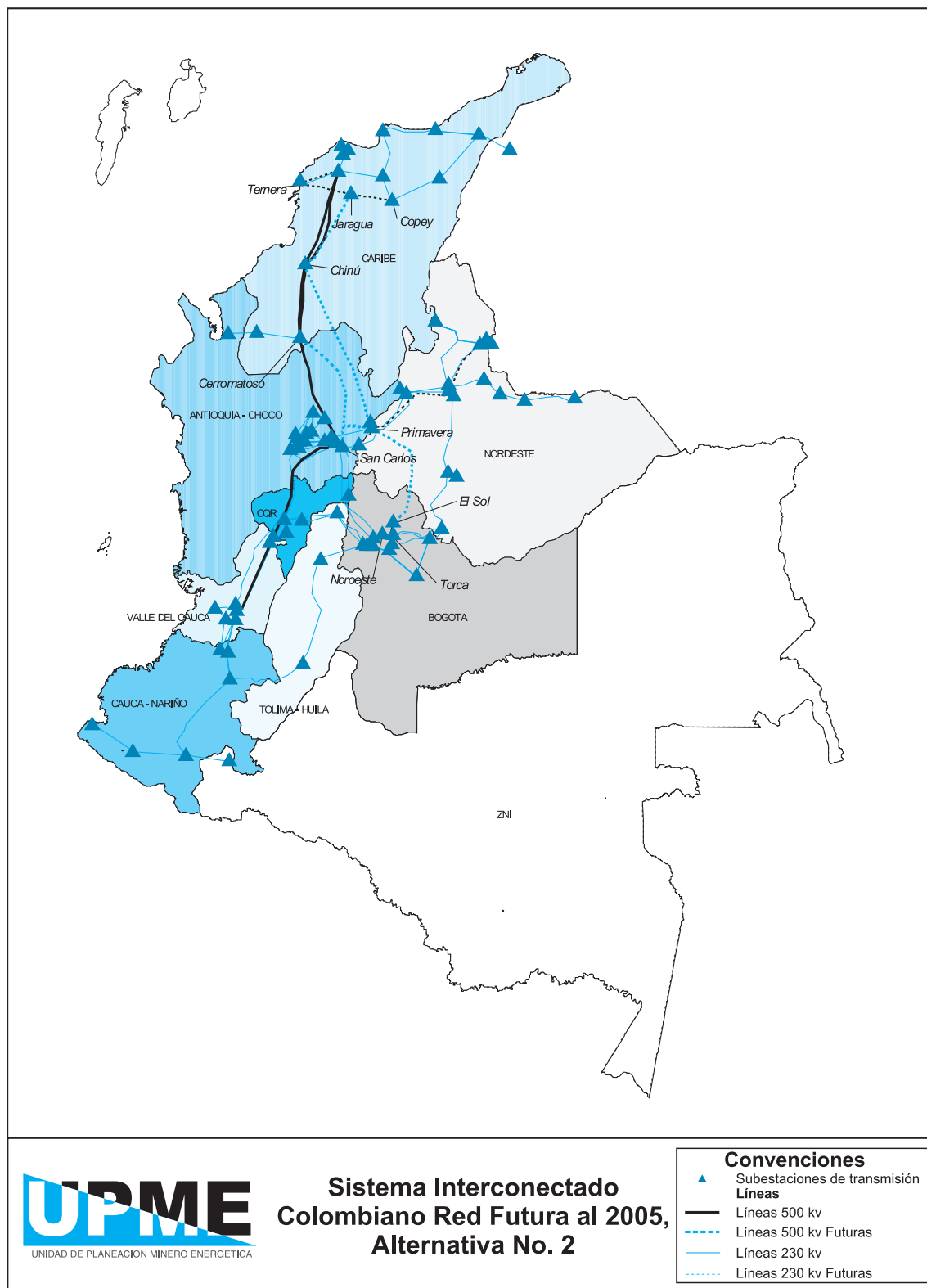
ALTERNATIVA 4



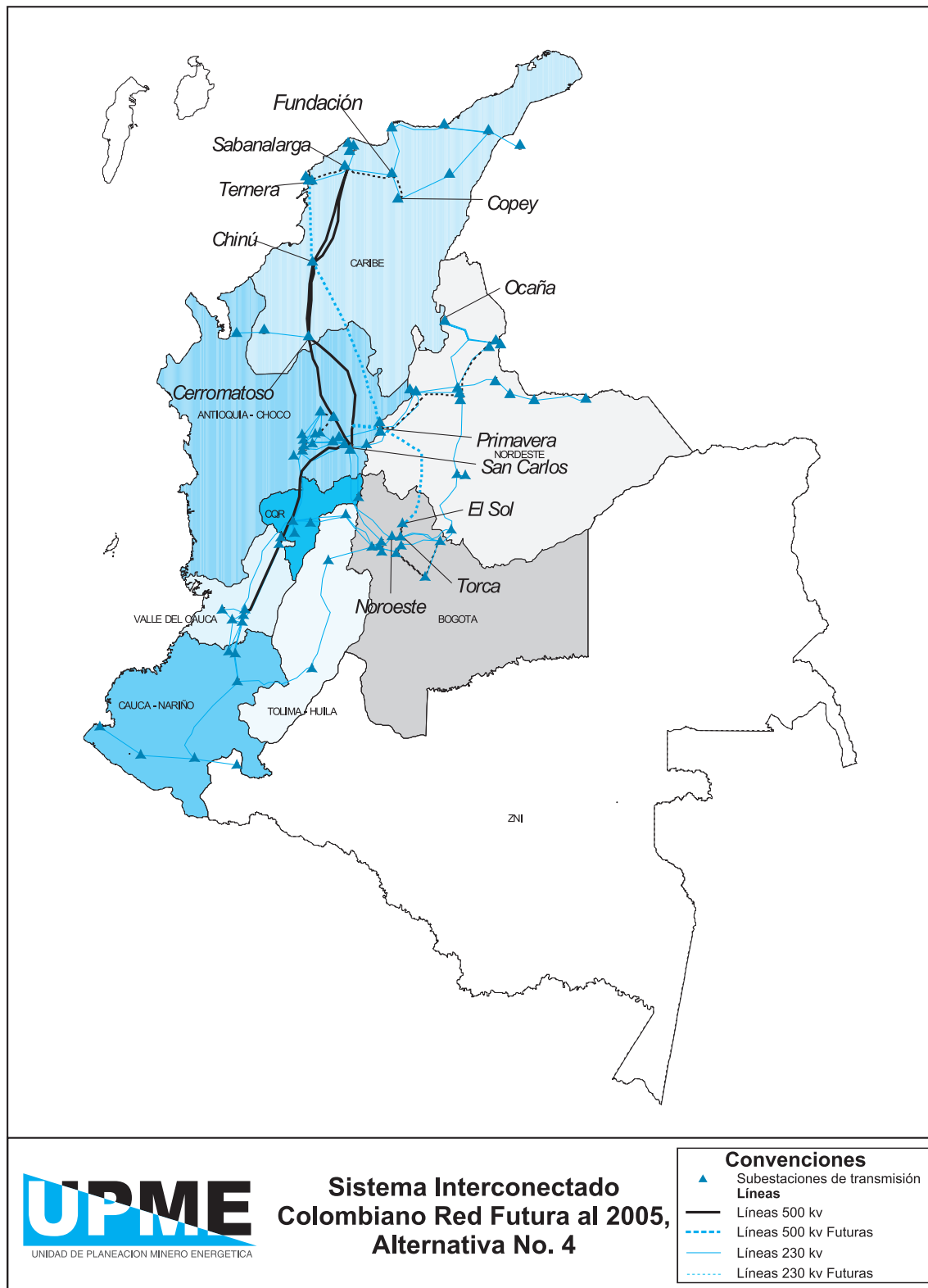
ALTERNATIVA DEFINITIVA

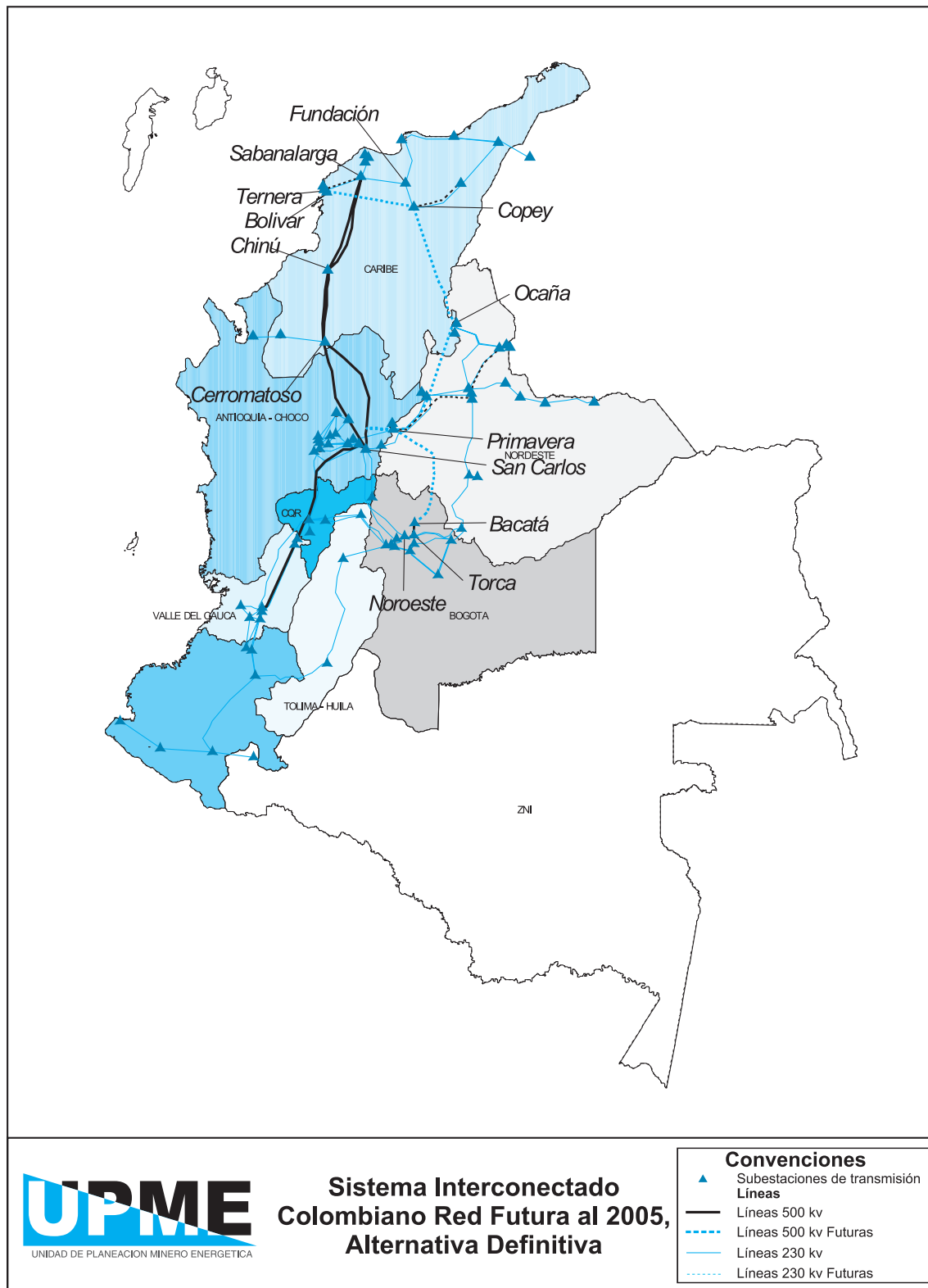


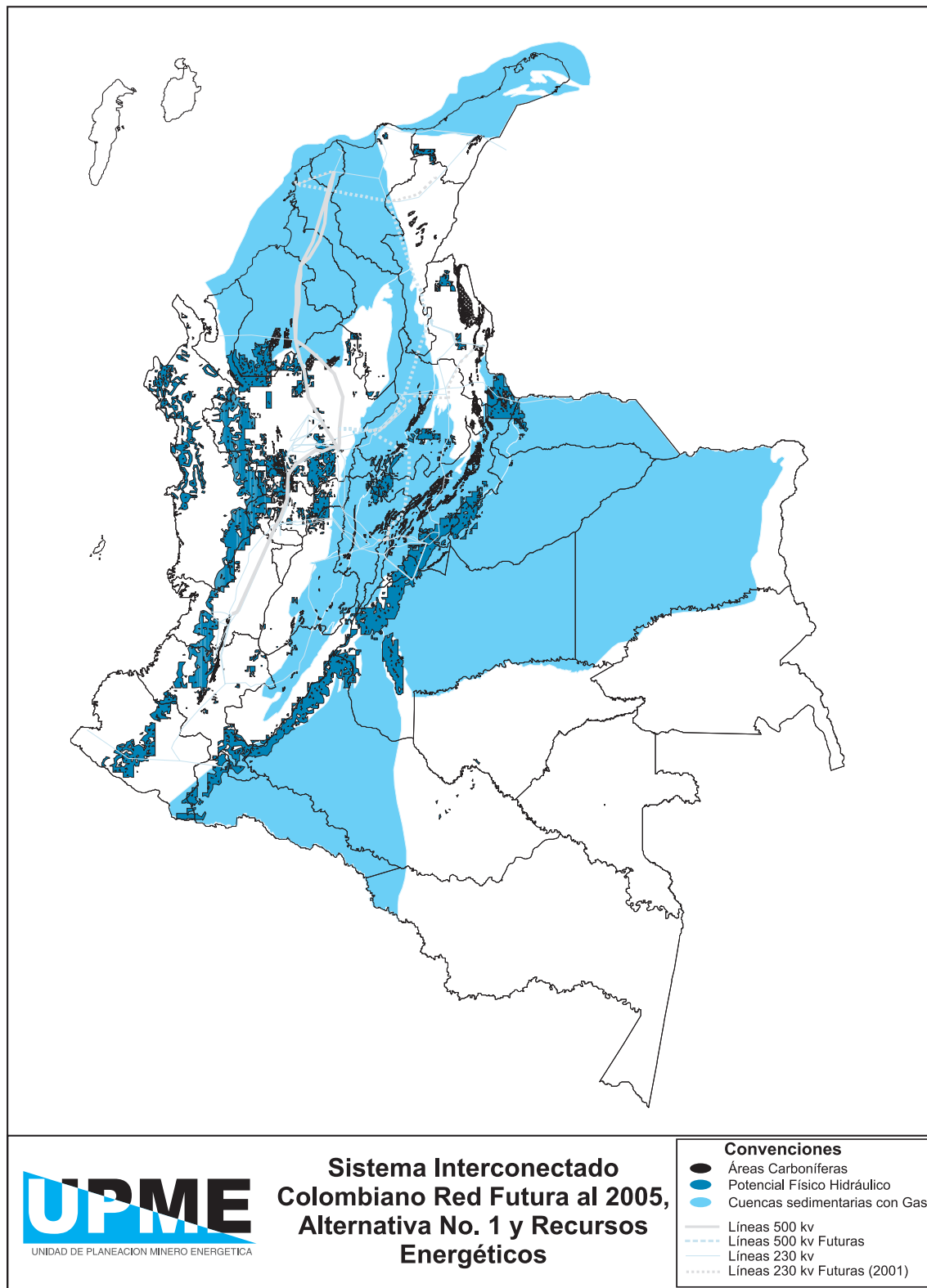






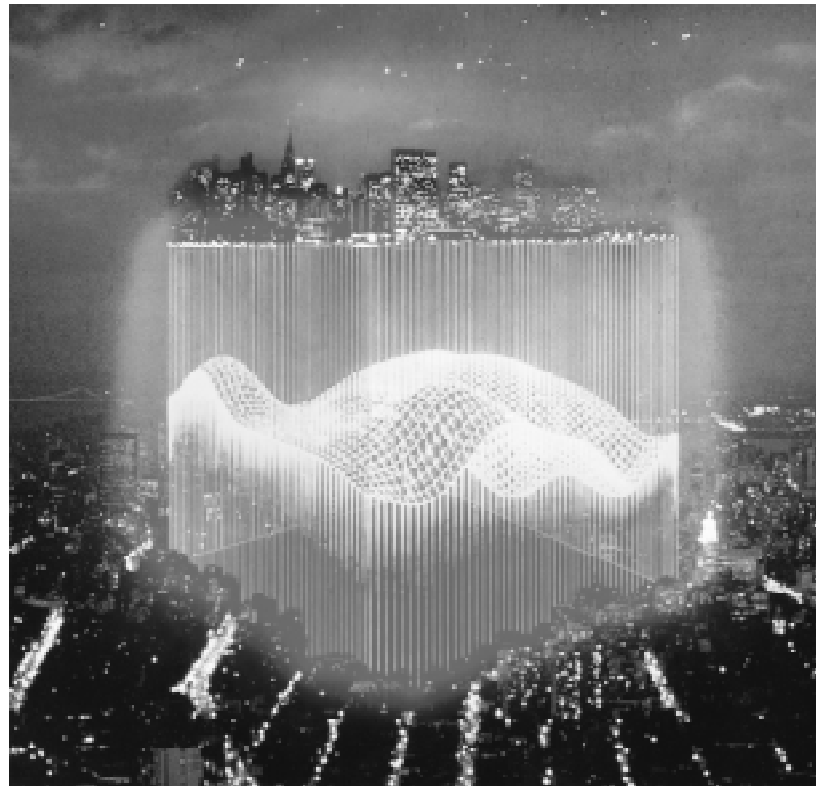








Alternativa propuesta para la expansión del Sistema de Transmisión (Unidades Constructivas)



.....ALTERNATIVA PROPUESTA PARA LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN (Unidades Constructivas)

SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES 500/230 kV (1)	Característica equipo	EQUIPO A INSTALAR								
		Módulo Común Tipo 1 (500 kV)	Módulo Común Tipo 1 (230 kV)	Bahía Transferencia 500 kV	Bahía Transferencia 230 kV	Bahía Línea 500 kV	Bahía Línea 230 kV	Bahía de 500 para Transformador 500/230 kV	Bahía de 230 para Transformador 500/230 kV	Transformador 500/230 kV
Bolívar 500 (2)	1x450 MVA	1		1		1		1		1
Bolívar 230	-		1		1		4		1	
Copey 500	1x360 MVA	1		1		2		1		1
Copey 230 (2)	-						1		1	
Valledupar 230 (2)	-						1			
Ocaña 500 (2)	1x360 MVA	1		1		2		1		1
Ocaña 230	-								1	
Primavera 500 (2)	1x450 MVA	1		1		4		1		1
Primavera 230	-								1	
Sol 500	2x450 MVA	1		1		1		2		2
Sol 230	-		1		1		4		2	
Subtotal cantidades (u)		5	2	5	2	10	10	6	6	6

LÍNEAS 230 kV	Característica equipo	EQUIPO A INSTALAR	
		CS [longitud, km]	CD [longitud, km]
Copey_Valledupar	CS	80	
Bolívar_Ficticio a Ternera	CD		6
Bolívar_Ficticio a Cartagena	CD		6
El Sol_ Ficticio Torca-Noroeste 230 kV (3)	CD		50
Subtotal cantidades (km)		80	62

LÍNEAS A 500 kV y REACTORES DE LÍNEA	Característica equipo	EQUIPO A INSTALAR		
		Longitud [km]	B. Compensación	Reactor
Copey_Ocaña 500 kV (5)	CS - 2x84 MVAR	228	2	2
Copey_Bolívar 500 kV (5)	CS - 2x84 MVAR	158	2	2
Cerromatoso_Primavera 500 kV (4)	CS - 1x84 MVAR	50	1	1
Primavera_San Carlos 500 kV (4)	CS - 1x84 MVAR	50	1	1
Primavera_El Sol 500 kV (4)	CS - 2x60 MVAR	200	2	2
Ocaña_Primavera 500 kV (4)	CS - 2x84 MVAR	237	2	2
Subtotal cantidades (km - u.)		923	10	10



COMPENSACIONES	Característica equipo	EQUIPO A INSTALAR	
		B. Compensac.	Reactor
La Mesa	Capacitiva 75 MVAR	1	1

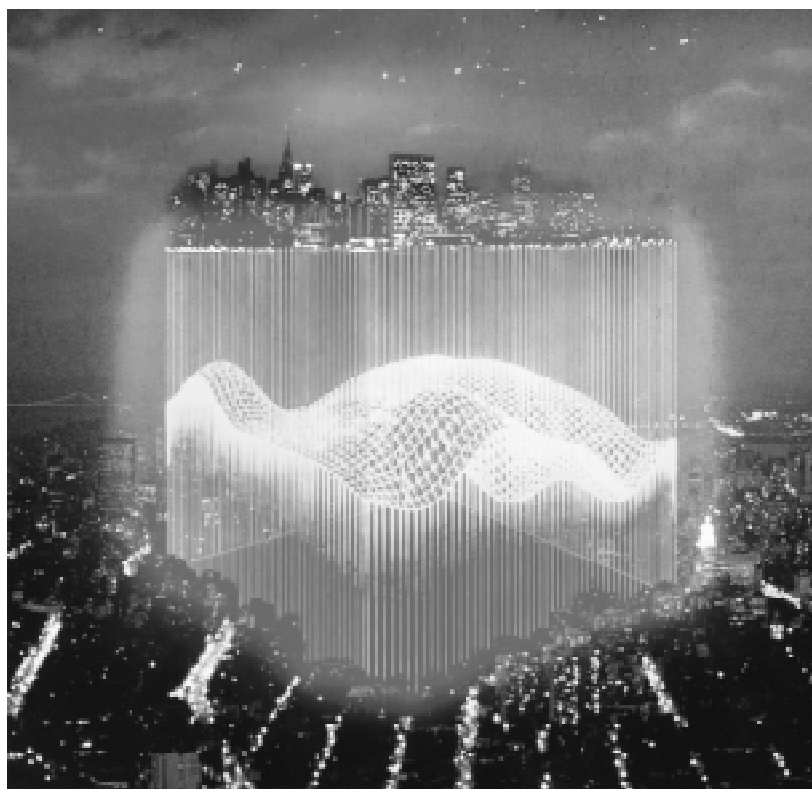
Notas

- (1) Para las s/e nuevas (en 230 kV y 500 kV) se adoptó una configuración Barra Doble + Transferencia
 - (2) Se tuvo en cuenta el tipo de configuración de la subestación de 230 kV existente, para asignar el costo unitario de la bahía de línea de la S/E Valledupar y las bahías de transformación del resto de subestaciones.
 - (3) Valorada a nivel 2 de altitud
 - (4) Valorada a nivel 2 de altitud
 - (5) Valorada a nivel 1 de altitud
- CS: Circuito sencillo
- CD: Circuito doble





Expansión de la Transmisión para la Reducción de Restricciones Eléctricas del STN



EXPANCIÓN DE LA TRANSMISIÓN PARA LA REDUCCIÓN DE RESTRICCIONES ELÉCTRICASE STN

Antecedentes

Según la Resolución CREG 051/98: «La UPME elaborará un Plan de Expansión Preliminar, utilizando como criterios en su definición, la minimización de los costos de inversión y de los costos operativos y las pérdidas del STN. El Plan de Expansión en todo caso deberá cumplir con las disposiciones que en materia de confiabilidad se encuentren vigentes», adicionalmente establece que: «el Plan de Expansión de Referencia debe ser flexible en el mediano y largo plazo, de tal forma que se adapte a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales, cumpliendo con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad definidos en este Código de Planeamiento y en el Código de Operación. Los proyectos propuestos en este Plan deben ser técnica y económicamente factibles y la demanda deberá ser atendida cumpliendo con criterios de uso eficiente de los recursos energéticos. La viabilidad ambiental será aprobada por las autoridades competentes.»

Los sobrecostos en la operación impuestos por la red, son un componente importante del costo total de la prestación del servicio, por lo cual en el planeamiento de la expansión de la red de transmisión y distribución se deben dar las señales necesarias para su eliminación o reducción. Debe existir un compromiso entre las inversiones a realizar y el impacto de esas inversiones en la reducción de este sobrecosto.

23 El presente anexo fue elaborado con base en el documento ISA-UEN-CND 183 de agosto del 2000



La Resolución 062 de 2000 en su artículo 3º establece que «El CND deberá coordinar con el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT) aquellos aspectos asociados con las Restricciones, que inciden en la planeación de la expansión de dicho Sistema»; el artículo 8º establece que «El CND deberá definir un procedimiento de evaluación técnica y económica de soluciones específicas que permitan levantar restricciones. El procedimiento deberá ser compatible con los análisis y estudios que efectúe la UPME con el apoyo del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión».

Adicionalmente, el CND deberá presentar un informe de evaluación de restricciones trimestralmente, que contenga información sobre capacidades de transmisión disponibles y su evolución en el tiempo, las restricciones identificadas y las inversiones alternativas factibles o las recomendaciones operativas para el levantamiento de ellas. Para la preparación del Informe Trimestral de Evaluación de Restricciones, el CND debe considerar lo definido en el Plan de Expansión de Referencia del STN, así como la información entregada por los Generadores, los Transmisores, los Distribuidores y los Comercializadores.

Identificación de obras de transmisión

Las restricciones eléctricas están asociadas a limitación en el equipamiento del SIN, o de las Interconexiones Internacionales, tales como límites térmicos admisibles en la operación de equipos de transporte o transformación, límites en la operación del equipamiento que resulten del esquema de protecciones (locales o remotas), límites de capacidad del equipamiento ó, indisponibilidad de equipos.

Las restricciones operativas están asociadas a exigencias operativas del sistema eléctrico para garantizar la seguridad en sub-áreas o áreas operativas, estas exigencias son criterios de calidad y confiabilidad, estabilidad de tensión, estabilidad electromecánica, requerimientos de compensación reactiva y de regulación de frecuencia del SIN.

Estas restricciones pueden eliminarse o reducirse mediante la instalación de refuerzos de transmisión, transformación o compensación que contribuyan a reducir o eliminar la necesidad de despachar una generación obligada.

Basados en los análisis históricos de costos de restricciones, análisis eléctricos A.C, estabilidad y confiabilidad, se analizaron opciones para reducir o eliminar las restricciones globales que presentan mayor impacto en el Sistema, como son: Caribe, Nordeste y Oriental.

Las obras analizadas fueron las siguientes:

Área caribe y nordeste

Proyecto 1: Línea Primavera – Ocaña – Copey - Cartagena a 500 kV.

Se abre uno de los circuitos San Carlos - Cerromatoso a 500 kV para que entre a la subestación Primavera, así mismo se conecta esta subestación con la línea nueva Primavera - Ocaña - Copey – Cartagena. Ver Figura 1.



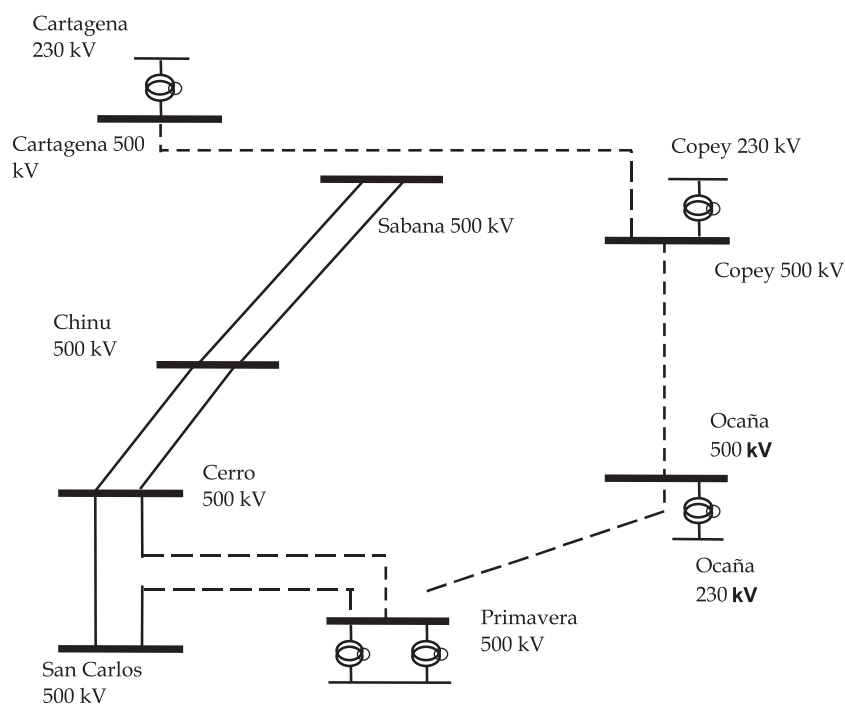


Figura 1. Proyecto 1

Esta obra se requiere por varias razones:

- Reducir el requerimiento de número de unidades en el área Caribe
- Suministrar soporte de tensión en Bolívar y Guajira, Cesar, Magdalena
- Suministrar soporte de tensión en Nordeste
- Aumentar el límite de intercambio en el área Caribe

Esta alternativa permite aumentar la importación del área Caribe hasta 1600 MW aproximadamente, en todos los períodos de demanda. Desde el punto de vista de estado estable y estabilidad no muestra problemas, aunque es necesario seguir manteniendo unas generaciones de seguridad en la zona.

Proyecto 2: Línea Primavera – Ocaña - Copey a 500 kV.

Se abren los dos circuitos Sabanalarga - Chinú a 500 kV y entra uno a Cartagena 500 kV y otro a Copey 500 kV. Se abre uno de los circuitos San Carlos - Cerromatoso a 500 kV para que entre a la subestación Primavera, esta subestación se conecta con la línea nueva Copey – Ocaña – Primavera 500 kV. Ver Figura2.



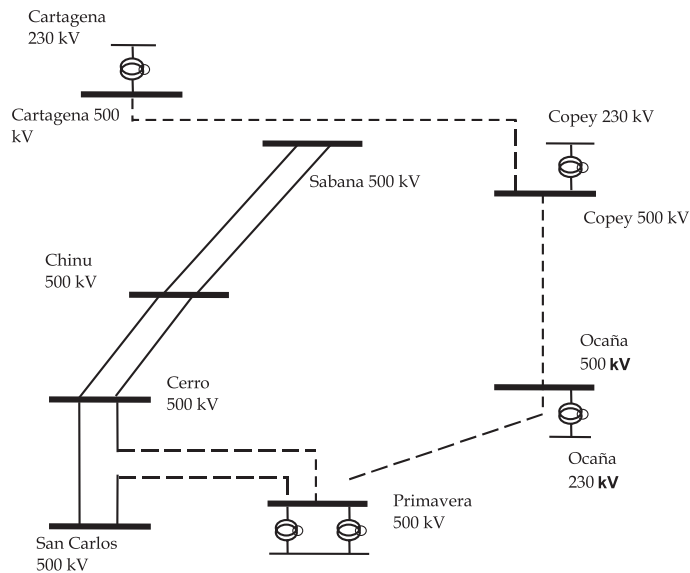


Figura 2. Proyecto 2

Esta alternativa tiene un comportamiento muy similar a la anterior, permite aumentar la importación del área Caribe hasta 1600 MW aproximadamente en todos los períodos de demanda. Desde el punto de vista de estado estable y estabilidad no muestra problemas. Esta obra cumple los mismos propósitos del Proyecto 1.

Proyecto 3: Línea Primavera – Cerromatoso - Chinú - Cartagena 500 kV.

Se abre uno de los circuitos San Carlos - Cerromatoso a 500 kV para que entre a la subestación Primavera . Se enlaza la subestación Primavera con la línea Primavera – Cerromatoso - Chinú – Cartagena 500 kV. Ver Figura 3.

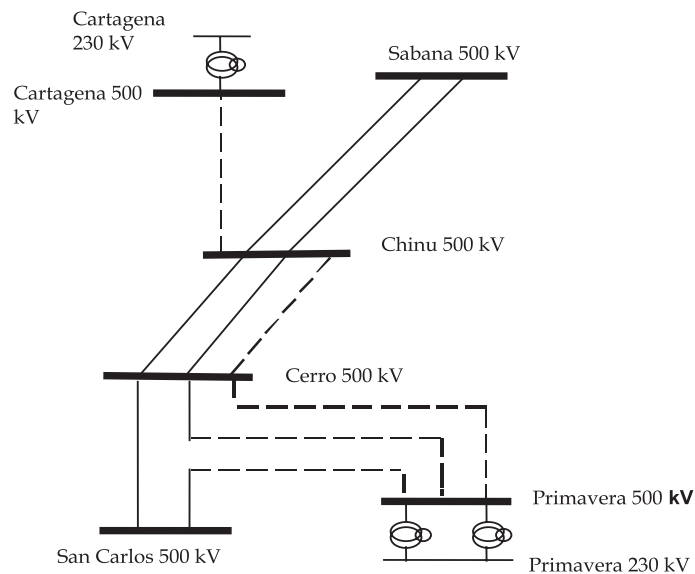


Figura 3. Proyecto 3



Esta alternativa, no da soporte de tensión a Nordeste ni a GCM¹, por lo que la hace menos robusta al compararla con el proyecto 1 y 2.

En las Figuras 4 y 5 se muestra la evolución de las generaciones de seguridad de las áreas que se benefician (Caribe y Nordeste) con las obras propuestas (proyectos 1 y 2) y se hace la comparación respectiva sin obras. El límite de importación pasa de 1000 MW a 1600 MW aproximadamente, lo que permite llevar energía de menor costo, que finalmente se verá reflejado en costo de la operación inferior.

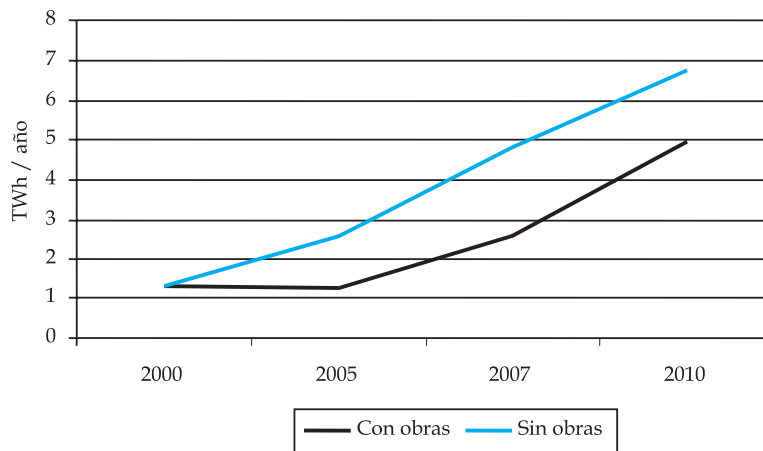


Figura 4. Evolución de las generaciones de seguridad área Caribe con y sin obras

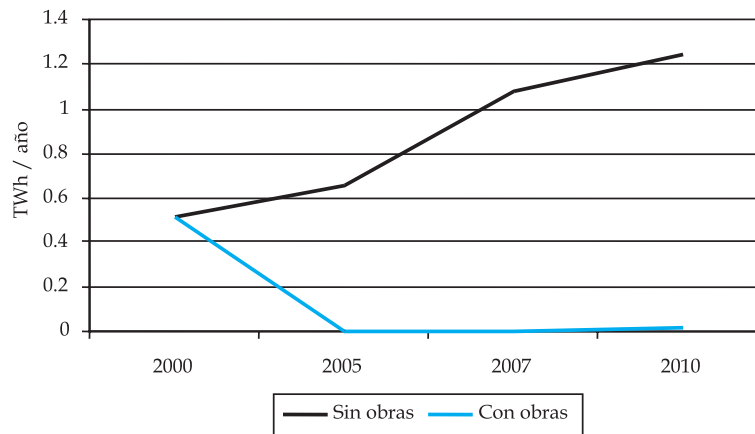


Figura 5. Evolución de las generaciones de seguridad área Nordeste con y sin obras

Como se puede observar, los proyectos 1 ó 2 eliminan el requerimiento de generación de seguridad (Tasajero) en casi todo el período de análisis, solo al final del horizonte 2010 en períodos de demanda máxima aparece como requerimiento generación de seguridad en Barranca por sobrecarga en estado estacionario en la línea Barranca –Comuneros a 220 kV. Así mismo el límite de importación del área pasa de 520 MW (actual) a 900 MW, lo que permite llevar energía de menor costo, que finalmente se reflejará en un menor costo de la operación. En la tabla 1 se presenta el número de unidades sin y con el proyecto 1 ó 2, y se observa el beneficio de su entrada.



Año	Demanda máxima		Número de unidades Caribe		Demanda Mínima		Nordeste 2005 - 2010	
	Sin Proyecto	Con Proyecto	Demanda Media		Sin Proyecto	Con Proyecto	Todo el día	
			Sin Proyecto	Con Proyecto			Sin Proyecto	Con Proyecto
2005	14	9	7	3	6	3	Tasajero	0
2007	18	9	13	8	9	6		
2010	20	16	17	14	15	12		

Tabla 1. Número de unidades sin y con Proyectos 1 ó 2

Área oriental

La zona Oriental presenta actualmente problemas de bajas tensiones y limitaciones debidas a sobrecargas en transformación 230/115 kV. Si no se realizan las obras necesarias, el número de unidades requeridas aumenta considerablemente.

Uno de los nodos que presenta las tensiones más bajas es La Mesa. Por otra parte, el enlace Purnio – Noroeste, que permite el transporte de energía desde el área Norte, es el más crítico respecto a capacidad de transmisión. Se espera que al aumentar la demanda en el área, aumente la necesidad de tener unidades de generación en línea y se hagan delicadas las situaciones de tensión en la Mesa y el transporte por Purnio – Noroeste a 230 kV.

Debido a lo expuesto anteriormente, se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones para la expansión de la transmisión en el área. Ver Figura 6

- Línea Primavera - Bacatá 500 kV.
- Apertura Línea Torca – Noroeste 1 a Bacatá 220 kV.
- Apertura Línea Torca – Noroeste 2 a Bacatá 220 kV.
- Compensación Capacitiva de 75 MVAR's en La Mesa 220 kV.
- Autotransformador 500/220 kV, 450 MVA en Bacatá.
- Autotransformador 220/115 kV 168 MVA en Bacatá.
- Autotransformador 220/115 kV 90 MVA en Balsillas.



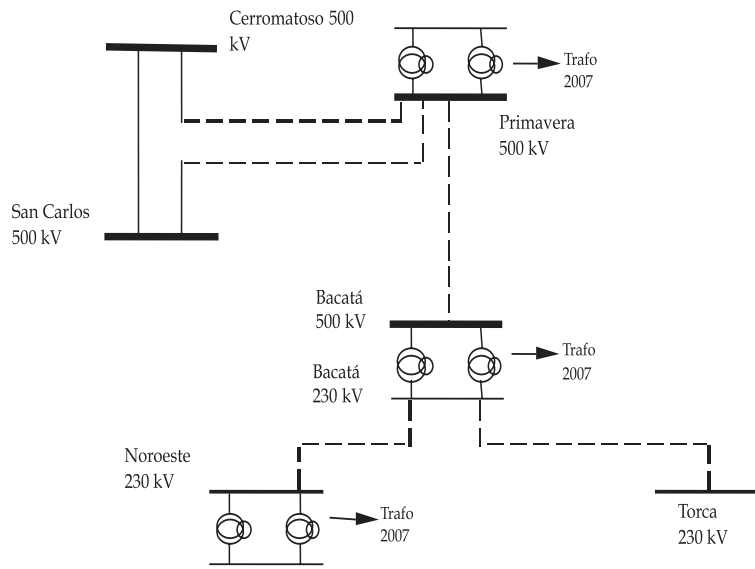


Figura 6. Proyecto 4

Desde el punto de vista de estado estable y estabilidad, estas obras no muestran problemas.

En la Figura 7 se presenta la evolución de las generaciones de seguridad en el área, considerando la línea a 500 kV y se compara con las obtenidas sin considerar el proyecto.

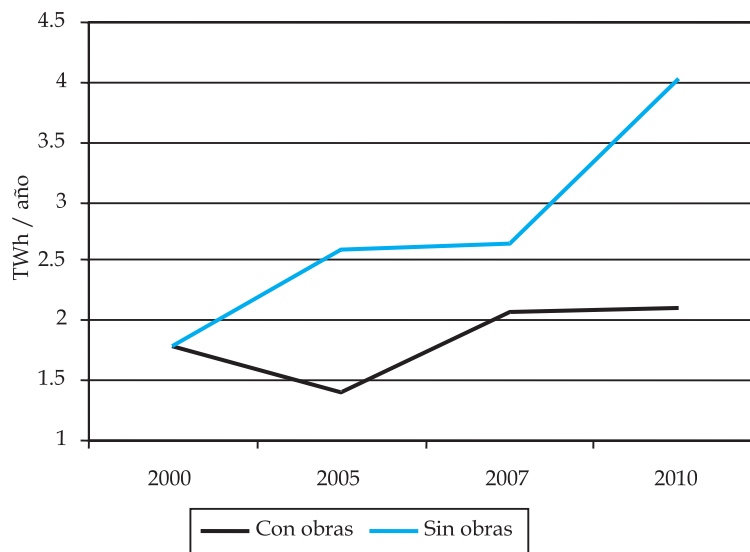


Figura 7. Evolución generaciones mínimas en el área Oriental con y sin obras

Así mismo se obtiene beneficio por el aumento del límite de importación del área, al pasar de 650 MW (actual) a 1400 MW (2005) y 1800 MW (2007 a 2010), lo que permite llevar energía de menor costo, que finalmente se verá reflejado en un menor costo de la operación.

En las Tablas 2 y 3 se presenta el número de unidades sin y con el proyecto, y se observa el beneficio de su entrada. El proyecto elimina el racionamiento que se presenta en el 2010 (215 MW).



Bogotá								
Año	Demanda Máxima				Demanda Media		Demanda Mínima	
	Sin Proyecto		Con Proyecto		Sin Proyecto	Con Proyecto	Sin Proyecto	Con Proyecto
	Unidades	MW	Unidades	MW	Unidades	Unidades	Unidades	Unidades
2005	14	260	6	140	0	0	0	0
2007	17	260	10	240	0	0	0	0
2010	21	484	11	270	5	0	0	0

Tabla 2. Número de unidades sin y con proyecto 3 a nivel global

Número de Unidades Oriental						
Año	Demanda Máxima		Demanda Media		Demanda Mínima	
	Sin Proyecto	Con proyecto	Sin Proyecto	Con proyecto	Sin Proyecto	Con proyecto
2005	17	12	11	6	0	0
2007	19	14	11	6	0	0
2010	19	14	15	12	4	0

Tabla 3. Número de unidades sin y con proyecto 3 a nivel regional

Análisis de Confiabilidad

Se analizó la confiabilidad del Sistema con las obras identificadas y se verificó que el VERP queda dentro del límite establecido en el código (1%).

Costos de Inversión

Se obtuvo el costo de los proyectos 1 y 4 a partir de los elementos o unidades constructivas que los componen. En la tabla 4 se muestran los costos de inversión de los proyectos 1 y 4 integrados en dólares de diciembre de 1999.



Proyecto Integrado	Cantidad	Costo Unitario total US\$ Dic99
Proyecto Costa	1	269'783.414
Proyecto Oriental	1	179'312.746
Costos Comunes		
Línea 2c Primavera T Scarlos - Cerro		
Línea	65	17'757.151
Línea	65	17'757.151
Subestación Primavera 500 kV (2B + T)		
Bahía de línea 500 kV	2	4'715.370
Bahía de Transformación 500 kV	2	3'889.784
Módulo Reactor Terciario 50 Mvar	4	3'500.307
Total Costos Comunes		47'619.763
Total Costos Unitarios (USD Dic 99)		401'476.397
Total Proyecto incluyendo AOM		433'594.509

Tabla 4. Costos de inversión proyecto integrado

Pérdidas

En la Tabla 5 se presentan los resultados asociados a cada proyecto, por disminución de pérdidas.

Proyectos	Longitud (km)	Reducción de pérdidas (kWh)	Beneficio (MUS\$)
Proyecto 1 ó 2: Cartagena Copey Ocaña Primavera a 500 kV.	810	8637706.8	14
Proyecto 3: Cartagena Chinú Cerromatoso Primavera.	646	21061401.1	33
Proyecto 4: Primavera Bacatá a 500 kV, Bacatá Balsillas y Bacatá Noroeste a 230 kV.	360	29918980.8	47
Proyecto 5 Integrado: Proyecto 1 ó 2 + Proyecto 4.	1255	7520891.4	12

Tabla 5. Beneficios por disminución de pérdidas con la entrada de proyectos

Identificación de beneficios y evaluación económica

Los escenarios de costo empleados en el presente plan de expansión, tienen en cuenta las posibles condiciones de monopolio y competencia que se pueden presentar después del levantamiento de una restricción al ejecutar un proyecto de transmisión, (tablas 6 y 7).

Proyecto	Escenario	Precios sin el proyecto	Precios con el proyecto
Costa	S1	Cuatro veces el costo de combustible	Dos veces el costo de combustible.
	S2	Tres veces el costo de combustible	Dos veces el costo de combustible
Oriental	S1	1.5 veces su valor del agua	Su valor del agua
	S2	1.2 veces su valor del agua	Su valor del agua
Costa	S3	Cuatro veces el costo de combustible	Cuatro veces el costo de combustible.
	S4	Tres veces el costo de combustible	Tres veces el costo de combustible
	S5	Dos veces el costo de combustible	Dos veces el costo de combustible
Oriental	S3	1.5 veces el valor del agua	1.5 veces el valor del agua
	S4	1.2 veces su valor del agua	1.2 veces el valor del agua

Tabla 6. Precios para condiciones de monopolio Vs. Competencia



Proyectos	Beneficios (MU\$)	
	9%	12%
Línea Betania Altamira a 220 kV y trafo de Altamira 220 / 110 kV.	43.97	38.29
Línea Urrá Montería a 220 kV y trafo de Montería 220 / 110 kV.	97.11	85.24
Transformador Paipa (90 MVA)	121.59	102.68
Transformador Barranca (90 MVA)	90.13	74.89
Transformador Cúcuta (90 MVA)	20.42	16.26
Transformador Jamondino (150 MVA) y 30 Mvars de compensación en Catambuco.	41.84	36.5

Tabla 7. Precios sin considerar condiciones monopólicas

Proyecto Caribe

La Figura 8 muestra la distribución de probabilidad acumulada de la relación Beneficio/Costo del proyecto costa al considerar condiciones climáticas (Eventos niño y niña en el horizonte) y dos tasas de oportunidad (9% y 12%).

Se puede observar que la probabilidad de que la relación beneficio/costo sea mayor que uno es del 80% aproximadamente, lo que implícitamente sugiere un riesgo del 20% en la ejecución del proyecto. Se puede dividir esta Figura en tres partes: el primer 40% de probabilidad, corresponde a la condición de monopolio respecto a la competencia, se observan relaciones altas que oscilan entre 2.5 y 3.7. El segundo 40% no considera la condición monopólica pero los precios de oferta son altos (4 y 3 veces el costo de combustible) aquí la relación encontrada esta entre 2.5 y 1. El último 20% que tiene una relación beneficio/costo inferior a uno corresponde a una oferta eficiente y no considera condiciones monopólicas.

Por lo tanto se puede sugerir que el riesgo asociado, según este análisis, viene dado en las ofertas de los generadores que participan en las restricciones. Es decir, si éstas son independientes de que exista o no la restricción y además reflejan la eficiencia económica del mismo, el proyecto podría no ser económicamente viable.

En la Figura 9 se observa la distribución de probabilidad para el mismo proyecto, pero sin considerar la variable climática. Respecto al análisis anterior, el comportamiento del monopolio respecto a la competencia, es similar, sin embargo sin la condición monopólica el proyecto aumenta la relación beneficio/costo en forma considerable, lo que disminuye su riesgo a un 3% aproximadamente. Esto debido a que en condiciones de niño, la generación térmica tiene un mayor despacho y las restricciones pueden salir en mérito (la operación del sistema se vuelve mas costosa), sin la condición hidrológica la diferencia entre el costo de la generación térmica (así no ejerza la condición monopólica) y la generación hidráulica es mayor en los períodos de alta hidrología.



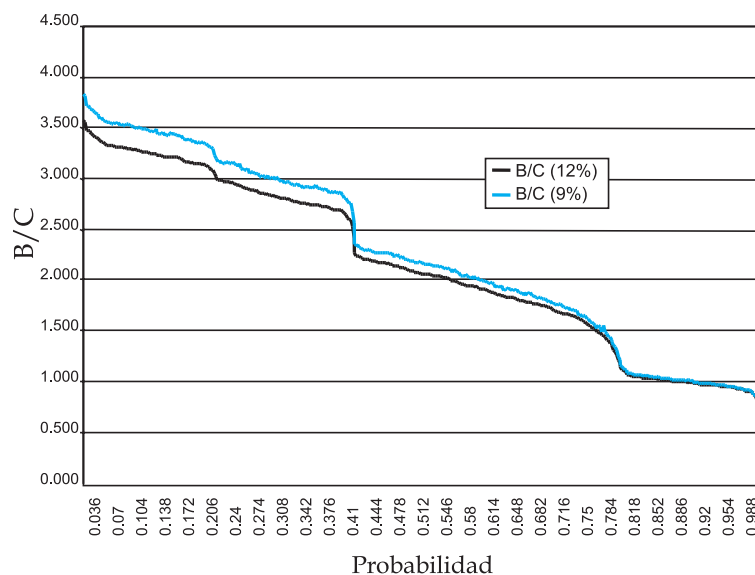


Figura 8. Distribución acumulada del B/C proyecto Costa considerando condiciones climáticas

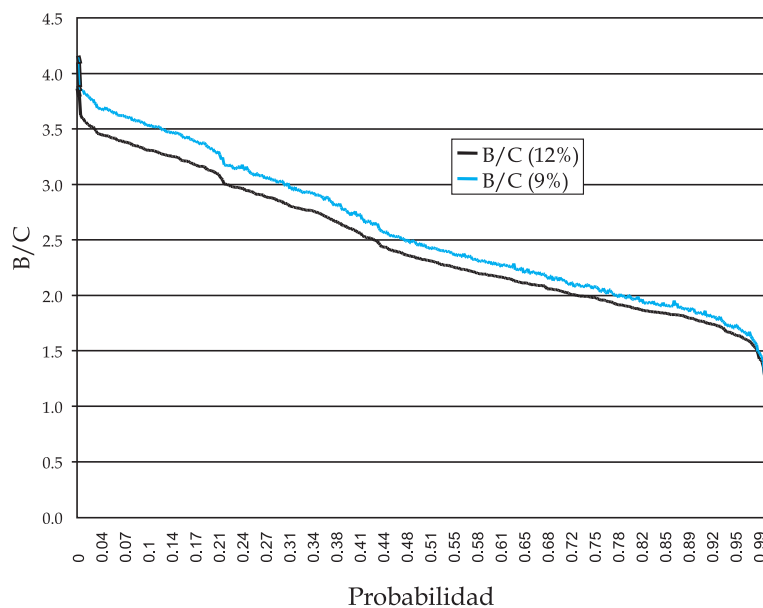


Figura 9. Distribución Acumulada del B/C proyecto Costa sin considerar condiciones climáticas

Proyecto Oriental

La Figura 10 muestra la distribución de probabilidad acumulada de la relación Beneficio/Costo del proyecto Oriental al considerar condiciones climáticas (eventos niño y niña en el horizonte) y dos tasas de oportunidad (9% y 12%).



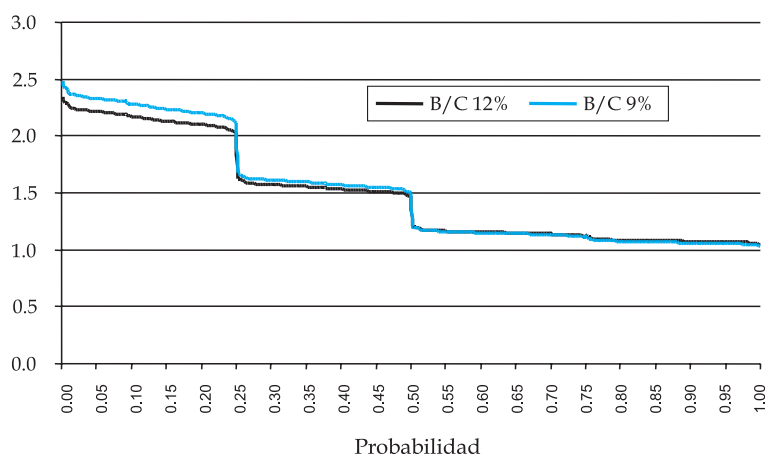


Figura 10. Distribución Acumulada del B/C proyecto Oriental considerando condiciones climáticas

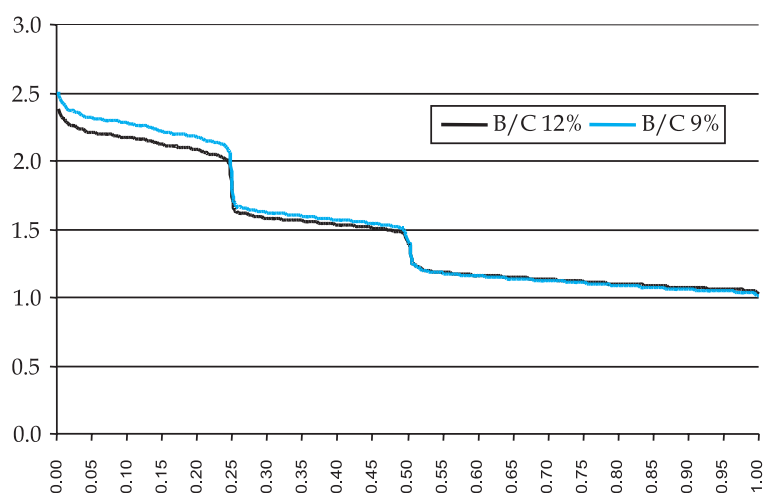


Figura 11. Distribución Acumulada del B/C proyecto Oriental sin considerar condiciones climáticas

Proyecto Integrado

Al analizar los dos proyectos (Caribe y Oriental) en forma integrada, se obtiene la distribución de probabilidad acumulada de la relación Beneficio/Costo como se muestra en la Figura 12, considerando condiciones climáticas (eventos niño y niña en el horizonte) y dos tasas de oportunidad (9% y 12%).

Tiene un comportamiento intermedio entre las dos curvas de los proyectos por separado. Se puede observar que la probabilidad que la relación beneficio/costo sea mayor que uno es del 78% aproximadamente, con un riesgo del 22% en la ejecución del proyecto. La parte mas alta de la curva pertenece a la condición de monopolio respecto a la competencia, se observan relaciones que oscilan entre 2.0 y 2.7. La parte media no considera la condición monopólica pero tiene una oferta alta (3 y 4 veces el costo de combustible) la relación se encuentra entre 1.9 y 1. En la parte mas baja con una relación beneficio/costo inferior a uno corresponde a una oferta eficiente y no considera condiciones monopólicas.



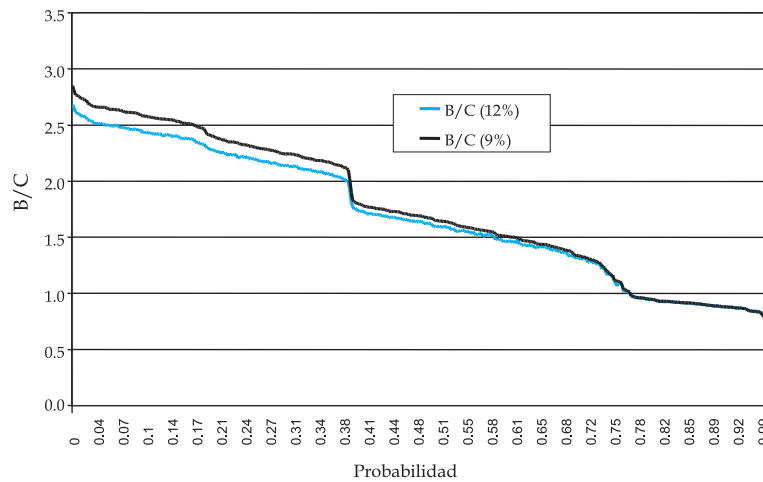


Figura 12. Distribución Acumulada del B/C proyecto integrado considerando condiciones climáticas

Sin considerar las condiciones climáticas, para el proyecto integrado, como se muestra en la Figura 13 se tiene un comportamiento similar al del proyecto costa en las mismas condiciones, pero con valores menores. El riesgo asociado en este análisis es de un 4%, por las razones anteriormente anotadas.

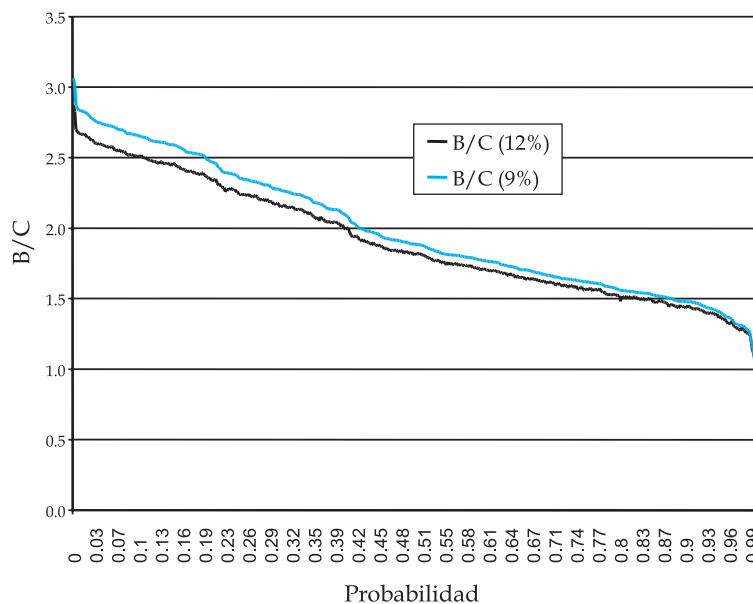


Figura 13. Distribución Acumulada del B/C proyecto integrado sin considerar condiciones climáticas

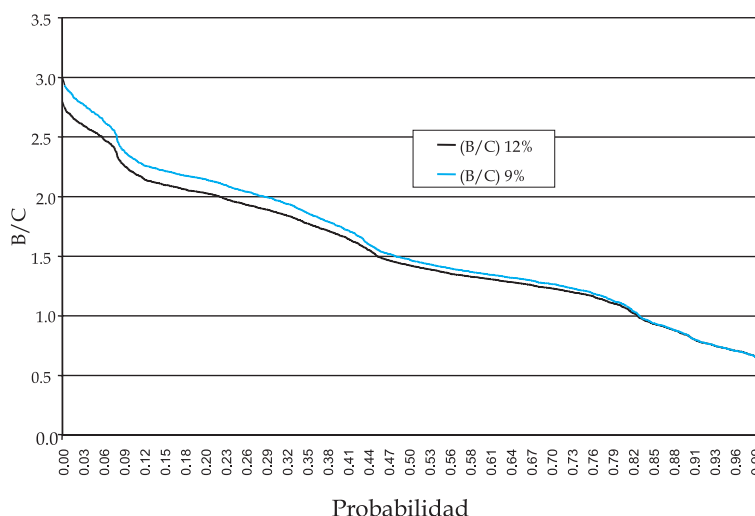


Análisis de vulnerabilidad proyecto integrado

Dadas las actuales condiciones del sistema de transmisión debido a los atentados, se realizó un análisis de la vulnerabilidad de la interconexión de la Costa Atlántica con el interior del país, para mostrar el beneficio adicional que tendría el tercer enlace.

Se asumió apertura de los dos enlaces a 500 kV, para el año 2005 y durante siete meses continuos:

- Apertura línea San Carlos - Cerromatoso
- Apertura línea San Carlos - Primavera
- Apertura línea Primavera - Cerromatoso



Se evaluó el impacto de esta condición en el costo operativo, para los casos con y sin el tercer enlace, asumiendo como precios de oferta de las térmicas cuatro veces su costo de combustible.

El beneficio neto que se obtiene bajo estas condiciones es del orden de 140 MUS\$, lo que equivale aproximadamente al 30% del costo total de las obras.

Este beneficio puede variar dependiendo del período de indisponibilidad de los enlaces y de las ofertas de los generadores que tengan posición monopólica.

Análisis de sensibilidad a la demanda y a los costos unitarios

Para complementar la evaluación realizada al proyecto integrado como plan, es recomendable realizar un estudio de sensibilidad a otras variables importantes adicionales a las ya analizadas (costos de combustibles, hidrología y tasa de descuento). Dos variables de vital importancia como supuestos en la evaluación económica del plan de expansión son: la demanda y los costos de inversión. En cuanto a la demanda, se observa el comportamiento de los beneficios del proyecto para todos los escenarios de crecimiento contemplados por UPME (alto, medio y bajo), modelando los efectos que ésta tiene en la evolución de las restricciones. Por otra parte, es igualmente importante efectuar una sensibilidad a los costos de inversión de los nuevos proyectos.

La Figura 14 muestra la distribución de probabilidad de la relación B/C para el proyecto integrado (Costa + Oriental) de una muestra amplia que incluye la sensibilidad a los escenarios de demanda y al sobrecosto en la inversión, para el 10%, 20% y 30% del costo del proyecto valorado a unidades constructivas (Cerca de 2500 escenarios).

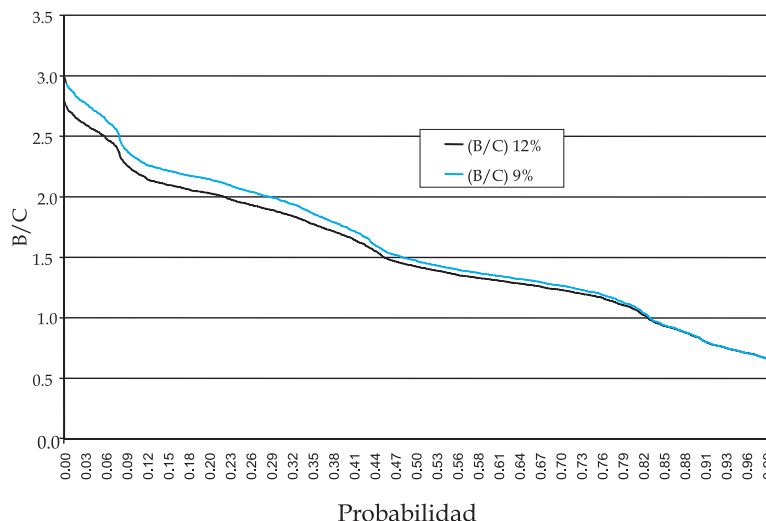


Figura 14. Distribución Acumulada del B/C proyecto Integrado considerando condiciones climáticas e incluyendo sensibilidad a la demanda y al costo

De esta gráfica se puede concluir que cerca de un 80% de los casos el proyecto integrado se recupera en su totalidad. El 20% de riesgo corresponde básicamente a escenarios extremos de baja demanda, sin condición monopólica y con sobrecostos en la inversión.

Es conveniente complementar este estudio de sensibilidad observando la misma curva de probabilidad, pero con otros indicadores de evaluación económica como son el Valor Presente Neto (VPN) y Valor Anual Equivalente (VAE). Estos valores representan la retribución del proyecto respecto de su inversión (433.6 MUS\$ costo del proyecto integrado). En la Figura 15 se muestra el comportamiento del VPN en MUS\$ y en la Figura 16 se muestra el del VAE en MUS\$.

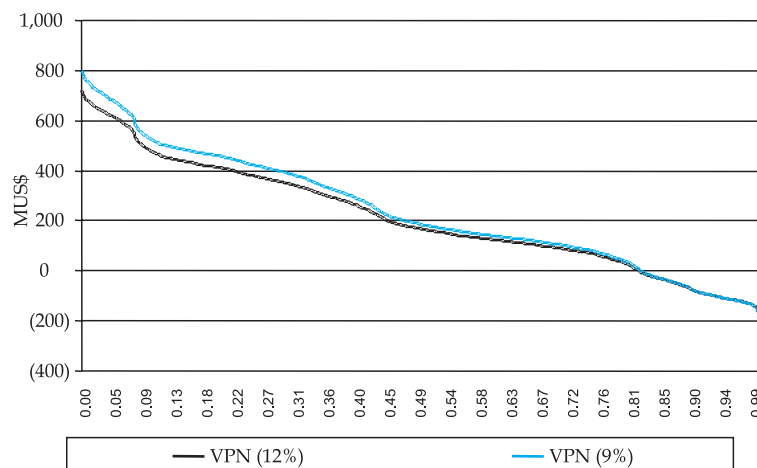


Figura 15. Distribución de Probabilidad del VPN(MUS\$) en el proyecto integrado.



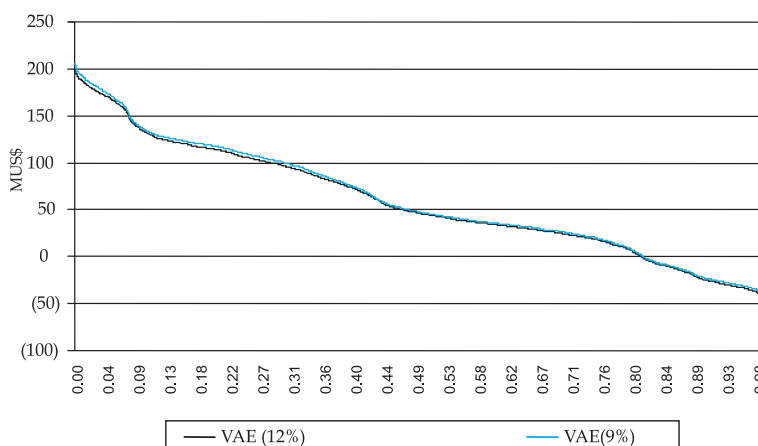


Figura 16. Distribución de Probabilidad del VAE (MUS\$) en el proyecto integrado

Nuevamente estas figuras refuerzan lo visto en el caso de la relación B/C. En un 18% de los escenarios aproximadamente, se presentan valores negativos que representan una inexistencia de retribución de la inversión.

Obras para eliminar problemas a nivel de transmisión regional

En este caso los beneficios fueron evaluados como el ahorro al eliminar el racionamiento en las áreas y zonas que no disponen de recursos de generación (Huila-Caquetá, Córdoba – Sucre, Cúcuta). Este criterio también fue utilizado en Paipa, Barranca y Cauca - Nariño, donde la restricción es asociada a evitar sobrecarga en transformación, y eliminarla implica que el transformador no se cargue por encima del 100% en condición normal.

Las obras fueron evaluadas teniendo en cuenta el primer segmento de racionamiento (CRO1 (\$/kWh): 363.9), calculado para el mes de julio.

El costo de racionamiento se evaluó con un tasa de 9% anual y se realizó una sensibilidad con una tasa del 12% anual. En la Tabla 21 se presenta el beneficio total asociado a cada proyecto en constantes de 1999:

Proyectos a nivel de STR	Beneficios (US\$)		Costo proyecto (US\$)	B/C	
	Tasa del 9%	Tasa del 12%		Tasa 9%	Tasa 12%
Línea Betania Altamira a 220 kV y trafo de Altamira 220/110 kV.	43.965.345	38.290.252	14.811.222	2.97	2.59
Línea Urrá Montería a 220 kV Y trafo de Montería 220/110 kV.	97.106.360	85.242.276	18.542.019.34	5.24	4.6
Transformador Jamondino (150 MVA) y 30 Mvars de compensación en Catambuco.	41.838.828	36.500.532	2.797.481.1	14.96	13.05

Tabla 21. Beneficios proyectos a nivel de distribución



A continuación en la Tabla 22, se presentan los resultados de la evaluación de los proyectos orientados a eliminar restricciones a nivel de transmisión regional, específicamente para las áreas de Huila - Caquetá, Córdoba – Sucre y Cauca – Nariño.

Proyectos a nivel STR	Beneficios (US\$)		Costo Proyecto (US\$)	B/C	
	Tasa del 9%	Tasa del 12%		Tasa del 9%	Tasa del 12%
Línea Betania - Altamira a 220 kV y trafo de Altamira 220/110 kV.	43.965.345	38.290.252	14.811.222	2.97	2.59
Línea Urrá - Montería a 220 kV y trafo de Montería 220/110 kV.	97.106.360	85.242.276	18.542.019.34	5.24	4.6
Transformador Jamondino (150 MVA) y 30 Mvars de compensación en Catambuco.	41.838.828	36.500.532	2.797.481.1	14.96	13.05

Tabla 22. Evaluación económica proyectos a nivel de transmisión regional

De los resultados anteriores puede concluirse que los proyectos analizados son económicamente rentables. Según la relación B/C, en el caso más crítico (con una tasa de descuento del 12% y para el proyecto de Betania - Altamira) se espera que lo que va a dejar de pagar por restricciones con la construcción del proyecto es aproximadamente tres veces lo que tendría que pagar por él. Dicho de otra manera el margen de utilidad del proyecto es de cerca de tres veces la inversión inicial asociada al mismo.

En los proyectos que solo involucran ampliación en la transformación 220/110 kV de 90 MVA, como Barranca, Paipa y Cúcuta, se recupera su inversión en el primer año de servicio.

Conclusiones

- En la expansión del sistema de transmisión, se deben definir cuidadosamente los escenarios de análisis, considerando la incertidumbre de las variables que son de alto impacto en los resultados. Dada la conformación particular del sistema hidrotérmico colombiano, la hidrología es una variable relevante.
- Los análisis históricos de la evolución del costo de las restricciones, y las tendencias de las ofertas de los generadores, constituyen una información muy importante para hacer los análisis económicos y para la definición de las obras de expansión. Para el caso de las plantas térmicas, se pudo establecer que en promedio el precio de las mismas es del orden de cuatro veces el costo del combustible, encontrando casos extremos donde esta relación es muy superior.
- Un supuesto que impacta de manera significativa los beneficios en la valoración económica de las alternativas de expansión, corresponde a los precios de oferta de los generadores, que en el mercado de energía difiere de los costos de producción de la misma según la percepción de riesgo de cada agente.
- Existen beneficios intangibles cuando se hace la valoración económica de las obras, que deben tenerse en cuenta, aunque no se consideren en forma explícita en la evaluación económica.



- Las áreas que contribuyen de una manera importante al sobre costo en la operación, son: Caribe, Nordeste y Oriental.
- Se observa un aumento considerable en el requerimiento de número de unidades para control de tensión en el área Caribe si no se realizan obras. En el área Oriental, si no se hacen obras, se espera que el requerimiento de unidades en niveles de 230 y 115 kV aumente considerablemente, y en el 2010 no se podría atender toda la demanda esperada (2895 MW), ya que se tendrían 215 MW de racionamiento.
- En el área Caribe, el proyecto que presenta un nivel de beneficios mayor desde el punto de vista técnico y económico es la línea Primavera - Ocaña - Copey - Cartagena a 500 kV. Esta alternativa permite aumentar la importación del área Caribe hasta 1600 MW aproximadamente, en todos los períodos de demanda. Desde el punto de vista de estado estable y estabilidad no muestra problemas, aunque es necesario seguir manteniendo unas generaciones de seguridad en la zona.
- En el área Oriental, se requiere un refuerzo de transmisión desde el área Norte a 500 kV. La línea Primavera - Bacatá a 500 kV, muestra beneficios técnicos y económicos.
- Debido al incremento de la demanda en Bogotá, adicionalmente es necesario reforzar la red de transmisión internamente. Se deben realizar estudios de detalle en esta área.
- La evaluación económica de las obras muestra que, en el caso de la línea Primavera - Ocaña - Copey - Cartagena a 500 kV, la probabilidad de que el proyecto recupere sus costos de inversión es del 80% aproximadamente, lo que implícitamente sugiere un riesgo del 20% en la ejecución del proyecto. Los análisis realizados atrasando el proyecto, muestran que se conserva el mismo riesgo del 20% en la ejecución del proyecto.
- En el caso de la línea Primavera - Bacatá a 500 kV, muestra una evaluación económica favorable, ya que presenta en todos los escenarios analizados retribución que supera la inversión. Por otra parte, este proyecto representa una opción atractiva desde el punto de vista técnico dadas las expectativas de problemas de tensión en el área de Bogotá hacia el futuro. Adicionalmente, el proyecto viabiliza la explotación de recursos energéticos del área, algunos ya incluidos en este análisis.
- Para todos los escenarios considerados en los análisis presentados, se observa que los proyectos en forma individual e integrada muestran bondades económicas con el riesgo inferior al 20% en la mayoría de los casos.
- Al tener en cuenta la condición monopólica sin las obras y la eliminación de esta condición cuando se ejecutan las obras, se obtienen los mayores beneficios en la valoración. A medida que la condición monopólica no se dé y los precios de oferta sean bajos, se acerca a la posición de riesgo (no retorno de la inversión).
- El análisis de sensibilidad ante las variables de demanda y costo de la inversión para el proyecto integrado incluyó un gran número de escenarios. En este caso las curvas analizadas muestran una atenuación de los escalones observados en los casos donde sólo se contempla un escenario de demanda y de costo. El riesgo encontrado en la sensibilidad no difiere del obtenido inicialmente conservándose cerca de 20%.



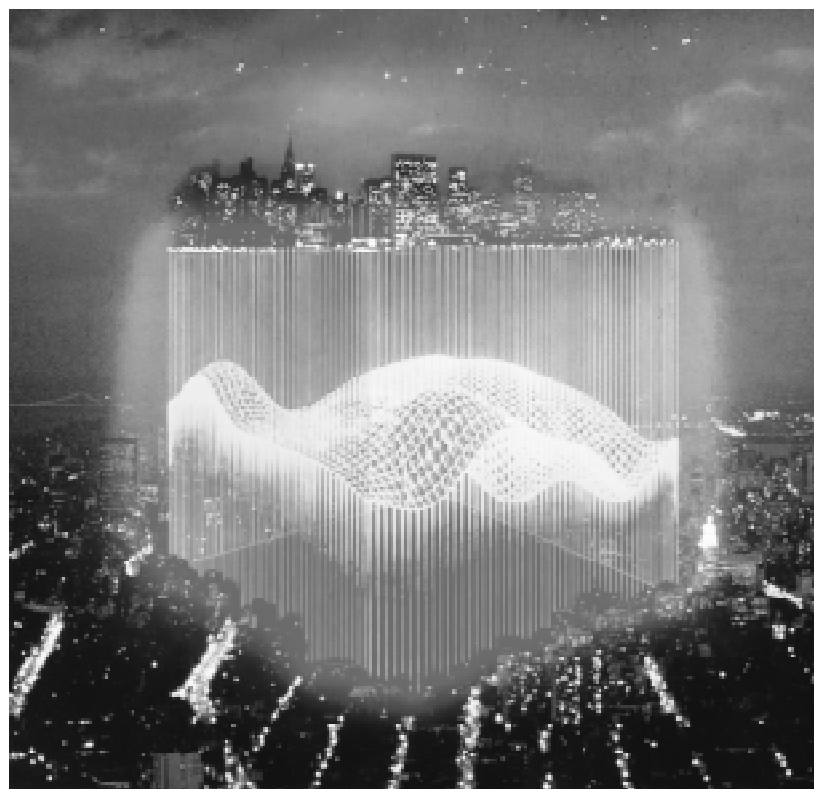
- En cuanto al análisis de la tarifa del usuario final, se observa que en un 80% de los casos considerados equiprobables, se presenta un beneficio con la entrada de los proyectos propuestos. No se puede desconocer que existen situaciones de riesgo donde si las variables no controladas como las ofertas de los agentes, no se comportan dentro de los rangos previstos, la tarifa del usuario final puede aumentar.
- Para las obras analizadas a nivel de los sistemas de transmisión regionales, se obtiene una recuperación muy rápida de la inversión, ya que las evaluaciones se hacen contra costo de racionamiento. En estos casos, se debe hacer un análisis detallado con las empresas involucradas, ya que puede haber otras soluciones que ayuden a resolver estos problemas.



7

ANEXO

Escenarios de Gas Natural Horizonte 2000 - 2015



Indice



.....ESCENARIOS DE GAS NATURAL HORIZONTE 2000 - 2015

Hoy en día la situación del gas natural y su evolución futura es una variable muy importante para la planeación energética de corto, mediano y largo plazo. Por lo anterior, este documento pretende hacer un análisis de los posible escenarios de oferta que se pueden dar, y adicionalmente ver la posible evolución de precios asociados a cada uno de estos escenarios.

La evolución de los precios que se plantea aquí, se deben entender como tendencias, que surgen del análisis de diferentes fuentes de información y de trabajos que al interior de la UPME se vienen desarrollando.

Es importante resaltar que la actual política regulatoria, en lo que respecta a precios en boca de pozo, contempla la liberación de los precios del gas en el año 2005.

Desarrollo

Los posibles escenarios de oferta que se ven, desde el punto de vista de la UPME, son los cuatro que a continuación se muestran en forma matricial, para establecer como interactuarían ellos.

Matriz de decisiones y casos, para establecer los escenarios de oferta

Casos	Seguimos con lo que hay	Exploración Exitosa	Interconexión Internacional
Escenario 1	+		
Escenario 2	+	+	
Escenario 3	+		+
Escenario 4	+	+	+

Escenarios de Oferta

Para el análisis y la conformación de los escenarios, se considera que no existe modificación a la política de liberación de precios del gas en boca de pozo a partir del año 2005.

Las características de cada uno de los cuatro escenarios que se plantean son la siguientes:



Escenario 1. Situación Actual de reservas, sin nuevos descubrimientos (Solamente se incorporan las reservas probables)

- Reservas, las actuales 6.631 GPC (Dic. 31 de 1999), solamente incrementadas con las expectativas que se tienen de reservas no probadas (probables) de la Guajira y Casanare que estarían del orden de los 1530 a 2230 GPC. No hay nuevos descubrimientos en el horizonte cercano. Los prospectos exploratorios no tienen el éxito esperado.
- Debido a la disminución de las reservas, el escenario de precios que se tiene es de constante crecimiento a partir del 2006, que llegaría a cerca de los 3.00 US\$/MBTU al final del horizonte de análisis. En este caso se destaca:
- Los precios van aumentando progresivamente y es así que se espera que el 2010 estén cercanos a los 2.00 US\$/MBTU, situación que muy seguramente desplazará el uso del gas en generación eléctrica²⁵, sobre todo en plantas de ciclo abierto.
- Se toma como valor límite 3.00 US\$/MBTU en el año 2017, ya que según algunas estimaciones que se tienen de la región, Trinidad & Tobago y Venezuela, a esos costos se podría fácilmente disponer de Gas Natural Licuado²⁶ -GNL-.
- No existen exportaciones a países vecinos.

Escenario 2. Situación Actual de Reservas + Exploración Exitosa

- Además de las reservas que se tiene para el escenario 1, se considera que hay nuevos descubrimientos del orden de los 5000 GPC.

Esto por considerar que las reservas potenciales (no descubiertas) de gas natural y condensados, de las cuencas de la Costa Atlántica (Guajira y del Valle Inferior del Magdalena) se estiman que están entre 5000 MBOE y 8000 MBOE, de acuerdo con cifras presentadas por Ecopetrol «Investment Opportunities for Hydrocarbon Exploration and Production in Colombia- Abril/99» que considerando un factor de éxito en la exploración del 17 % da entre 5000 y 8000 GPC. Se consideran tan solo las de esta zona, por ahora, ya que hoy en día existe cuatro contratos firmados para la exploración en estas zonas.

Adicionalmente Ecopetrol manifestó que pueden existir reservas potenciales de 86 TPC⁷

- Debido a una mayor oferta, el escenario de precios que se tiene es de crecimiento moderado a partir del 2006, que llegaría a cerca de los 1.40 US\$/MBTU en el 2010 y de 1.80 US\$/ MBTU al final del horizonte de análisis.

En este escenario, dado que hay liberación de precios y que hacia el 2010 el mercado local estará bastante cubierto, existirán unos crecimientos moderados de precios, ya que el productor estará tratando de maximizar sus ingresos.

- Existen exportaciones a países vecinos en forma moderada, 150 MPCD a Panamá.

²⁵ Según estimaciones de la UPME, el punto de equilibrio, en cuanto al costo del gas frente al carbón, para una planta de ciclo abierto, con un costo de 400 US\$/kw instalado y un factor de utilización del 50%, esta cercano a los 2.00 US\$/MBTU.

²⁶ Aún es este caso es difícil no considerar el mercado internacional, ya que a estos costos, hoy en día se tiene que el gas natural es un transable.



Escenario 3. Situación Actual de reservas + Interconexión Internacional

- Además de las reservas que se tiene para el escenario 1, se considera que habría disponibilidad de 400 MPCD de gas de Venezuela²⁷, después del 2005.
- El escenario de precios que se tiene es de crecimiento moderado a partir del 2006, que llegaría a cerca de los 1.40 US\$/MBTU en el 2010 y de 2.00 US\$/MBTU al final del horizonte de análisis.

En este escenario, dado que hay liberación de precios y que hacia el 2010 el mercado local estará bastante cubierto, existirán unos crecimientos moderados de precios, ya que el productor estará tratando de maximizar sus ingresos. Sin embargo este escenario finaliza con unos precios un poco superiores a los del escenario 2, dado que es gas importado, así sea a precios competitivos.

Existen exportaciones a países vecinos en forma moderada, 150 MPCD a Panamá, pero a la vez hay importación. Esto a la vez significa que Colombia estaría haciendo venta de servicios de transporte.

Escenario 4. Situación Actual + Interconexión Internacional + Exploración Exitosa

- Además de las reservas y nuevos descubrimientos que se tienen para el escenario 2, se considera que adicionalmente habría disponibilidad de los 400 MPCD de gas de Venezuela²⁷ mencionados en el escenario 3, después del 2005, y nuevos descubrimientos del orden de los 5000 GPC.
- El escenario de precios que se tiene es de crecimiento muy moderado a partir del 2006, que llegaría a cerca de los 1.30 US\$/MBTU en el 2010 y de 1.50 US\$/MBTU al final del horizonte de análisis.

En este escenario, dado que existe una gran oferta de gas, sus precios permanecen muy estables y competitivos a lo largo del horizonte de análisis.

- Existen exportaciones a países vecinos en forma más importante que en los escenarios anteriores. A la vez hay posibilidad de importaciones. Colombia estaría haciendo venta de servicios de transporte.

Transporte²⁸

El transporte en gas natural por ser de carácter monopólico es una actividad regulada, y se estima que siempre lo será. Por lo anterior en transporte solo se plantea un escenario, que considera la nueva regulación al respecto.

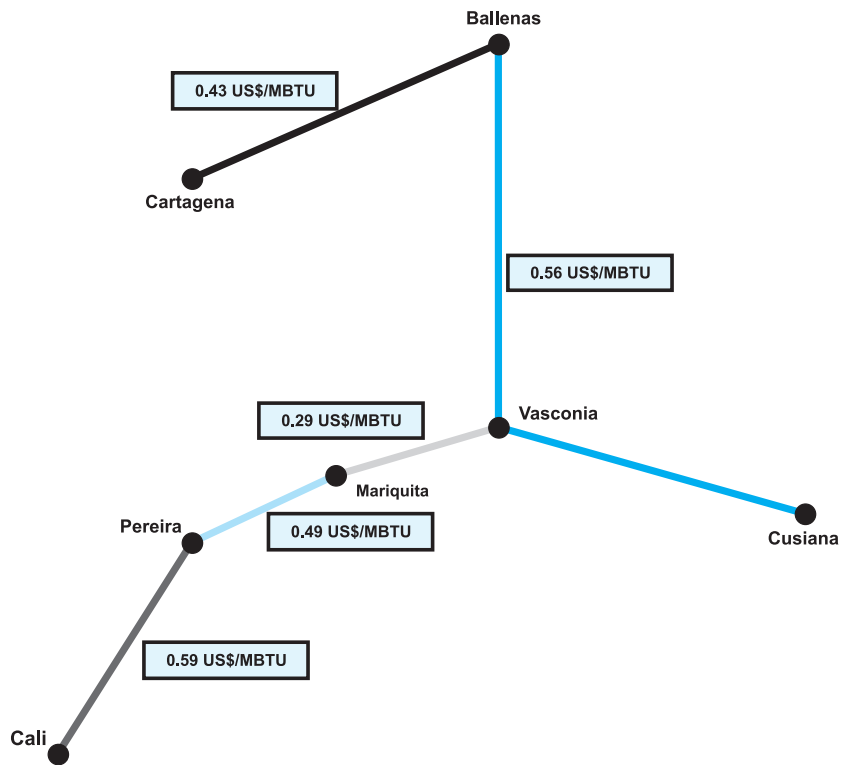
Sin embargo, dado que en el momento de hacer este documento no se habían discutido y aprobado las nuevas tarifas de transporte, los datos que se dan aquí tan solo tienen un carácter referencial.

La matriz se precios de transporte supuesta es la siguiente:

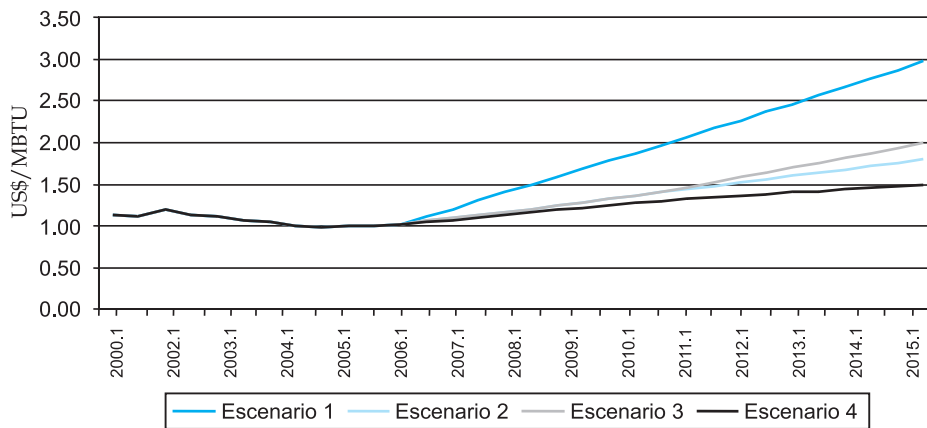
²⁷ Presentación Presidente de Ecopetrol, Congreso Nacional de Naturgas, Cartagena Abril 13-14 de 2000.

²⁸ Son cifras muy preliminares que surgieron de la primera reunión de la Comisión Binacional Colombia - Venezuela, Santa Fe de Bogotá, marzo de 1999.





Escenario de Precios

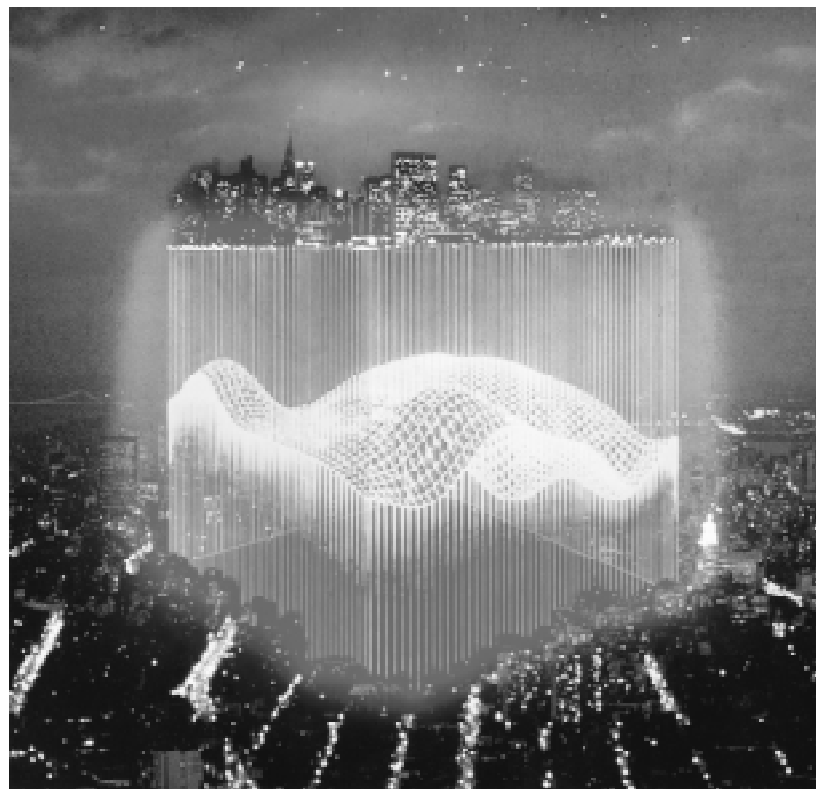




8

ANEXO

Criterios de planeamiento e información básica



Indice



.....CRITERIOS DE PLANEAMIENTO
E INFORMACIÓN BÁSICA

Marco Legal y Regulatorio

El marco legal vigente y más específicamente la ley 143 de 1994 o “Ley Eléctrica”, establece en el Artículo 12 del capítulo 3:

“La planeación de la expansión del sistema interconectado nacional se realizará a corto y largo plazo, de tal manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por el Ministerio de Minas y Energía; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental y económicamente viables y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos”.

En el Artículo 18 del mismo capítulo de esta ley se establece:

“Compete al Ministerio de Minas y Energía definir los planes de expansión de la generación y de la red de interconexión y fijar criterios para orientar el planeamiento de la transmisión y la distribución”.

El Código de Planeamiento de la Expansión del Sistema de Transmisión Nacional, como parte del Código de Redes (resolución CREG 025/95), especifica algunos criterios y estándares del tipo de información requerida y los procedimientos para suministrarla a la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME-, con el objeto de que ésta elabore el Plan de Expansión de Referencia. Así mismo establece para los transportadores los criterios y estándares para la ejecución del planeamiento de detalle. Lo anterior aplica para el desarrollo del sistema interconectado a tensiones iguales o superiores a 220 kV, denominado Sistema de Transmisión Nacional -STN-, y que deben ser considerados por los Usuarios de este sistema en el planeamiento y desarrollo de sus propios sistemas.

Por otra parte las resoluciones CREG 051/98 y CREG 004/99 establecen los mecanismos para llevar a cabo la expansión del STN introduciendo elementos de eficiencia, al definir los costos unitarios de las unidades constructivas que constituyen el sistema de transmisión y plantear la metodología que involucra la apertura de convocatorias públicas internacionales para seleccionar los inversionistas que desarrollarán el diseño, construcción, montaje, mantenimiento y operación de la obra(s) de expansión que se requieran a partir de los análisis del STN.

.....



Criterios para el Planeamiento de la Expansión

A partir de los marcos legal y regulatorio los criterios propuestos por la UPME para la revisión del Plan de Expansión de Referencia versión 2000 son:

Horizonte de Planeamiento

La presente revisión del Plan plantea un análisis en tres intervalos de tiempo: 2000 – 2004, 2005 – 2010 y 2011 – 2015. En el primero de éstos se realizan los estudios de refuerzos al sistema de transmisión de manera muy rigurosa, por cuanto se considera que las alternativas de generación para este periodo están definidas en su gran mayoría. Para los dos periodos siguientes, si bien se realizaron análisis del comportamiento del sistema de transmisión, no se presentan recomendaciones de iniciar obras, debido a que sus beneficios son inciertos frente a la ubicación futura de nuevos proyectos de generación y a la evolución misma de la demanda; por esto la Unidad presenta solamente la visión de la red en esos años.

Calidad

En operación normal la tensión en las barras de carga a 220 kV y 230 kV no debe ser inferior al 90% del valor nominal, ni superior al 110%. En operación normal la tensión en las barras a nivel de 500 kV no debe ser inferior al 90% del valor nominal, ni superior al 105%.

En operación normal no se permiten sobrecargas en los elementos del STN. La cargabilidad de los transformadores se determina por la capacidad nominal en MVA y para las líneas se toma el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, límite por regulación de tensión y el límite por estabilidad.

Seguridad

De acuerdo con lo mencionado en la resolución CREG 025/95, el STN se debe planear en concordancia con la planeación de la generación para que entre transportadores y generadores –bajo la coordinación del CND- se garanticen los siguientes aspectos:

- El sistema debe permanecer estable bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de 220 kV con despeje de la falla por operación normal de la protección principal.
- El sistema debe permanecer estable bajo una falla monofásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de 500 kV con despeje de la falla por operación normal de la protección principal.
- Una vez despejada la falla, la tensión no debe permanecer por debajo de 0,8 p.u. por más de 700 ms.
- Las oscilaciones de ángulos de rotor, flujos de potencia y tensiones del sistema deberán ser amortiguadas (el sistema debe tener amortiguamiento positivo).
- No se permiten valores de frecuencia inferiores a 57,5 Hz durante los transitorios.

Confiabilidad

Junto con los criterios de planeación y operación de corto plazo definidos en la resolución CREG 062/2000 se establecen los procedimientos y estándares en materia de confiabilidad, los cuales introducen el



cálculo semanal de la disponibilidad esperada de cada subsistema (constituido por el conjunto de activos conectados físicamente entre sí con disponibilidades interdependientes).

El sistema debe garantizar que el Valor Esperado de Racionamiento de Potencia –VERP- sea inferior al 1% medido en el nivel de 220 kV. Para calcular el VERP se tomarán como referencia las metas del índice de disponibilidad anual para los elementos del STN establecidas en la resolución CREG 072 de 1999, empleando como límite de emergencia para las líneas un 20% del límite empleado en operación normal y para los transformadores un 10%. Las metas que deben cumplir los agentes que presten el Servicio de Conexión al STN o de Transporte de Energía Eléctrica en el STN son las que se presentan en las tablas 1 y 2.

Metas Año 2000	Meta del Índice de Disponibilidad Anual (%)	Meta Horas Anuales Acumuladas de Indisponibilidad MHAI
Activos de Conexión al STN	99.45%	48
Bahías de Línea	99.73%	24
Bahías de Transformación	99.73%	24
Autotransformador	99.45%	48
Bahías y Módulos de Compensación	99.45%	48
Circuitos de 500 kV	99.18%	72
Circuitos de 220 o 230 kV Longitud 100 km	99.59%	36
Circuitos de 220 o 230 kV Longitud > 100 km	99.45%	48

Tabla 1. Metas de disponibilidad para el año 2000

Metas Año 2000	Meta del Índice de Disponibilidad Anual (%)	Meta Horas Anuales Acumuladas de Indisponibilidad MHAI
Activos de Conexión al STN	99.45%	48
Bahías de Línea	99.73%	24
Bahías de Transformación	99.73%	24
Autotransformador	99.45%	48
Bahías y Módulos de Compensación	99.45%	48
Circuitos de 500 Kv	99.18%	72
Circuitos de 220 o 230 kV Longitud 100 km	99.73%	24
Circuitos de 220 o 230 kV Longitud > 100 km	99.59%	36

Tabla 2. Metas de disponibilidad para el año 2001

El Valor Esperado de la Energía no Suministrada (EENS) se valora con el costo incremental de racionamiento de energía. La curva de costos de racionamiento está formada por los cuatro escalones que se presentan en la tabla 3.

Escalón	Rango (% de la demanda)	Costo de Racionamiento (\$/kWh)
CRO1	0 a 1.5	363.9
CRO2	1.5 a 5	659.7
CRO3	5 a 90	1156.9
CRO4	90 a 100	2291

Tabla 3. Curva de costos de racionamiento (valores de julio del 2000)



Líneas y Subestaciones de Transmisión en Construcción (2000-2004)

AÑO	MES	LONG. km	RECONFIGURACIÓN		LÍNEAS LÍNEAS NUEVAS	JUSTIFICACION	
2001	Octubre	91.1	Purnio	La Sierra	Purnio - San Carlos	Aumento de la capacidad de importación del área de Bogotá.	
	Octubre		San Carlos	La Sierra			
	Octubre	62.7		Purnio	La Sierra *	Aumento de la capacidad de importación del área de Bogotá y entrada de nueva generación.	
	Octubre	62.7		Purnio	La Sierra *		
	Septiembre	58.5		San Felipe	Miel		
	Septiembre	25.7		Miel	Purnio		
	Septiembre	58.5		San Felipe	Miel		
	Septiembre	25.7		Miel	Purnio		
	Octubre	86		Sabana	Cartagena		Eliminación restricción Cartagena
	Octubre	150		Primavera	Nva. Bmanga		Eliminación restricción Tasajero
Octubre	116		Nva. Bmanga	Tasajero			

* Corresponde al tramo nuevo que está en construcción, la longitud total del doble circuito Purnio - La Sierra es 100.7 km

Tabla 4. Líneas en Construcción

AÑO	TENSIÓN (kV)	SUBESTACIONES
2002	220	Miel

* La subestación entrará en operación comercial cuando se inicie la generación en Miel

Tabla 5. Subestaciones en Construcción

Metodología Empleada para la Realización del Plan

A partir de los criterios considerados y de las discusiones con el CAPT, se definió la metodología a seguir para la elaboración del plan de expansión. La figura 1 presenta el diagrama de bloques con la estructura metodológica.



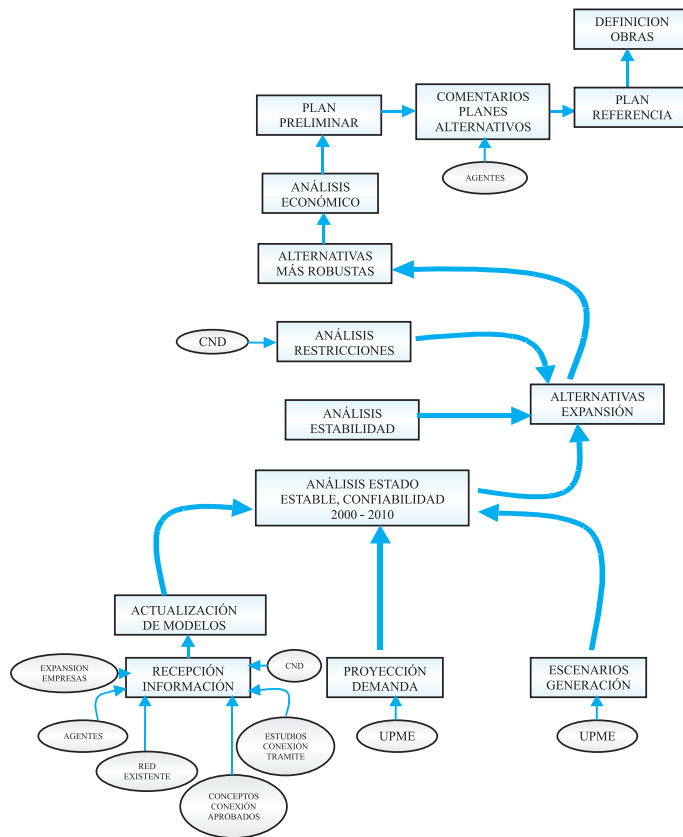


Figura 1. Metodología empleada para la realización del Plan de Referencia

Información Básica de Planeamiento

A partir de la información suministrada por las empresas de generación, transmisión y distribución, en cumplimiento con lo establecido en la resolución CREG 004/99, se actualizó la base de datos del Sistema Interconectado Nacional -SIN- en cuanto a los parámetros técnicos de las plantas de generación, líneas de transmisión, transformadores de potencia y equipos de compensación reactiva. Adicionalmente, se recibió de parte de las empresas de distribución la información correspondiente a las curvas de demanda de potencia por subestación y a los planes de expansión de sus sistemas.

Infraestructura actual del SIN

La base para la realización del Plan de Expansión la constituye esta información, usada en los modelos de planeamiento de la red eléctrica nacional, los cuales permiten efectuar los análisis de estado estable (flujo de carga y corto circuito), estabilidad y confiabilidad. Vale la pena anotar que la recepción de esta se da a finales del mes de marzo y por consiguiente pueden presentarse dificultades en el proceso de validación de la información máxime cuando tres meses después la UPME debe presentar el Plan Preliminar. A continuación se presenta una descripción del tipo de información recibida por la Unidad



Generación

La capacidad efectiva instalada a junio de 2000 era de 12259.9 MW, que incluyen la entrada reciente de los proyectos Urrá (340 MW) y Termocandelaria (300 MW). En el anexo 3 se presenta la disposición geográfica de las principales plantas de generación del SIN.

Con esta información se procedió a realizar los análisis de flujo de carga, corto circuito y estabilidad dinámica del SIN. Aunque se efectuó un proceso exhaustivo de filtrado y validación de los parámetros dinámicos de los generadores, se espera que a futuro la calidad de esta información sea mejorada principalmente en lo que concierne a los valores de inercia de las máquinas de generación, las ganancias de los AVR, la obtención y validación de los diagramas de bloques y parámetros de los esquemas de control de las máquinas de generación, entre otros.

Transmisión

En los anexos 3 y 4 se presentan, respectivamente, la disposición geográfica y el unifilar de la red actual del Sistema de Transmisión Nacional, el diagrama contiene además la expansión de la red prevista para el año 2001, que contempla las obras Primavera – Guatiguará (Nva. Bucaramanga) – Tasajero a 230 kV y Sabanalarga – Termocartagena a 230 kV, cuya necesidad se previó en la revisión del Plan de Expansión de Referencia del año 1998.

Distribución

Con la información obtenida de las empresas de distribución de energía, se elaboraron los diagramas unifilares de las distintas áreas eléctricas que constituyen el Sistema Interconectado Nacional.

Demanda de Potencia del STN

La demanda máxima de potencia del sistema fue desagregada para cada una de las subestaciones del sistema mediante factores de distribución calculados a partir de la información suministrada por las empresas.

Para el cálculo de estos factores de distribución se tuvieron en cuenta los planes de expansión de las empresas de distribución, los proyectos más representativos que incrementan la demanda (caso de la ampliación de la Planta de Niquel de Cerromatoso) y las tasas de crecimiento de las proyecciones de demanda de las empresas de distribución. La estimación de estos factores se realizó en la mayoría de los casos a partir de los resultados del flujo de carga, mediante la simulación de los sistemas regionales bajo análisis.





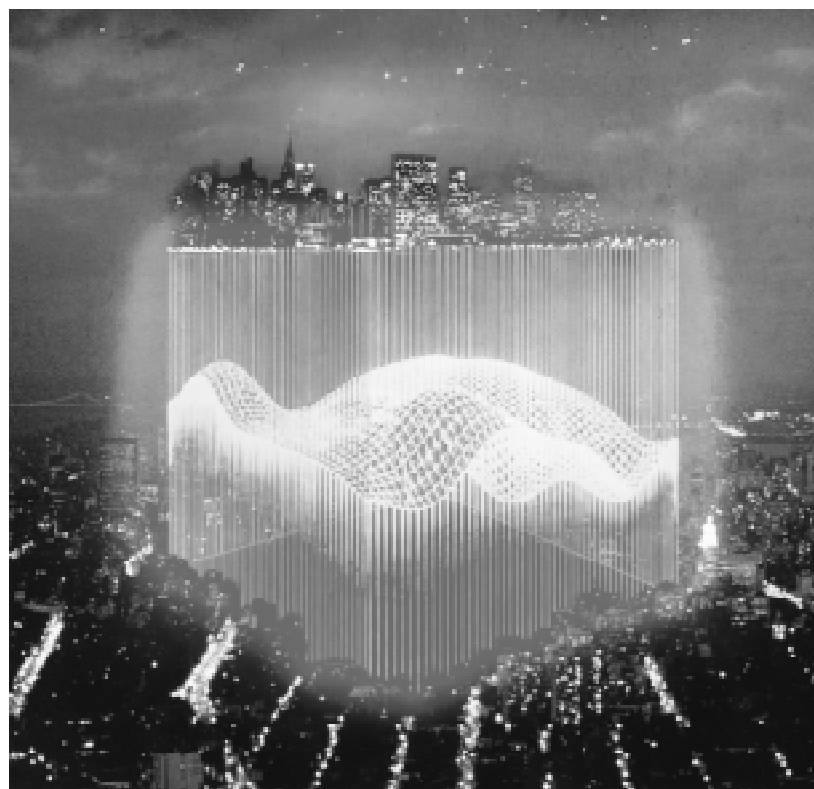
Indice



9

ANEXO

Análisis de Estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional



Indice



.....ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

En los análisis de seguridad eléctrica de un sistema, es indispensable evaluar el comportamiento dinámico del mismo. Ello implica un modelamiento detallado de la máquinas y sus sistemas de control (gobernador, excitación, pss) y de aquellos elementos que tienen la capacidad de modificar la respuesta natural de una configuración dada del sistema. Para la revisión del Plan de expansión versión 2000, la Unidad adelantó un análisis de la Estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional actual, al igual que para las alternativas 1, 2 y 3. Este estudio contempló los tres tipos de análisis de estabilidad requeridos para determinar la integridad del sistema como son:

- Estabilidad Transitoria
- Estabilidad de Pequeña Señal
- Estabilidad de Tensión

Estabilidad de Tensión

Este análisis permite verificar la sensibilidad de las tensiones en las barras del sistema, su capacidad de respuesta a la energía reactiva y adicionalmente determinar la fortaleza de los enlaces entre áreas ante diferentes condiciones de suministro de potencia reactiva. El factor decisivo causante de inestabilidad en los sistemas de potencia, es la incapacidad del sistema de entregar la potencia reactiva demandada por la carga

En general sin el desarrollo de proyectos que fortalezcan los enlaces entre las diferentes áreas del sistema se confirman los resultados de estado estable y confiabilidad, en el sentido de detectar altas sensibilidades de las tensiones en los nodos de las áreas de Bogotá, Guajira-Cesar-Magdalena (GCM) y Nordeste al punto de llegar a situaciones de inestabilidad. Para resolver esta situación en algunas ocasiones se debieron incrementar los niveles de generaciones mínimas de las áreas mencionadas.

Las figuras 1, 2 y 3 muestran los resultados de la estabilidad de voltaje, para las áreas de GCM, Nordeste y Bogotá, en las mismas se resaltan las barras con sensibilidades bajas.



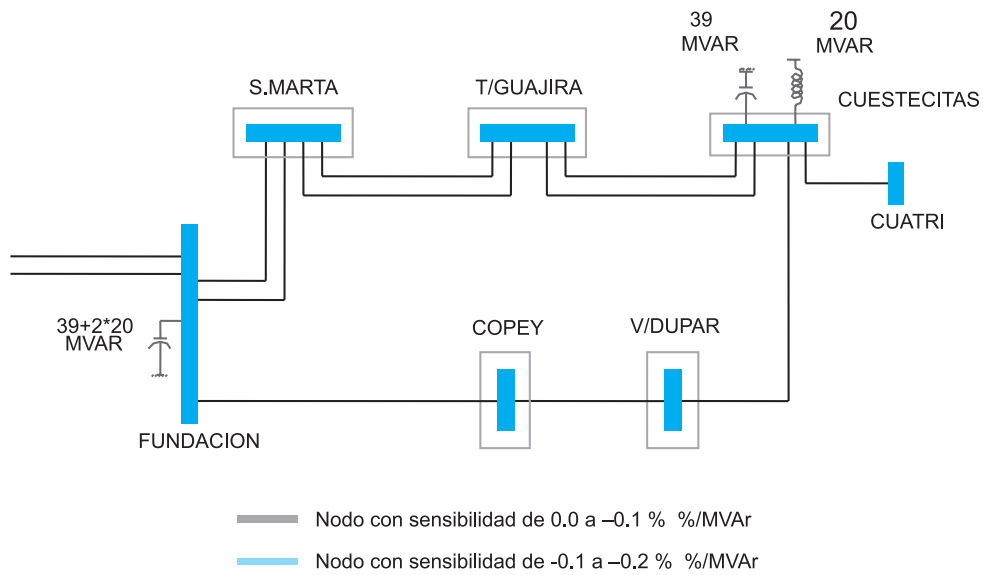


Figura 1 Estabilidad de Tensión en la zona GCM

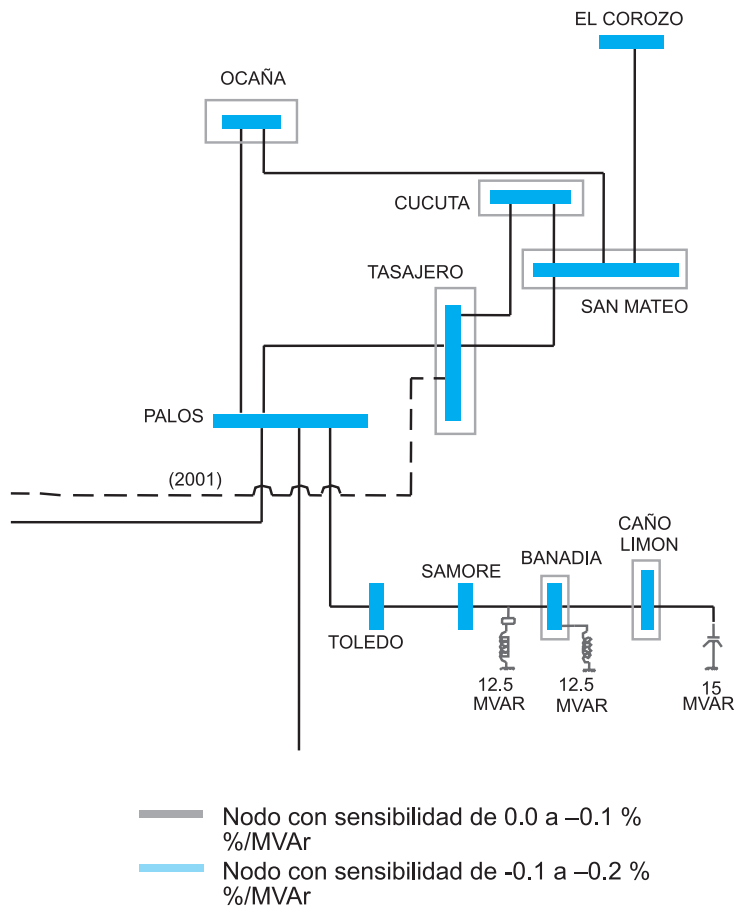


Figura 2 Estabilidad de tensión en la zona Nordeste



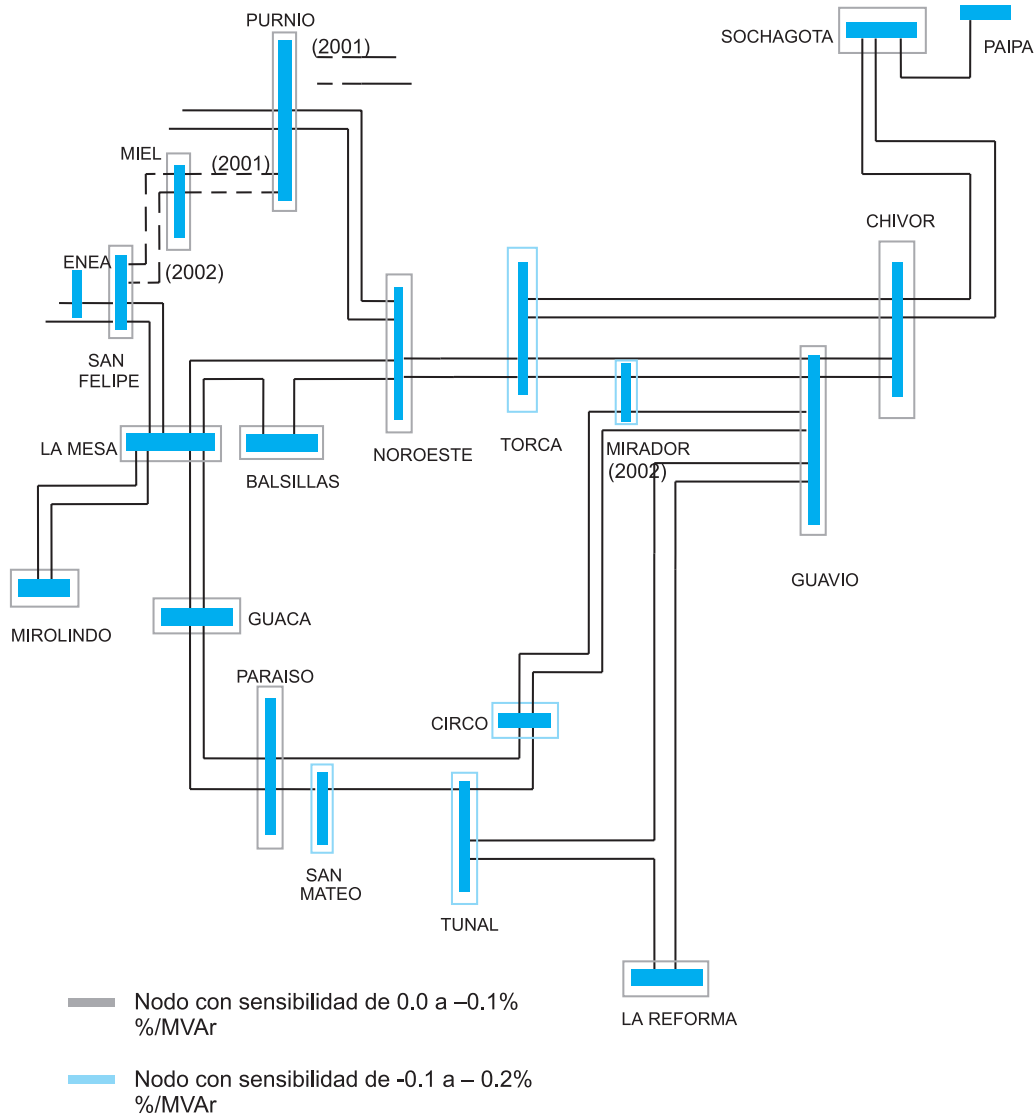


Figura 3 Estabilidad de tensión en la zona Bogotá

La figura 4 muestra el caso especial de los nodos más sensibles del STN a los cambios de potencia reactiva, sin la realización de proyectos, para diferentes condiciones de despacho y de demanda.



AÑO	CASO	NODOS DE 220kV CON MAYOR																										Nodos por caso 1)											
		ALAN	BALS	BAN2	BELA	BETA	CHIV	CIRC	CLM2	COPE	CUES	FUND	GUAC	GUV2	IBAG	JUTO	MESA	MIRD	NOR2	OCA2	PAEZ	PARA	PAST	PPYN	SLVJ	SMAR	SMD2		SMT2	SUR2	TGJA	TJRO	TLD2	TORC	TPON	TUNA	VDUP	VIV2	
2000	Bogotá1max																																				10		
	Bogotá1min																																				8		
	Costa1max																																				6		
	Costa1min																																				6		
	Nordeste1max																																				0		
	Bogotá5max																																				5		
	Bogotá5min																																				7		
	Costa5max																																					17	
	Costa5min																																					5	
	Nordeste5max																																					4	
TOTAL DEL AÑO 2000		1	0	4	5	1	0	0	6	5	4	0	0	0	0	1	0	0	7	1	1	0	2	1	1	4	2	5	0	4	5	2	0	1	0	5	0		
2003	Bogotá1max																																				1		
	Bogotá1min																																					6	
	Costa1max																																					16	
	Costa1min																																					6	
	Nordeste1max																																					0	
	Bogotá5max																																					6	
	Bogotá5min																																					2	
	Costa5max																																					0	
	TOTAL DEL AÑO 2003		0	1	0	0	0	1	1	1	3	4	2	1	1	1	0	1	1	1	3	0	0	1	0	0	0	3	0	0	1	3	0	0	1	0	1	4	1
2005	Bogotá1max																																					2	
	2) Costa1maxM																																					21	
	Bogotá5max																																					3	
	Bogotá5min																																					4	
	Costa5max																																					5	
	2) Tol-Huila1maxM																																					1	
Costa1min																																					7		
TOTAL DEL AÑO 2005		0	1	2	2	0	1	1	5	0	3	0	1	1	1	0	1	1	1	6	0	0	1	1	0	0	2	2	1	1	2	0	1	0	1	3	1		
2005-Alternativa1	Tol-Huila1max																																					0	
	Costa1min																																					0	
TOTAL DE LA ALTERNATIVA 1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2005-Alternativa2	Huila1maxTol-																																						0
	Costa1min																																						0
TOTAL DE LA ALTERNATIVA 2		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2005-Alternativa3	Tol-Huila1max																																						0
	Costa1min																																						0
TOTAL DE LA ALTERNATIVA 3		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TOTAL DE TODOS LOS CASOS		1	1	2	6	7	1	2	2	12	8	11	2	2	2	2	1	2	2	16	1	1	2	3	1	1	7	4	7	2	8	7	2	2	1	2	12	2	

■ NODOS CON UNA SENSIBILIDAD MAYOR A 0.2 %Mvar

Cantidad de nodos por caso que tienen una sensibilidad mayor a 0.2 %/Mvar
Bogotá1max debe entenderse como máximo despacho en el área de Bogotá para el escalón de demanda mínima.

Figura 4. Estabilidad de tensión

Una vez implementadas las alternativas propuestas, desaparecieron los problemas de inestabilidad en las zonas mencionadas manteniéndose dentro de los rangos aceptables y se puede afirmar que los nodos del STN son fuertes desde este punto de vista. Sin embargo, se recomienda efectuar un estudio más detallado acerca de la pertinencia de un ajuste regulatorio en materia de criterios de operación y planeación de corto plazo relacionados con esta temática.

Estabilidad de Pequeña Señal

Un sistema posee estabilidad de pequeña señal si después de ocurrida una ligera perturbación, el sistema regresa a su condición de operación inicial. Un estudio de estabilidad de pequeña señal permite determinar la máxima transferencia entre áreas, la condición de operación de los sistemas de control, los ajustes que se deben realizar a los PSS, entre otros. Dados los desarrollos tecnológicos relacionados con las ganancias y tiempos de respuesta de los AVR y con el diseño de generadores más compactos, el estudio de los fenómenos de estabilidad de pequeña señal es más relevante.

Teniendo en cuenta que los resultados de un análisis de estabilidad de pequeña señal dependen en gran medida de la condición de despacho, demanda y de la calidad de la información de las máquinas, se observa que el SIN posee una frecuencia de oscilación promedio de 0.05 Hz con un amortiguamiento que varía ampliamente con el despacho. De acuerdo con el código de redes el sistema es estable en pequeña



señal, sin embargo según referencias internacionales el amortiguamiento debería ser al menos del 5% y en casos extremos hasta del 3%. Para los análisis efectuados, en algunos escenarios de carga, el amortiguamiento llega a ser hasta del 0.8%. Para las 3 alternativas analizadas se concluye que estas mejoran los valores de amortiguamiento, los cuales están entre 3.2% y 5.2%.

Estabilidad Transitoria

El objetivo de un estudio de estabilidad transitoria es determinar las condiciones de inestabilidad de ángulo de un sistema eléctrico, por ejemplo estudiar el caso de la pérdida de sincronismo de los generadores del sistema eléctrico ante la ocurrencia de algún evento en la operación. Partir del análisis de las señales de voltaje, potencia, ángulos etc. puede indicar la presencia de problemas de estabilidad transitoria.

Con los análisis de estabilidad transitoria se observaron desventajas de algunas de las alternativas ya que reducían el límite de transferencia de la Costa y el Interior. Desde este punto de vista la alternativa 1 presenta el mejor comportamiento y se pueden elevar los niveles de transferencia entre la Costa y el Interior hasta un valor de 1400 Mw.

En general, en el estudio realizado por la Unidad se encontró que las zonas que más frecuentemente presentaron algún tipo de problema de estabilidad son la Costa, Bogotá y Nordeste.

