

1998 - 2010

*Plan*  
de *Expansión*  
Referencia Generación  
*Transmisión*  
1998 - 2010

Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión

**UPME**

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA



UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

ISBN No.: 958-96753-0-1

**UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA**

**Directora General:**

Angela Cadena Monroy

**Subdirector Planeación Energética:**

Arcenio Torres Arias

**Elaboró:**

Subdirección de Planeación Energética  
con la colaboración del comité asesor del planeamiento  
de la transmisión.

1999

©

# Contenido

INTRODUCCIÓN .....	9	
<b>EVOLUCIÓN RECIENTE DEL SECTOR ELÉCTRICO</b>		
EVOLUCIÓN ECONÓMICA Y ENERGÉTICA .....	15	
ASPECTOS ECONÓMICOS .....	16	
ASPECTOS ENERGÉTICOS .....	18	
SECTOR ELÉCTRICO: ASPECTOS REGULATORIOS Y LEGALES .....	19	
<b>EVOLUCIÓN DE LA EXPANSIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO</b> .....		21
EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA .....	22	
VULNERABILIDAD DEL SISTEMA .....	23	
EVOLUCIÓN DE LA EXPANSIÓN EN LA TRANSMISIÓN DESDE 1996 .....	25	
Restricciones .....	26	
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	27	
Ventas de Energía Eléctrica .....	29	
Sector Residencial .....	30	
Sector Comercial .....	30	
Sector Industrial .....	31	
Sector Oficial .....	31	
Alumbrado Público .....	31	
Pérdidas .....	31	
Lo que ocurrió en 1998 .....	32	
<b>EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> .....		33
PARTICIPACIÓN DE NUEVOS AGENTES .....	36	
<b>ESCENARIOS DE EVOLUCIÓN FUTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO</b>		
PERSPECTIVAS DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	41	
ESCENARIOS DE PROYECCIÓN .....	42	
Escenario Medio .....	43	
Escenario Alto .....	43	
Escenario Bajo .....	44	
PROYECCIONES DE ENERGÍA Y POTENCIA ELÉCTRICA .....	44	
USO EFICIENTE DE ENERGÍA EN AMBIENTES COMPETITIVOS .....	46	
INDICADORES DE USO EFICIENTE DE ENERGÍA .....	48	
POTENCIALES DE USO EFICIENTE DE ENERGÍA .....	49	



<b>DISPONIBILIDAD DE COMBUSTIBLES .....</b>	<b>53</b>
GAS NATURAL .....	54
CARBÓN .....	57
COGENERACIÓN. UNA ALTERNATIVA EFICIENTE DE ABASTECIMIENTO .....	58
Marco Regulatorio .....	59
Ventas de Excedentes de Energía .....	60
Participación en Cargo por Capacidad .....	62
Determinación del Potencial de Cogeneración .....	62
PEQUEÑAS Y MEDIANAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS .....	64
ENERGÍAS ALTERNATIVAS .....	65
Energía Solar .....	65
Energía Eólica .....	66
Biomasa .....	67
Geotermia .....	68
<b>ANÁLISIS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO: 1998-2003 .....</b>	<b>69</b>
INFORMACIÓN UTILIZADA .....	69
ALTERNATIVAS ANALIZADAS .....	70
Caso Base - Alternativa CP1 .....	72
Alternativa CP2 .....	73
Alternativa CP3 .....	73
Alternativa CP4 .....	74
ANÁLISIS ENERGÉTICO DE CORTO PLAZO .....	75
Alternativas v.s. Criterios de Confiabilidad .....	75
Evolución de las reservas hídricas .....	75
Generación Termo e Hidroeléctrica .....	76
Factores de utilización .....	78
Costos Marginales .....	79
ANÁLISIS DE COMBUSTIBLES PARA EL CORTO PLAZO .....	81
Análisis de Sensibilidad del Consumo de Gas Natural .....	82
Necesidades de Producción y Transporte de Gas Natural .....	84
Interior .....	84
Costa Atlántica .....	86
CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE CORTO PLAZO .....	89
ANÁLISIS DE LA TRANSMISIÓN .....	89
PROCEDIMIENTO CONVOCATORIAS DESARROLLO DE LA EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN	95
<b>ESTRATEGIAS DE LARGO PLAZO 2004 - 2010 .....</b>	<b>97</b>
SUPUESTOS .....	98
Recurso hidráulico .....	98
Gas .....	98
Carbón .....	98
ANÁLISIS DE GENERACIÓN .....	98
Estrategia 1 - LP1 .....	99
Estrategia 2 - LP2 .....	99
Estrategia 3 - LP3 .....	99
Estrategia 4 - LP4 .....	99
Estrategia 5 - LP5 .....	100
COSTOS DE GENERACIÓN .....	101
GENERACIÓN Y CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL LARGO PLAZO .....	102
CONFIABILIDAD .....	105
EVALUACIÓN FINANCIERA DE LARGO PLAZO .....	106
EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN PARA EL PERIODO 2004-2010 .....	107

RELACION RESERVAS-PRODUCCION .....	108
CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE LARGO PLAZO .....	109

## RETOS DEL SECTOR ELÉCTRICO

CONSIDERACIONES AMBIENTALES DEL PLAN .....	115
EL IMPACTO AMBIENTAL DEL SECTOR .....	116
Cambio Climático .....	116
Emisiones atmosféricas 1999-2010 .....	117
Indicadores de impacto de generación y transmisión .....	119
Costos de la gestión ambiental .....	121
Costo económico y social del impacto generado .....	122
Propuesta de indicadores económicos de la gestión ambiental .....	122
TRANSFERENCIAS DEL SECTOR ELÉCTRICO .....	122
EL LICENCIAMIENTO AMBIENTAL DE PROYECTOS DEL PLAN DE EXPANSION .....	123
Marco constitucional y legal .....	123
Competencias para el licenciamiento y control ambientales .....	124
AVANCES Y ORIENTACIONES PARA LA GESTION AMBIENTAL DEL SECTOR ELECTRICO ...	125
Fortalecimiento de la capacidad de gestión ambiental empresarial y sectorial .....	126
Desarrollo de Instrumentos de gestión .....	129
La Participación de las Comunidades .....	130

SEÑALES PARA LA EXPANSIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO .....	131
MERCADO SPOT Y PAPEL DE LA DEMANDA .....	131
RESTRICCIONES OPERATIVAS .....	132
VIGILANCIA Y CONTROL .....	133
INFORMACIÓN .....	133

DESEMPEÑO DEL SISTEMA - COBERTURA Y CALIDAD DEL SERVICIO .....	135
NIVEL DE COBERTURA ACTUAL .....	136
EL PAPEL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL DESARROLLO RURAL .....	137
ESQUEMAS DE AMPLIACIÓN DEL SERVICIO .....	137
CALIDAD DEL SERVICIO .....	138

## ANEXOS

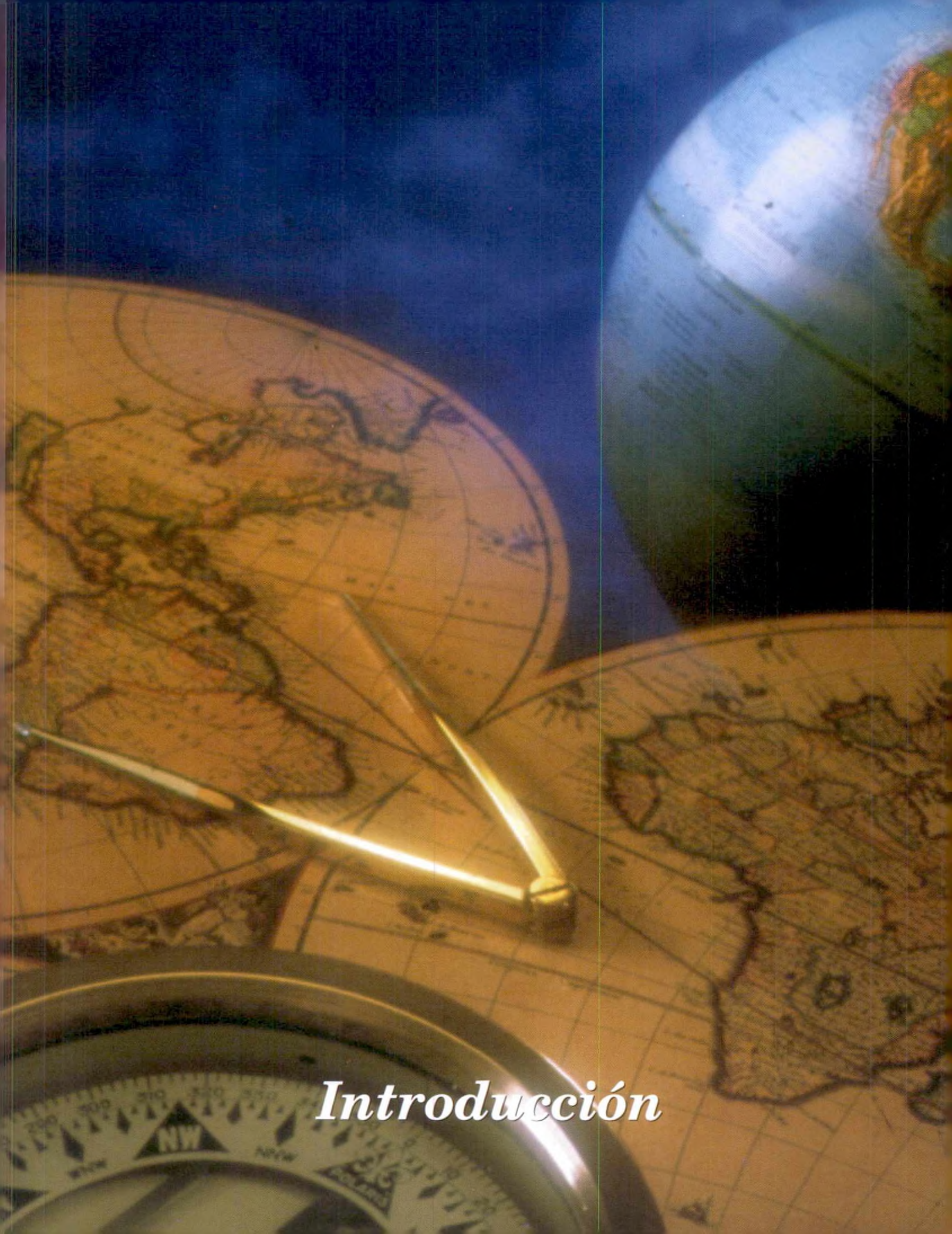
INFORMACIÓN BÁSICA .....	143
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	143
Crecimiento Macroeconómico .....	143
Tarifas de Energía Eléctrica y Sustitutos .....	144
Sustitución de energía eléctrica y programas de eficiencia energética .....	144
Pérdidas de energía .....	145
COSTOS DE COMBUSTIBLES .....	146
PLANTAS EXISTENTES A DICIEMBRE DE 1998 .....	150
PROYECTOS ELÉCTRICOS DE GENERACIÓN EN FACTIBILIDAD Y DISEÑO .....	152
RESUMEN DE LA INFORMACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE PROYECTOS DE GENERACIÓN .....	153

REGISTRO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. INSTRUCTIVO PARA DILIGENCIAMIENTO DE FORMULARIOS DE INSCRIPCIÓN .....	159
ANTECEDENTES .....	159
OBJETIVOS.....	160
REGISTRO DE PROYECTOS .....	160

# Plan de Expansión

Primera fase:.....	161
Segunda Fase .....	162
Tercera Fase .....	163
<b>EL LICENCIAMIENTO AMBIENTAL DE PROYECTOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN .....</b>	<b>165</b>
PROCEDIMIENTO GENERAL PARA LA OBTENCIÓN DE LA LICENCIA AMBIENTAL .....	165
Observaciones Especiales .....	167
DESARROLLO DE LOS TRÁMITES AMBIENTALES PARA LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN ELÉCTRICA .....	167
Proyectos de generación con gas que ingresaron al SIN entre 1997 y 1998 .....	167
Líneas de transmisión que entrarán en el período 1999-2003 .....	169
<b>PROCEDIMIENTO Y CRITERIOS PARA ESTUDIOS DE CONEXIÓN AL STN .....</b>	<b>173</b>
PROCEDIMIENTO GENERAL DE CONEXIÓN .....	173
CONCEPTO DE LA UPME.....	174
Objetivo.....	174
Procedimiento.....	174
Criterios.....	175
Análisis mínimos que debe incluir un estudio de conexión.....	176





# *Introducción*

# INTRODUCCIÓN

En cumplimiento de las funciones asignadas por la ley 143 de 1994 y de lo dispuesto en las resoluciones 051 de 1998 y 004 de 1999, de la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG-, la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME- pone a disposición de los agentes involucrados en el desarrollo del sector eléctrico el documento "Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 1998-2010".

Antes que definir un conjunto de proyectos o de obras a realizar en el corto, mediano y largo plazo, el propósito del Plan es brindar información oportuna y confiable sobre las posibles estrategias de generación y transmisión requeridas para satisfacer, tanto en cantidad como en calidad<sup>1</sup>, la demanda estimada de energía eléctrica y los requerimientos asociados de combustibles en el corto y el largo plazo, todo ello, a partir del análisis de la evolución reciente del sistema eléctrico, en el contexto del esquema regulatorio imperante.

Para el desarrollo de este trabajo se han considerado dos períodos de análisis: uno de corto y mediano plazo que comprende los años 1998-2003 y otro de largo plazo, para los años 2004-2010. Los estudios de corto y mediano plazo están dirigidos, en primer lugar, a evaluar el impacto que tendrían diferentes fechas de entrada en operación de aquellos proyectos considerados como los más probables

<sup>1</sup> Con base en el cumplimiento del código de redes.





dentro de los inscritos en el Registro de Proyectos de la UPME, en aspectos tales como la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional, los costos de producción de la energía eléctrica y el suministro de combustibles, considerando diversos escenarios de demanda y condiciones hidrológicas. En segundo lugar, se busca identificar posibles adiciones de capacidad, requeridas bajo condiciones de rápido cambio o de máxima incertidumbre de las variables de escenario consideradas.

Los diferentes análisis realizados indican que bajo condiciones de evolución media histórica de los aportes hidrológicos, con la entrada de 1508 MW de los proyectos actualmente en construcción y el cierre del ciclo combinado de Termocentro (100 MW), no se prevén dificultades para satisfacer la demanda media de energía eléctrica en el corto y mediano plazo dentro de los límites de confiabilidad establecidos.

Como elemento novedoso y en cumplimiento de recientes disposiciones de la CREG, en esta versión del Plan se incluyen las obras de transmisión que, después de los análisis y comentarios de los agentes del sector, se considera requiere el Sistema de Transmisión Nacional -STN-, para una operación confiable en el corto y mediano plazo.

Así, para el período 1998-2003, aunque las actuales empresas transportadoras de energía eléctrica estarán construyendo cerca de 1200 km de red a 230 kV (de los cuales 380 km corresponden a la línea San Carlos - la Virginia - San Marcos, diseñada para 500 kV, pero energizada inicialmente a 230 kV), se ha establecido que el sistema requerirá las líneas de transmisión a 230 kV: "Primavera - Nueva Bucaramanga- Tasajero" (de 266 km de longitud aproximada), y "Sabana larga - Cartagena" (86 km de longitud aproximada), las cuales deberán estar en servicio a más tardar en octubre del año 2001. Estas líneas se necesitan por confiabilidad y eliminación de restricciones existentes en las áreas del nordeste y de Cartagena, respectivamente. La adjudicación y construcción de estas líneas se hará mediante la aplicación de las resoluciones CREG 051 de 1998 y 004 de 1999, en las cuales se define la realización de convocatorias públicas internacionales.

Con respecto al largo plazo, en el Plan de Expansión se evalúan diversas alternativas de participación o combinación de los recursos agua, gas natural y carbón para satisfacer los requerimientos estimados de energía eléctrica del país, cumpliendo con los criterios de confiabilidad establecidos. Para ello se plantearon diferentes escenarios de evolución para las variables de precios, disponibilidad de combustibles y tecnologías de generación de energía. Estos análisis suministran información acerca de los requerimientos de capacidad necesarios para atender la demanda de energía media con una confiabilidad del 95% y un valor esperado de racionamiento de energía condicionado no superior al 3%. Adicionalmente se determinan los requerimientos de combustibles, los factores de utilización en plantas y los costos marginales de producción de energía eléctrica.

La capacidad neta adicional de generación que se requerirá, en condiciones medias de hidrología y demanda de energía, oscila entre 1600 y 2700 MW para el período 2004 - 2010, dependiendo de la composición hidro - termo de los escenarios analizados, es decir, 100 % térmica para el caso de menores requerimientos y 65% hidráulica para el de mayores requerimientos. En todos los casos, en condiciones promedio, la generación térmica cubrirá cerca del 50% de la demanda esperada para el año 2010. Se incluye dentro de los análisis, la incidencia de diferentes niveles de confiabilidad sobre el costo de generación y la demanda de combustibles, como el gas y el carbón.

Desde el punto de vista de la transmisión se presenta, para el mismo período, una estimación de la red en el largo plazo, complementada con alternativas que resultan necesarias en función de las estrategias de expansión del sistema de generación. Así, el objetivo final de la misma supone su capacidad de ofrecer acceso a niveles de 500kV en las principales ciudades del país, esto es, en Barranquilla y/o Cartagena, Medellín, Cali, Bucaramanga y Bogotá.

Adicionalmente, el Plan plantea alternativas de generación como el caso de la cogeneración, que permitan diversificar y utilizar eficientemente la canasta de energéticos del país.

Finalmente, en este documento del Plan se señalan, de manera general, los condicionantes ambientales para la localización de los proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica. Se suministra además información sobre indicadores de costos de gestión, de desempeño ambiental y sobre emisiones de gases de efecto invernadero resultantes de las estrategias analizadas.



*Evolución reciente  
del sector eléctrico*



## Capítulo 1

# EVOLUCIÓN ECONÓMICA Y ENERGÉTICA

Al igual que en muchos otros países, en Colombia se ha venido consolidando un nuevo modelo de desarrollo fundamentado en la apertura de su economía, el aumento de la competitividad en el sector industrial y la promoción de la participación privada en las labores empresariales que hasta entonces desarrollaba el Estado.

El sector eléctrico no ha sido ajeno a estas transformaciones y es quizás uno de los que más ha avanzado en Colombia en ese proceso de cambio. La transformación en el servicio de energía eléctrica se ha fortalecido a partir de la promulgación de las leyes 142 y 143 de 1994<sup>2</sup>.

El nuevo marco regulatorio del sector ha promovido la separación de los negocios que componen la cadena de suministro de la energía eléctrica, la vinculación de nuevos agentes al sector y el saneamiento de las finanzas de las empresas, todo lo cual se orienta hacia la consolidación del mismo dentro de un esquema financiero sostenible. Subsisten, sin embargo, algunos vacíos y problemas, a los que se hará referencia más adelante y que, una vez resueltos, contribuirán a mejorar el funcionamiento y la expansión del sector.

<sup>2</sup> Ley de servicios públicos y ley eléctrica.

Colombia cuenta con un área territorial de 1.147.140 kms<sup>2</sup> y con cerca de 40 millones de habitantes de los cuales el 70% habita en áreas urbanas. Tiene 33 ciudades con población superior a 100.000 habitantes, siendo el único país de Suramérica con costas tanto en el Océano Atlántico como en el Pacífico. El país se caracteriza por su gran variedad de climas y por uno de los más altos niveles de biodiversidad en el mundo. En el ámbito internacional, el país figura como una economía de ingreso medio, con un Producto Interno Bruto -PIB- per cápita de 2237 dólares en 1998, con 7.4% de su población viviendo con menos de un dólar diario, una esperanza de vida al nacer de 70 años y una tasa de analfabetismo de 9%<sup>3</sup>.

La cobertura del servicio de energía eléctrica a la población alcanza actualmente el 81% de la población. En áreas urbanas el índice está por encima del 93%, mientras que en las áreas rurales alcanza el 51%. En el ámbito rural se estima una cobertura del 61% en las áreas interconectadas, y apenas del 14% de la población en zonas no interconectables.

## ASPECTOS ECONÓMICOS

La economía colombiana se ha caracterizado por su estabilidad y manejo prudente de la política macroeconómica. No obstante, en años recientes, el país ha debido afrontar una serie de obstáculos e inconvenientes, algunos de ellos transitorios y otros de tipo estructural, los cuales le han impedido continuar con el ritmo promedio de crecimiento anual de 4.2% que presentaba hasta mediados de los años 90. Las tasas de crecimiento del producto interno bruto -PIB- fueron de 2% en 1996, 3.2% en 1997 y 0.2% para 1998 (Ver figura 1). Un crecimiento a tasas superiores al 5% es considerado como una condición necesaria para satisfacer los problemas apremiantes de la población<sup>4</sup>.

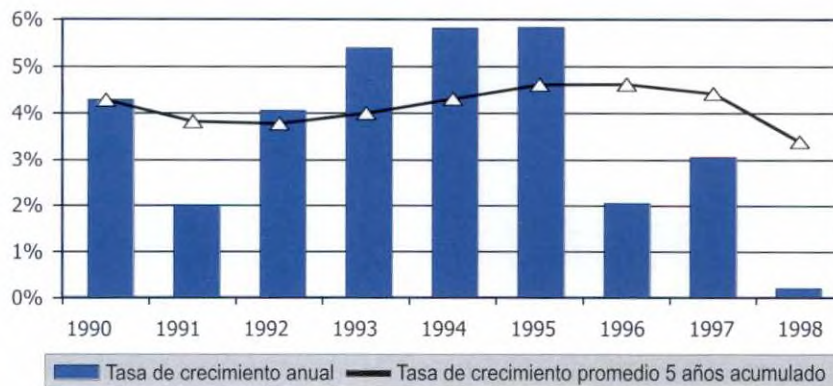


Figura 1. Crecimiento del producto interno bruto

Al igual que la mayor parte de las economías, el desempeño de Colombia se ha visto afectado por sucesos internacionales, como la crisis económica en el Asia y en Rusia, que han repercutido en la baja de precios de las materias primas que exporta el país, principalmente el petróleo, el carbón y el café. La economía del país se ha

<sup>3</sup> World Bank, World Development Report 1997, Oxford University Press, Washington 1997, Pag.215.  
<sup>4</sup> DNP, Cambio para Construir la Paz, Bases. 1998, pg. 49

visto afectada también por las dificultades de países vecinos, como Brasil, Venezuela y más recientemente el Ecuador, con los cuales se mantiene un activo comercio bilateral. Respecto a factores internos, la evolución económica refleja la incidencia de hechos tales como las expectativas sobre transición de gobierno en el último año, el bajo nivel de ahorro y el elevado déficit fiscal. Estos dos tipos de influencias se evidenciaron principalmente en la evolución de la balanza de pagos y el mercado cambiario, así como en los niveles de las tasas de interés y el índice de empleo.

En cuanto a la balanza de pagos, en las figuras 2 y 3 se puede observar el marcado incremento del déficit en cuenta corriente en los últimos años, el cual ha sido financiado a su vez con incrementos sustanciales en la deuda externa.

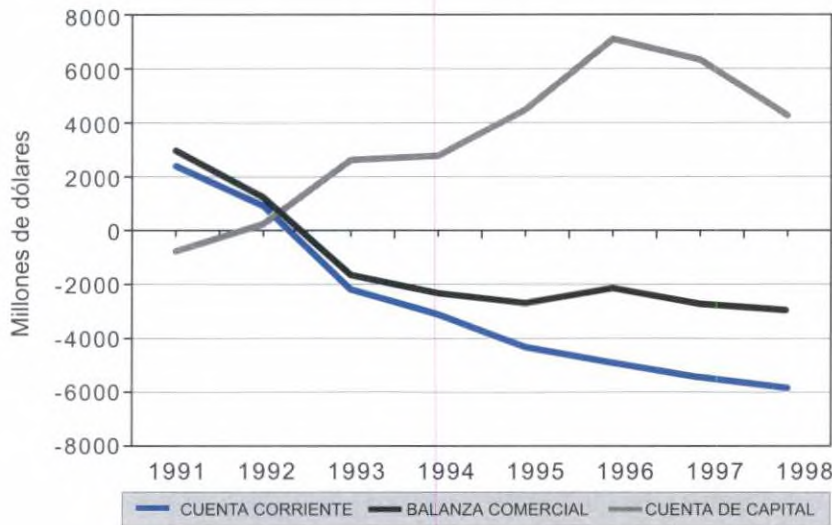


Figura 2. Balanza de pagos

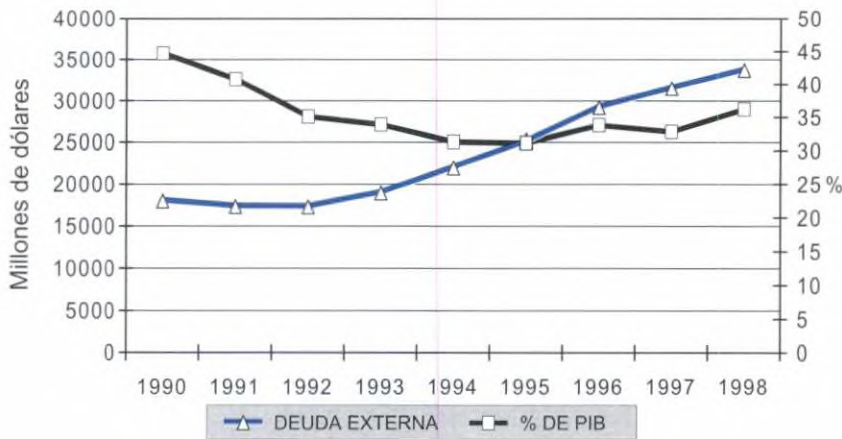


Figura 3. Evolución de la deuda externa

Respecto a los problemas de tipo estructural, el principal de ellos sigue siendo el fiscal, resultante del desequilibrio entre gastos e ingresos del Estado. Por el lado del gasto, se advierten las nuevas cargas derivadas de la Constitución Política de 1991 y el incremento, tanto de las transferencias a los gobiernos locales como de los costos derivados del conflicto armado. En cuanto a los ingresos, se ha reducido su tasa de crecimiento debido a la desaceleración económica observada en años recientes. El desajuste recurrente se vio temporalmente aminorado a comienzos de los años noventa, cuando se logró un virtual equilibrio, merced a la contabilización de los ingresos generados por los primeros procesos de apertura y la vinculación de capital privado en los sectores de telecomunicaciones y carreteras.

Este conjunto de situaciones coyunturales y estructurales han llevado a un estado de recesión de la economía Colombiana, al cual ha venido haciendo frente el gobierno, con la aplicación de medidas de emergencia económica, reforma tributaria, ajuste del gasto y disciplina financiera, orientadas a reactivar la economía en el mediano plazo.

El balance de este panorama nos indica que, si bien Colombia ha mantenido un desarrollo sostenido, sus dificultades actuales indican que en el corto plazo no se podría esperar crecimientos significativos de la economía, y que sólo en la medida en que las actuales acciones y políticas de ajuste se mantengan, se podrá encontrar el camino del crecimiento sostenido y en consecuencia unos requerimientos de energía crecientes.

## ASPECTOS ENERGÉTICOS

Desde el punto de vista del sector energético se anota la evolución favorable en el tiempo de la relación entre energía y PIB, como se observa en la figura 4, que indica una mejora en la intensidad energética, es decir el consumo de energía por unidad de valor agregado. Este comportamiento se explica por el impacto del programa de masificación de gas natural y principalmente por la reducción en el consumo de leña y su sustitución con otras fuentes energéticamente más eficientes como el GLP y el carbón.

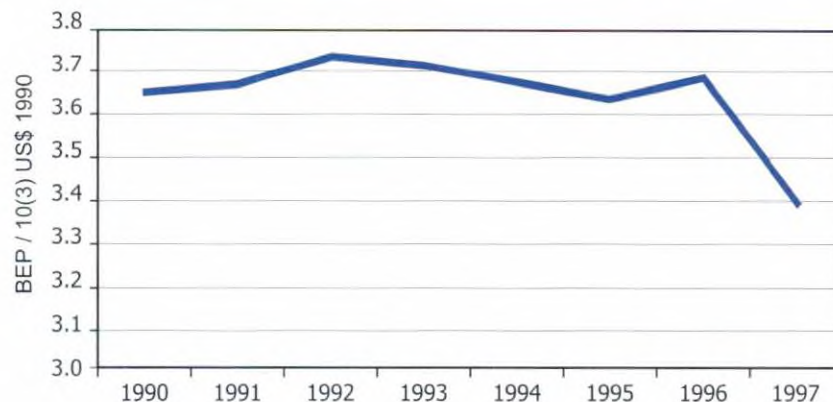


Figura 4. Intensidad energética en Colombia 1990-1997

## SECTOR ELÉCTRICO: ASPECTOS REGULATORIOS Y LEGALES

La regulación es uno de los ejes centrales del nuevo modelo de desarrollo eléctrico, y en ese sentido se debe mencionar que durante los últimos dos años se ha establecido un marco legal y regulatorio bastante completo, el cual ha permitido la vinculación de nuevos agentes al sector y la conformación de nuevas señales para la operación y expansión del mismo.

Las medidas regulatorias de mayor impacto en el período 1996-1998, son las siguientes:

- El establecimiento del cargo por capacidad (Resolución CREG 116 de 1996), con el cual se completan los mecanismos de remuneración del parque generador, creando las condiciones que faciliten su expansión.
- El Estatuto de Racionamiento (Resolución CREG 217 de 1997), en el cual se definen las condiciones y reglas de operación bajo condiciones de déficit de energía eléctrica en el país.
- Las fórmulas tarifarias (Resolución CREG 112 de 1996 y la 031 de 1997), en las cuales se define la metodología para el traslado de costos a los usuarios.
- El Reglamento de Distribución (Resolución CREG 070 de 1998), el cual define las reglas de confiabilidad, seguridad y calidad del servicio que todo distribuidor y comercializador deberá cumplir en la prestación del servicio.
- El mecanismo de introducción de la competencia en el Sistema de Transmisión Nacional (Resoluciones CREG 051 de 1998 y 004 de 1999), establece el procedimiento de convocatorias públicas para la expansión de la red de transporte a partir de 1999.





## *Capítulo 2*

# EVOLUCIÓN DE LA EXPANSIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

El Plan de Expansión 1996-2010, se elaboró siguiendo los lineamientos básicos de la política energética consignada en el Plan Energético Nacional de 1994, dentro del cual se planteaban para el sector eléctrico los siguientes objetivos:

- Disminución de la vulnerabilidad del sistema frente a factores hidrológicos.
- Ampliación del número de agentes participantes en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica y estímulo a la competencia entre ellos.
- Utilización en forma eficiente de los energéticos disponibles en el país para generar energía eléctrica.
- Incremento de la disponibilidad de instalaciones de generación, especialmente el parque térmico.

Estos lineamientos son de carácter general y siguen siendo pilares fundamen-

tales en la revisión del Plan que hoy se presenta, haciendo énfasis en la búsqueda de la eficiencia del sector y su desarrollo continuo por parte del sector privado.

## EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA

El Plan de Expansión de referencia de 1996 indicaba la necesidad de que el sistema contara por lo menos con 1850 MW adicionales durante el periodo 1996-1998, para atender la demanda estimada de energía eléctrica. Hasta el 31 de diciembre de 1998 ingresaron al sistema 1983 MW, con lo cual se obtiene en la actualidad una capacidad instalada de 12047 MW (ver figura 5). En esta cifra no se incluyen los 200 MW del proyecto Termopón (Termosantander de Colombia), el cual ingresó al Sistema Eléctrico a comienzos de 1998 y prestó una contribución significativa durante el periodo más crítico del último Fenómeno Cálido del Pacífico, no obstante, a causa de limitaciones en la producción de gas en el campo Opón, debió ser retirado del sistema a mediados de 1998.

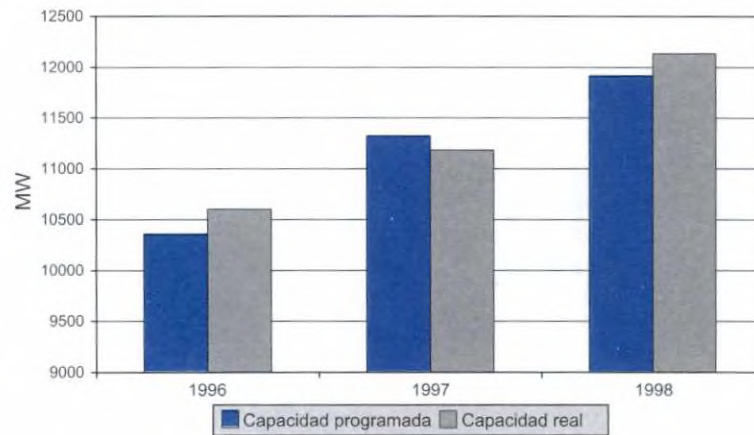


Figura 5. Capacidad instalada en el SIN

Si bien el balance entre lo esperado y lo real muestra una respuesta adecuada del sector a las expectativas de expansión del sistema, hay un hecho que se debe analizar y que está asociado con los proyectos específicos que ingresaron, ya que existe una variación significativa entre aquellas plantas que se esperaba constituirían los 1850 MW y las que finalmente ingresaron al sistema. La razón principal para ello está en los retrasos experimentados por los promotores en las etapas de estructuración de los proyectos y las pruebas de los sistemas.

Para el caso de los proyectos térmicos, los retrasos se originaron en la firma de los contratos de combustible y en la obtención de la licencia ambiental, aspectos que en conjunto representaron entre 3 y 6 meses más del tiempo previsto inicialmente por los promotores, presentándose inclusive valores extremos hasta de 20 meses. Estos retrasos afectaron a su turno el cierre financiero de los proyectos y con ello la fecha de inicio de la construcción (ver figura 6).

Una vez iniciada la fase de construcción, el principal problema se ubicó en la etapa de pruebas y sincronización con el Sistema Interconectado Nacional -SIN-, etapa que de acuerdo con los estimativos iniciales no debería llevar más allá de unos pocos días. En la práctica esta etapa presentó retrasos hasta en dos meses para realizar los ajustes, pruebas y sincronización con la red, para declarar comercialidad de las plantas.

En el caso de los proyectos hidroeléctricos, los mayores obstáculos se han presentado hasta ahora, ya sea en la propia construcción de la obra<sup>5</sup> (proyecto Porce), en la obtención de la licencia ambiental (caso de Urrá), y en el cierre financiero o en la estructuración del proyecto (caso la Miel I).

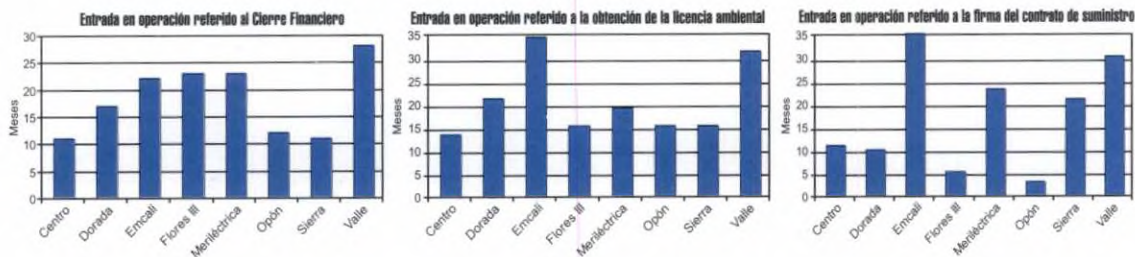


Figura 6. Tiempos de trámites de proyectos de generación

Proyectos térmicos a gas que estaban registrados ante la Unidad y que se encontraban en fases tempranas de desarrollo lograron cumplir con los procedimientos de ley, entrando en operación antes que otros proyectos hidráulicos y a carbón que aún están en construcción, o que no han podido ser desarrollados por falta de interés del sector privado<sup>6</sup>.

De esta experiencia queda como enseñanza, que los análisis energéticos y el seguimiento del estado de avance de los proyectos, debe involucrar los tiempos tardíos de los procesos y no solo las fechas tempranas, que son reportadas en la mayoría de los casos por los promotores. En esta forma se podrán mejorar hacia el futuro las señales de expansión y operación segura del sistema interconectado.

## VULNERABILIDAD DEL SISTEMA

El sistema eléctrico colombiano ha venido aumentando su componente térmica de manera considerable. Mientras que en 1994 la estructura era 80% hidráulica y 20% térmica, para 1996 la composición había variado a 76% hidráulica y 24% térmica y a finales de 1998, con el ingreso de 1983 MW<sup>7</sup> (de los cuales el 88% corresponde a térmicas de gas natural), la composición de la capacidad total varió hasta 66% hidráulica y 34%<sup>8</sup> térmica tal como se describe en la figura 7.

<sup>5</sup> Debido principalmente al hecho de que son proyectos que ya estaban en desarrollo cuando se reestructuró el sistema.

<sup>6</sup> El estado busca la vinculación de agentes privados para el desarrollo de la infraestructura, ley 143.

<sup>7</sup> Incluye 214 MW de Termovalle.

<sup>8</sup> De los cuales, casi 1000 MW son a carbón, incluidas las plantas de Guajira por capacidad de sustitución.

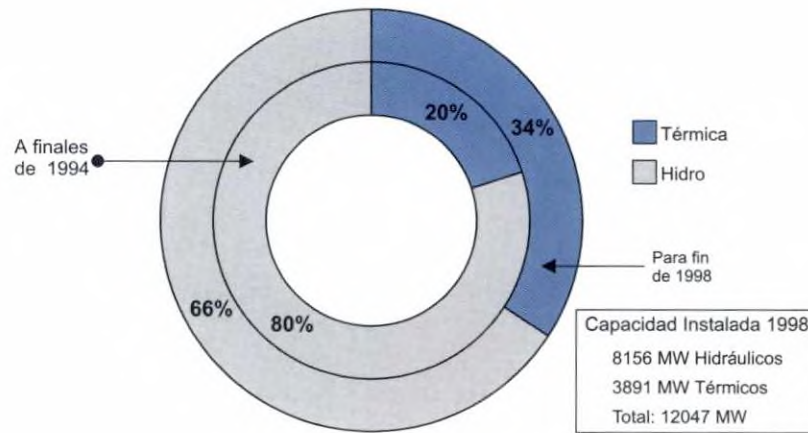


Figura 7. Composición del parque de generación en el Sistema Interconectado Nacional

El análisis indica que efectivamente el sector eléctrico ha disminuido su vulnerabilidad ante la incertidumbre de la variable hidrológica, condición que se reafirma con el desempeño del sistema durante el pasado Fenómeno Cálido del Pacífico 1997-1998, cuando el sector térmico logró aportar cerca del 50% de la generación diaria requerida para atender la demanda de energía eléctrica, afrontando así una de las hidrologías más deficitarias de los últimos 50 años.

Como consecuencia de esta nueva composición de la capacidad de generación, la interdependencia entre los sectores eléctrico y de gas natural ha cobrado gran relevancia, toda vez que el mayor usuario actual del sector de gas natural es el parque de plantas termoeléctricas, lo cual exige una creciente coordinación en la operación de cada uno de los sectores.

En situaciones de alta hidrología la demanda de energía eléctrica es abastecida principalmente por plantas hidráulicas, lo cual implica que las plantas térmicas no operen o lo hagan a baja capacidad por períodos relativamente prolongados.

La situación anterior, combinada con los contratos del tipo "Take or Pay"<sup>9</sup> para el suministro y transporte de gas natural, necesarios en su gran mayoría para lograr su financiación, exponen al sector térmico a una situación de alto riesgo comercial.

Por otro lado, el hecho de que existan estos contratos en condiciones de alta hidrología ha implicado la formación errónea de los precios de la energía en bolsa, por cuanto las empresas consideran que su actual "take or pay" es un costo fijo y por lo tanto el valor del combustible se aproxima a cero y con ello la puja por ingresar al mercado deprime los precios de la energía (ver anexo 1). Esta situación está siendo analizada con detalle por la CREG y los agentes, con el fin de elaborar esquemas y mecanismos que permitan una mejor coordinación de los sectores electricidad y gas, y la distribución apropiada de los riesgos y los beneficios. Por ejemplo, a mayor nivel de contratación de gas menor precio por unidad y viceversa.

<sup>9</sup> El comentario principalmente hace referencia al tipo de contrato que se utilizó para su aplicación y no al hecho de la existencia misma de los "take or pay", por cuanto estos son comunes a nivel mundial.

## EVOLUCIÓN DE LA EXPANSIÓN EN LA TRANSMISIÓN DESDE 1996

El Sistema de Transmisión Nacional -STN- consta de las redes y equipos que operan a niveles de tensión iguales o superiores a 220 kV. El STN hace parte del Sistema Interconectado Nacional -SIN- y su principal función es la de vincular los sistemas regionales, permitiendo la continuidad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica, introduciendo además la competencia entre los agentes.

En la actualidad el sistema está constituido así:

- 2700 MVA de capacidad de transformación en subestaciones de 500/220 kV.
- 75 subestaciones a 220 kV.
- 1446 km de línea de 500 kV, de los cuales 381 están operando preenergizados a 220 kV.
- 9275 km de línea de 220 kV.

El STN, que es propiedad de once firmas transportadoras (ver tabla 1), opera bajo la coordinación y control de Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-, a través del Centro Nacional de Despacho -CND-.

Empresa	Propiedad (%)
CENS	0,17
CHB	0,25
CHEC	0,23
TRANSELCA	8,08
DISTASA	0,31
EBSA	0,17
EEPPM	5,36
EEB	5,91
EPSA	2,2
ESSA	2,03
ISA	75,29

Fuente: Resolución 233 de Creg 1997.  
La participación de Transelca, incluye la participación de Corelca.

Tabla 1. Composición del Sistema de Transmisión Nacional

La planeación, la operación y el acceso al STN se realizan con los lineamientos establecidos en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995). La remuneración de los activos del STN se fija mediante el pago de un ingreso regulado, el cual es actualizado anualmente y pagado por los usuarios del STN y según el cual, todos los generadores pagan un 50% del total y los comercializadores el 50% restante.

La distribución del ingreso regulado se hace con base en la participación de cada transportador en la red mínima (aquella cuyas líneas son capaces de soportar los flujos máximos dados por las condiciones extremas del despacho de generación). Los porcentajes de participación también se actualizan anualmente, teniendo en cuenta las proyecciones de demanda y los cambios esperados en la topología de la red.

A partir del año 2000, el ingreso de los transportadores estará dado por el pago para recuperación de sus activos, según lo establecido en las Resoluciones CREG 051 de 1998 y 004 de 1999. Los activos existentes serán remunerados mediante la metodología de costos índice por unidades constructivas; y los nuevos proyectos se someterán a convocatoria pública y se pagarán de acuerdo con el programa de pagos elaborado por el oferente seleccionado.

Del total de 1126 km contemplados en el Plan de Expansión de 1996 para desarrollarse durante el período 1996-1998, con el objeto de atender el crecimiento de la demanda y resolver problemas causados por restricciones del STN, se han ejecutado a la fecha 890 km de línea, quedando pendiente para 1999 la entrada de los proyectos asociados con las subestaciones Nueva Paipa (Sochagota) y Nueva Bucaramanga (Guatiguará) a 230 kV. En las tablas 2 y 3 se presentan las obras de líneas y compensación que estaban proyectadas para el período 1997-2000 y que se encuentran en desarrollo.

AÑO	PROPUESTO (km)		EJECUTADO Y EN EJECUCIÓN (km)	
	LÍNEAS NUEVAS	RECONFIG. DE LÍNEAS	LÍNEAS NUEVAS	RECONFIG. DE LÍNEAS
1997	423.1	281.1	316.0	40.8
1998	702.9	784.5	100.5	314.5
1999	275.1	347.2	1085.6	917.1
2000	--	90.0	62.53	249.1
SUBTOTAL	1401.1	1502.8*	1564.63	1521.5**
TOTAL	2903.9		3086.13	

\* De los cuales 95.84 km son tramos nuevos.

\*\* De los cuales 139.04 km son tramos nuevos.

Tabla 2. Comparación obras del STN proyectadas y en construcción

AÑO	PROPUESTA (MVAR)			INSTALADA (MVAR)		
	Inductivo	Capacitivo	Estático	Inductivo	Capacitivo	Estático
1998	84	396	-150 +251	--	--	--
1999	--	--	--	84	327	-150 +251
TOTAL	84	396	-150 +251	84	327	-150 +251

Tabla 3. Comparación de obras de compensación propuestas y realizadas

## Restricciones

Aunque se han venido desarrollando obras de transmisión para atender la demanda de energía de manera confiable, segura y económica (mediante la reducción de restricciones cuando los costos lo indican), subsisten en el sistema algunos problemas o restricciones, que condicionan el despacho económico del sistema.

Las restricciones se presentan por: sobrecargas en líneas y en transformadores durante la operación normal o ante una contingencia, o por violaciones en los límites de las tensiones en las barras del SIN, los cuales no permiten una operación confiable y segura del sistema. Dichas restricciones se traducen en sobrecostos que deben pagar tanto los generadores como los consumidores, toda vez que se obliga al sistema a modificar el despacho económico, introduciendo generación fuera de mérito que evite la presencia de la restricción.

En el año 1997, el sistema eléctrico asumió un costo por servicio de transporte del orden de 477 mil millones de pesos y para 1998 de 536 mil millones. De estos totales, el 41% y 32%, respectivamente, corresponden al costo de las restricciones para esos años. En la figura 8 se presenta la distribución porcentual de los costos asociados a las plantas utilizadas para el manejo de las restricciones globales del SIN, que para este periodo representaron cerca de 310 mil millones de pesos.

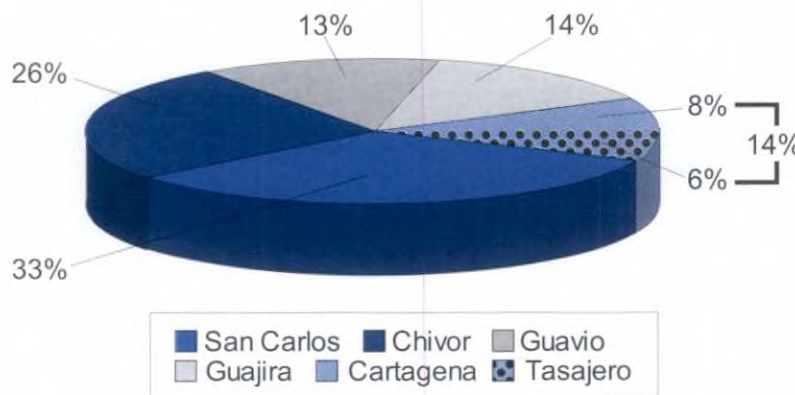


Figura 8. Distribución de las restricciones globales años 1997 y 1998

Las plantas de San Carlos, Chivor y Guavio fueron utilizadas para el manejo de las restricciones estructurales del sistema<sup>10</sup>, mientras que las plantas de Guajira, Cartagena y Tasajero cubren las restricciones no estructurales.

## EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La construcción de escenarios de proyección para simular el comportamiento de una variable incierta, como es la demanda de energía eléctrica, tiene como objetivo brindar la mejor información posible sobre las trayectorias factibles de la misma a lo largo del tiempo. Esta definición de escenario se concentra en el análisis de la factibilidad de ocurrencia de diferentes eventos relacionados con el comportamiento de los requerimientos futuros de energía eléctrica. Es claro que el agente que utiliza esta información en su toma de decisiones, realiza los análisis de contraste que a su entender considera convenientes.

<sup>10</sup> Estudio sobre Restricciones de Transmisión y Servicios Complementarios de Generación. Abril de 1998. En este estudio realizado para la CREG se definieron dos tipos de restricciones: Estructurales y no Estructurales.

Desde la última revisión del Plan, los escenarios de proyección de la demanda de energía eléctrica han sufrido varias modificaciones, a causa principalmente de la reducción de las tasas de crecimiento esperado de la economía. En la figura 9 se puede observar que la evolución de la demanda de energía eléctrica se ha mantenido dentro del túnel de proyección delimitado por los escenarios bajo y alto. El ancho de la franja está relacionado, básicamente, con el grado de conocimiento acerca de la evolución de las variables exógenas.

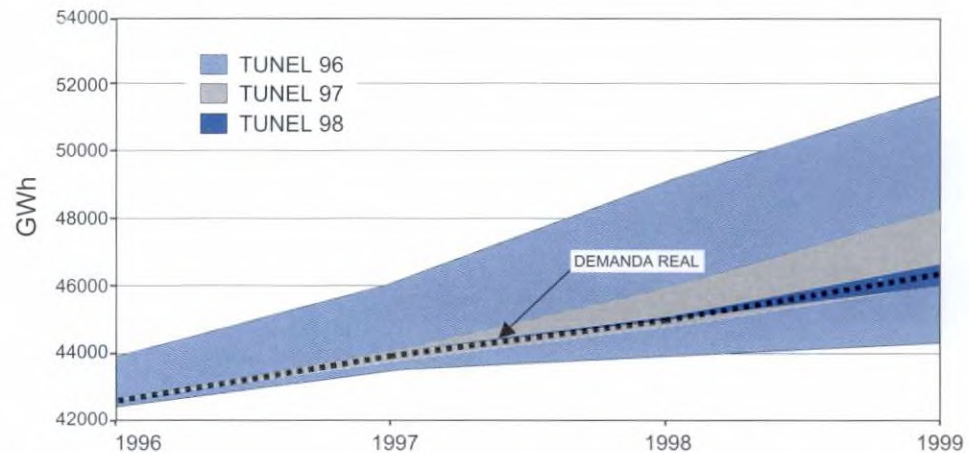


Figura 9. Túnel de proyección y comportamiento de la demanda bruta<sup>11</sup>

Para 1996 se esperaba un crecimiento en el escenario medio del 4.6%, sin embargo, este fue de tan sólo del 1.5%. Estudios realizados por la UPME acerca de las causas de esta desaceleración en el crecimiento de la demanda establecieron como principal razón, el bajo crecimiento de la economía<sup>12</sup>, seguida de una mayor penetración del gas natural respecto a lo esperado en los modelos de proyección. También hubo reducción en los requerimientos de energía eléctrica para riego y bombeo y en los consumos propios en las plantas de generación. Estos dos últimos factores tienen su origen en la alta hidrología que se presentó en 1996. Así mismo, se registró una menor cantidad de pérdidas, por la disminución del consumo final.

La desaceleración de la economía explica el 49% de la desviación del escenario medio previsto respecto a la demanda real en 1996. La penetración del gas natural en el sector residencial explica el 17%, la reducción de las pérdidas el 13%, el consumo propio 12% y el riego y bombeo (junto con otras causas) el 9%; tal y como se observa en la figura 10.

<sup>11</sup> Incluye el consumo propio de los centros de generación.

<sup>12</sup> Se esperaba un crecimiento del PIB del 5.4% y éste finalmente fue del 2%.



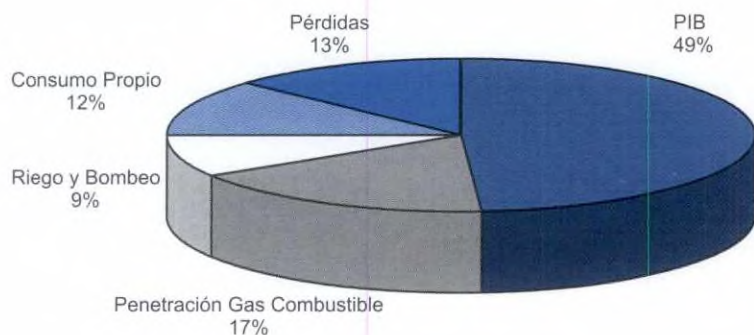


Figura 10. Causas que contribuyeron a la caída de la demanda de Energía Eléctrica en 1996

En cuanto a 1997, las expectativas de crecimiento de la demanda bruta del escenario medio de la UPME eran del 3.49% y la tasa real fue 3.13%. En la tabla 4 se presentan los resultados de cada uno de los escenarios que fueron construidos.

ESCENARIOS	Gwh	Tasa %	Error (Gwh)	Error %
Medio-Alto	44080	3.49%	154	0.35%
Bajo	43435	1.98%	-491	-1.12%
Acordada <sup>13</sup>	43707	2.62%	-219	-0.50%
Real	43926	3.13%		

Tabla 4. Resultados de los escenarios construidos para 1997

En el sector eléctrico colombiano, cuando se habla de demanda de energía eléctrica se asocian diferentes conceptos o definiciones. La suma de las ventas de energía eléctrica y las pérdidas de energía<sup>14</sup> se definen como la demanda de energía propiamente dicha o demanda neta, y si a este concepto se le adicionan los consumos propios de los generadores se está hablando entonces de la demanda bruta de energía.

## Ventas de Energía Eléctrica

Las ventas de energía eléctrica son la componente de la demanda que está más asociada al crecimiento económico y poblacional del país.

Durante 1996 y 1997 las ventas de energía eléctrica al usuario final tuvieron tasas de crecimiento muy estables, siendo del 2.23% y 2.97%, respectivamente. La tabla 5 presenta la composición de la demanda y las tasas de crecimiento anual para los tres últimos años.

<sup>13</sup> Corresponde a la proyección de corto plazo que se lleva a cabo mediante un acuerdo entre las empresas distribuidoras, ISA y la UPME.

<sup>14</sup> Incluyen pérdidas técnicas y no técnicas, asociadas estas últimas fundamentalmente a robo de energía y subfacturación.

GWh	VENTAS AL USUARIO FINAL						PÉRDIDAS
	Año	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alum. Públic.	
1995	14610	3385	10106	1868	1109	31521	9713
1996	14698 0.60%	3647 7.73%	10328 2.20%	1768 -5.37%	1143 3.02%	32223 2.23%	9754 0.43%
1997	14691 -0.05%	3832 5.08%	11251 8.94%	1693 -4.24%	1176 2.91%	33180 2.97%	10060 3.14%

Tabla 5. Composición de la demanda de energía eléctrica (GWh)

En la figura 11 se resume el crecimiento de las ventas. A continuación se presenta un diagnóstico para cada sector de consumo.

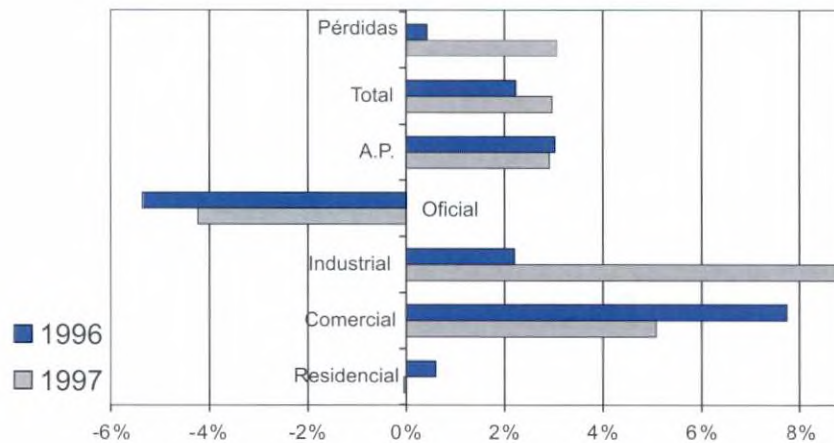


Figura 11. Crecimiento de ventas por sector de consumo y pérdidas en 1996 y 1997

## Sector Residencial

Las ventas en este sector presentaron un crecimiento casi nulo en 1996, y un leve decrecimiento en 1997. Este comportamiento puede explicarse por cuatro factores: penetración del gas natural para los usos de cocción y calentamiento de agua, reclasificación de usuarios residenciales, recesión económica y el estancamiento que ha sufrido el sector de la construcción en Colombia.

## Sector Comercial

Este es el sector que presentó el mayor y más uniforme crecimiento. Aunque la crisis ha afectado el poder adquisitivo de los colombianos y con ello las ventas del comercio, las tasas de crecimiento en las ventas de energía eléctrica a este sector indican que durante 1996 y 1997 se incrementó el número de establecimientos

comerciales, lo cual se puede explicar por dos situaciones: la reclasificación de usuarios desde el sector residencial hacia el comercial, que produce un incremento en la demanda sectorial, y la búsqueda de alternativas de ingresos.

### **Sector Industrial**

Las ventas de energía eléctrica al sector industrial evidencian su correlación con la actividad económica del país. En este sector se observa una gran diferencia entre 1996 y 1997. El crecimiento durante 1996 estuvo bastante afectado, tal y como se planteó anteriormente, por el bajo crecimiento de la economía. Por otro lado, la alta tasa registrada en 1997 puede resultar de una ligera reactivación de la actividad económica y la disminución, por parte de la CREG, en el límite establecido de la capacidad para ser considerado Usuario No Regulado. Durante 1997, un poco más del 50% de la demanda de energía eléctrica industrial podía pactar libremente el precio de este energético. Como era de esperarse, esto redujo el precio de compra respecto al que había en 1996, lo que impactó de manera positiva el crecimiento del consumo.

### **Sector Oficial**

Este sector presentó un decrecimiento uniforme en el consumo de energía eléctrica durante 1996 y 1997, debido a los programas de austeridad en el gasto público, la disminución de las entidades estatales, tanto en cantidad como en dimensión y la reestructuración del sector. En efecto, con la introducción de las reglas de mercado en el sector eléctrico, el cobro de la cartera morosa por concepto de energía a las entidades públicas empezó a hacerse efectivo so pena de cancelación del servicio, obligando así a la reducción del despilfarro.

### **Alumbrado Público**

Este es uno de los pocos sectores que mantiene un crecimiento estable del consumo, derivado de las condiciones propias del crecimiento poblacional y la expansión de la cobertura del servicio, cuya responsabilidad recae en las alcaldías<sup>15</sup>. Sin embargo, es de esperar que en el futuro el crecimiento del consumo en este sector se vea afectado por la implantación de planes de uso racional de la energía, mediante el uso de bombillas eficientes, que permitirán mantener niveles de iluminación con disminución en el consumo de energía.

### **Pérdidas**

Si bien durante 1996 este rubro tuvo un bajo crecimiento, producto de la implantación de planes de reducción y recuperación de pérdidas y sobretodo de la disminución del consumo; durante 1997 se observa nuevamente una tendencia creciente.

<sup>15</sup> Desde 1913 y 1915.

## Lo que ocurrió en 1998

Durante 1998 la demanda de energía eléctrica presentó el menor crecimiento anual que se haya registrado en las últimas dos décadas, con una tasa de apenas el 0.8%. Este comportamiento se debió principalmente a la recesión que caracterizó a la economía nacional durante 1998, cuando el PIB creció sólo el 0.2%.

La UPME esperaba crecimientos para 1998 del 2.9%, 2.6% y 2.4% en los escenarios de proyección alto, medio y bajo respectivamente, apoyados entre otros en crecimientos esperados del PIB (según datos del DNP), de 3.3% para los escenarios medio y alto y una sensibilidad del 2.9% para el bajo. Se proyectaban demandas de 44191, 44062 y 43976 GWh en cada uno de estos escenarios y la demanda real sólo alcanzó la cifra de 43283 GWh, lo cual implica diferencias de 908, 779 y 693 GWh, respectivamente. Las causas que originaron estas desviaciones en la proyección y su peso en el alejamiento se presentan en la figura 12.

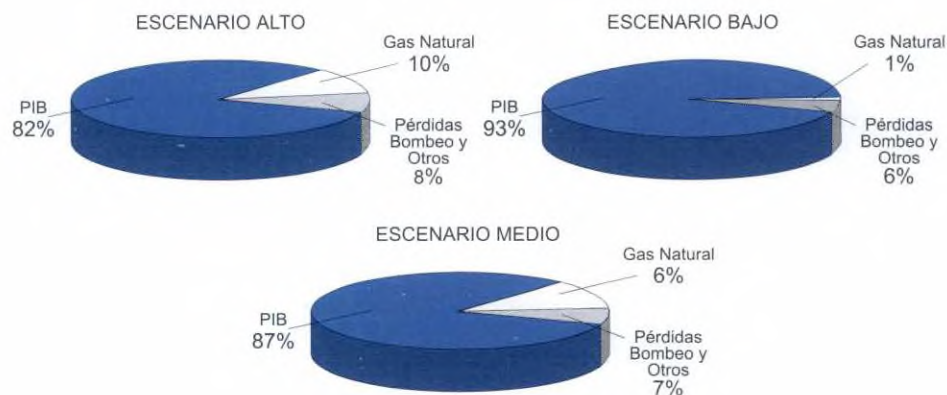


Figura 12. Participación de los supuestos en la desviación de la proyección para 1998



## *Capítulo 3*

# EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El 20 de julio de 1995 el sector eléctrico dio inicio al mercado mayorista de energía en el cual se transa la energía eléctrica en el sistema, mediante dos modalidades: contratos de largo plazo y operaciones en el mercado de la bolsa.

Cada generador debe presentar una oferta horaria de precio y declarar su disponibilidad. Con la información de medición de la demanda de energía eléctrica del día respectivo, el Mercado de Energía Mayorista MEM, establece el despacho ideal del sistema que corresponde a la ubicación de las ofertas por orden de mérito, hasta suplir la demanda total. Una vez realizada esta labor se determina el costo marginal del sistema y con este precio se liquidan las transacciones que se realizan en el mercado spot (bolsa).

Cuando existen restricciones en el sistema interconectado, compuesto este por el conjunto generación - transmisión, que no permiten la operación con los niveles de seguridad establecidos por la CREG, se requiere modificar entonces el despacho y se genera así un diferencial de precios que da lugar a reconciliaciones que debe pagar el sistema.

En la figura 13 se indica la evolución del precio promedio mensual de bolsa desde su creación. Se pueden resaltar los siguientes aspectos.

- Existe una alta volatilidad de los precios de bolsa debida principalmente, entre otras razones, a la variabilidad hidrológica.
- El comportamiento de la bolsa ha reflejado la señal de escasez del recurso agua, como se observa durante los periodos diciembre de 1995 y junio 1997 a abril de 1998. En este último período a medida que avanzaba la presencia del Fenómeno del Pacífico la señal de costo del agua se incrementó y presionó los precios hasta alcanzar valores superiores a los promedios registrados hasta ese momento en la operación del mercado mayorista.
- La aplicación de la regulación sobre la contingencia hidrológica ante la cual se debe cubrir el sistema y que estableció los nuevos mínimos operativos impactó en el precio de la bolsa desde el momento de su adopción, es decir desde el mes de mayo de 1997 e igualmente en diciembre de 1997 y mayo de 1998 cuando se adoptaron algunas medidas tendientes a reducir la especulación de los agentes y se modificó la regla de intervención.
- El valor promedio del precio de la bolsa, hasta diciembre de 1998, ha sido de 38.2 \$/kWh. El valor mínimo que se ha tenido es de 0.53 \$/kWh (antes de que el establecimiento del Cargo por Capacidad colocara un piso a la bolsa). El valor máximo ha sido 231 \$/kWh, durante la aparición del Fenómeno del Pacífico.

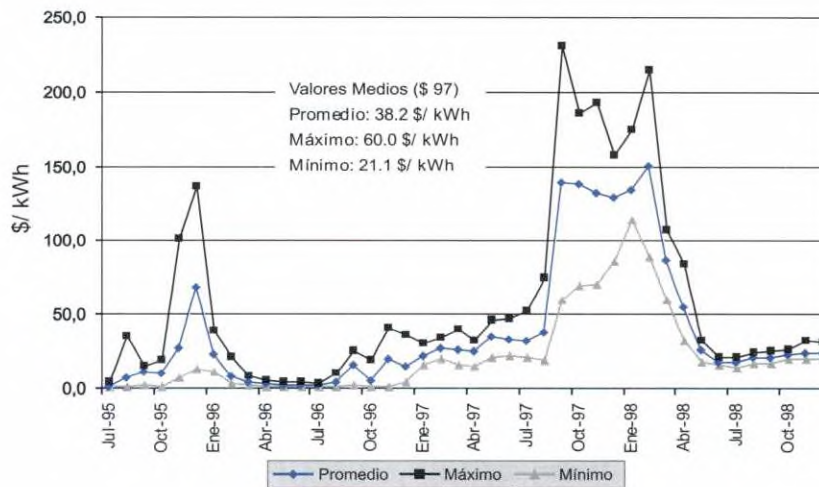


Figura 13. Precios mensuales promedio de bolsa

En la figura 14 se presentan los precios de los contratos utilizados para cubrir la demanda, siendo el valor promedio, a diciembre de 1998, de 39.2 \$/kWh. Como puede apreciarse, el máximo valor fue de 164.5 \$/kWh. En la figura puede verse cómo el fenómeno del Pacífico también influyó en los precios de los contratos, aunque, como era de esperarse, con un leve rezago en el tiempo respecto a lo observado en el mercado spot.

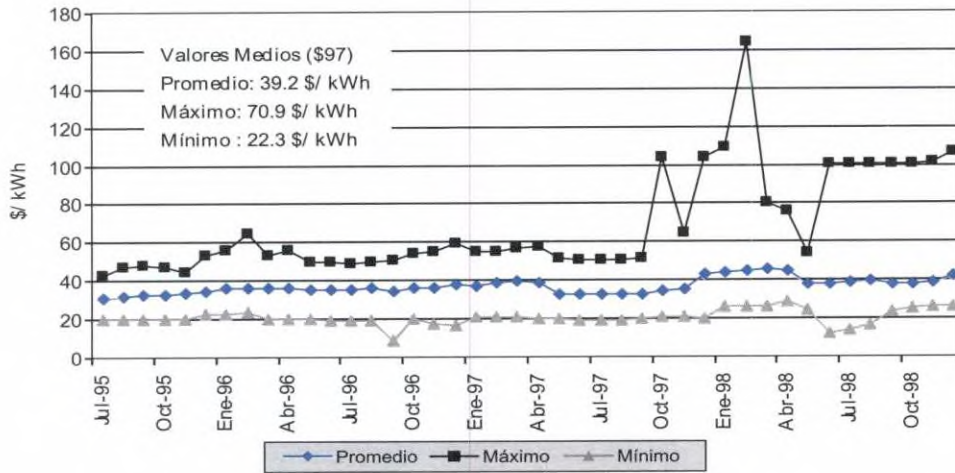


Figura 14. Precios mensuales promedio de contratos

El hecho de que el promedio de precios mensuales de los contratos se encuentre próximo al del promedio del precio mensual de bolsa, se debe a los altos valores que estos últimos alcanzaron durante el pasado Fenómeno del Pacífico.

En la figura 15 se presentan las cantidades mensuales de energía que fueron transadas en contratos y en bolsa. Como puede apreciarse, el porcentaje de participación de cada una de estas dos opciones no ha sufrido grandes variaciones desde la creación del Mercado Mayorista, a pesar de que la restricción de contratación mínima a los comercializadores que atienden el mercado regulado ha ido disminuyendo. Esta estabilidad puede interpretarse como aversión de los agentes a exponerse a la volatilidad del precio spot.

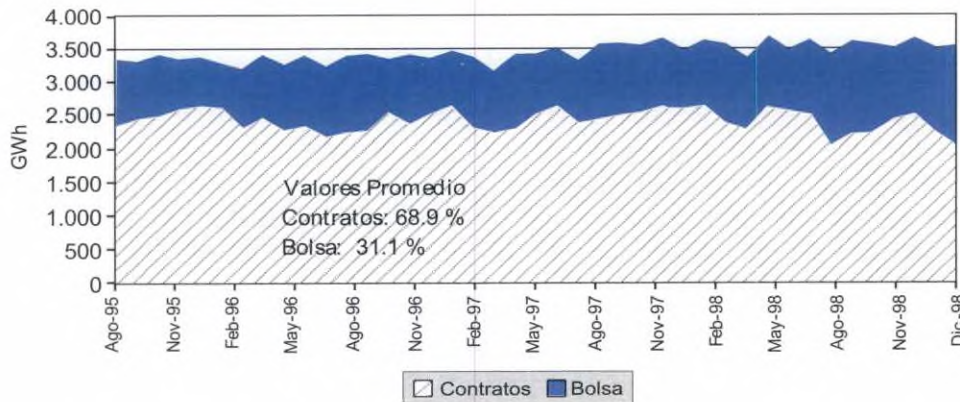


Figura 15. Energía transada en contratos y en bolsa

El costo total que la energía puede alcanzar para un agente en el Mercado Mayorista está compuesto por las compras en bolsa y en contratos, más los cargos por Centros de Despacho, tanto el nacional como los regionales, y los costos de restricciones. En la figura 16 se presenta la composición del precio de la energía eléctrica en el Mercado Mayorista. Como se aprecia, la mayor parte corresponde a los contratos, con excepciones puntuales debidas a limitaciones en el recurso hidráulico. Así mismo, la componente originada en restricciones eléctricas posee un alto valor, cercano al 5%.

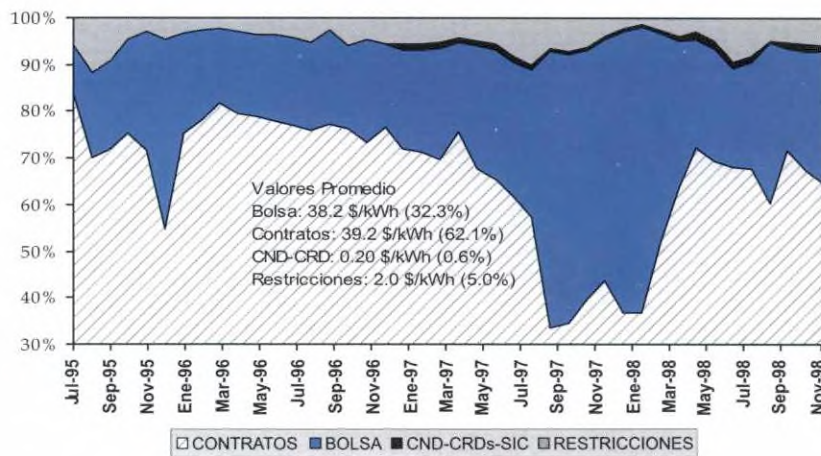


Figura 16. Composición de los precios en el mercado mayorista

## PARTICIPACIÓN DE NUEVOS AGENTES

Cuando se inició el mercado mayorista en julio de 1995 existían 17 generadores, de los cuales tan sólo 1 (uno) era privado<sup>16</sup>, 10 transportadores públicos y 34 comercializadores (incluyendo aquí generadores y distribuidores), de los cuales sólo 2 eran privados.

A finales de 1998 ya se contaba con 26 agentes generadores de los cuales 15 son privados y poseen más del 50% de la capacidad instalada de generación, 12 compañías transportadoras 5 de las cuales son de carácter privado y 60 comercializadores, 29 de ellos privados y con más del 50% de la demanda de energía eléctrica como se muestra en la tabla 6. La tabla 7 presenta la distribución de la capacidad de generación instalada por tipo de combustible y propiedad.

	TRANSPORTE	GENERACION	DISTRIBUCION	COMERCIALIZACION
Público	7	11	21	29
Privado	5	15	5	31
TOTAL	12	26	26	60

Tabla 6. Número de agentes activos en el mercado mayorista a finales de 1998

<sup>16</sup> Proeléctrica con 90 MW instalados.



Capacidad efectiva bruta del sistema interconectado nacional						
Energético	PRIVADO *		PÚBLICO		TOTAL	
	MW	%	MW	%	MW	%
Carbón	370.50	3.1%	367.00	3.0%	737.50	6.1%
Gas	1,685.10	14.0%	1,412.00	11.7%	3,097.10	25.7%
Fuel Oil, Otra	0.00	0.0%	56.00	0.5%	56.00	0.5%
Hidro	4,588.00	38.1%	3,568.10	29.6%	8,156.10	67.7%
<b>TOTAL</b>	<b>6,643.60</b>	<b>55.1%</b>	<b>5,403.10</b>	<b>44.9%</b>	<b>12,046.70</b>	<b>100.0%</b>

\* No se incluyen las plantas de generación existentes que se encuentran en proceso de capitalización 749 MW

Tabla 7. Distribución de la capacidad efectiva de generación

En el análisis resaltan dos elementos que contribuyen en la búsqueda de la eficiencia en el sector eléctrico: la entrada de agentes privados en los negocios de generación, distribución y comercialización de energía y el incremento en el número de agentes participantes, con lo cual en principio, se disminuye la posibilidad de posiciones dominantes.

En conclusión, si bien las expectativas de crecimiento económico y de consumo de energía eléctrica no se ajustaron a las proyecciones de 1996 para el escenario medio, el sistema eléctrico y su modelo de operación cuentan con una inercia de desarrollo que ha permitido:

- Renovación del parque de generación en el sistema.
- Vinculación de nuevos agentes privados al sector eléctrico.
- Atención de la demanda de energía eléctrica de manera confiable aún en condiciones de presencia del Fenómeno del Pacífico.
- Saneamiento financiero del sector, a través de la inyección de nuevo capital en las empresas.



*Escenarios de evolución futura del  
sistema eléctrico interconectado*



## *Capítulo 4*

# **PERSPECTIVAS DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Una estrategia de análisis, proyección y gestión de la demanda de energía en Colombia debe formar parte del proceso sistemático de producción de políticas y de medición de resultados por parte de un organismo estatal, de tal manera que se produzcan cambios visibles en determinados patrones de consumo y en aquellos tópicos sobre los cuales la acción de por sí limitada del Estado, pueda ser medida en un campo tan amplio como la demanda de energía en la economía colombiana.

La revisión periódica de los factores que determinan la demanda energética en Colombia, implica adaptarse a un entorno cambiante, dominado por la pérdida del control del capital estatal de las empresas de la industria energética, así como por la aparición de agentes en competencia, quienes seguramente serán renuentes a la aplicación de políticas centralizadas y a la aplicación de parámetros convencionales de gestión de la demanda.

Las proyecciones de demanda son en términos generales especulativas, especialmente aquellas mayores a 10 años, independientemente del método analítico

usado. Esas proyecciones pretenden predecir los comportamientos simultáneos de muchos agentes, de muchos factores y de los ciclos económicos, que por definición, están todos sometidos a elevados grados de incertidumbre.

Los cambios que se producen en la estructura económica nacional, en la propia canasta energética, así como en las estructuras de precios no han logrado ser totalmente capturadas en los ejercicios de proyección de la demanda. Esto sugiere que la metodología aplicada debe entonces contribuir a configurar escenarios energéticos más probables, sin pretender acertar en determinados aspectos cuantitativos, pero que permitan construir políticas cercanas a las necesidades de un mercado energético bajo condiciones competitivas. Igualmente, debe buscar brindar la mejor información posible sobre las trayectorias factibles a lo largo del tiempo.

La gestión de la demanda en un entorno competitivo se convierte por sí misma en una opción que debe construirse para que se adapte a estas nuevas circunstancias. En la medida que los agentes son más impredecibles y el entorno de costos y precios escapa del control del Estado, la gestión de la demanda debe contar con acciones que sean costo-efectivas y que no descansen exclusivamente en la aplicación de fórmulas que mitiguen los impactos sobre el ambiente.

La proyección de la demanda de energía eléctrica es una referencia esencial en el proceso de planeación indicativa de la expansión del sector eléctrico. En este capítulo se presentan los análisis de demanda de energía y potencia eléctrica del Sistema Interconectado Nacional para el período 1998-2010 en tres escenarios.

En estos tres escenarios, se simulan diferentes tasas de crecimiento económico, variaciones en el sendero de evolución de las tarifas, desarrollos tecnológicos, alternativas de sustitución de energéticos y cambio en patrones de consumo y actitudes de la población. La conjunción de estas variables permiten construir franjas de proyección de las demandas.

A nivel de herramientas, la Unidad emplea de manera integrada tanto modelos econométricos, que reflejan la tendencia de las variables, como modelos analíticos, que pueden involucrar cambios estructurales derivados de medidas de política tales como el plan de masificación de gas natural y los programas de uso eficiente de energía.

## ESCENARIOS DE PROYECCIÓN

En la construcción de los tres escenarios de proyección de la demanda de energía eléctrica se utilizaron los siguientes supuestos respecto a las variables que explican el comportamiento del consumo de electricidad en Colombia:

### Escenario Medio

- Crecimiento del PIB:

AÑO	Crecimiento del PIB
1999	1.5%
2000	3.5%
2001	4.2%
2002	4.2%
Largo Plazo	4.28%

- **Programas de Sustitución de Energéticos y Uso Eficiente de Energía:** Sustitución de electricidad por gas natural según las simulaciones hechas en el LEAP<sup>17</sup> (Long-range Energy Alternatives Planning System) y penetración muy baja del programa de bombillos más eficientes.
- **Pérdidas:** Ponderación de los indicadores de pérdidas presentados este año por las empresas en los PGR<sup>18</sup>.

### Escenario Alto

- Crecimiento del PIB:

AÑO	Crecimiento del PIB
1999	2.0%
2000	3.7%
2001	4.2%
2002	5.0%
Largo Plazo	5.0%

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

<sup>17</sup> En este modelo analítico se integran los programas de sustitución de los diferentes energéticos que componen la canasta energética nacional.

<sup>18</sup> PGR: Plan de Gestión y Resultados.

## Escenario Bajo

- Crecimiento del PIB:

AÑO	Crecimiento del PIB
1999	1.0%
2000	3.0%
2001	3.5%
2002	4.0%
Largo Plazo	4.0%

- **Programas de Sustitución de Energéticos y Uso Eficiente de Energía:** Penetración del Plan de masificación de Gas según las expectativas planteadas por las empresas comercializadoras de gas en los PGR y penetración baja del programa de bombillería eficiente en el corto plazo.
- **Pérdidas:** Cumplimiento en los planes de reducción de pérdidas presentados este año por las empresas en los PGR.

## PROYECCIONES DE ENERGÍA Y POTENCIA ELÉCTRICA

Con estos supuestos de evolución de las variables significativas, los niveles y crecimientos esperados de la demanda de energía eléctrica en los tres escenarios de proyección se detallan en la tabla 8 y se presentan en la figura 17.

AÑO	ALTO		MEDIO		BAJO	
	GWh	Tasa	GWh	Tasa	GWh	Tasa
1998	43283		43283		43283	
1999	44642	3.1%	43778	1.1%	43464	0.4%
2000	45907	2.8%	44753	2.2%	44107	1.5%
2001	47852	4.2%	46590	4.1%	45012	2.1%
2002	50416	5.4%	48466	4.0%	46516	3.3%
2003	53091	5.3%	50429	4.1%	47966	3.1%
2004	55872	5.2%	52417	3.9%	49324	2.8%
2005	58754	5.2%	54416	3.8%	50539	2.5%
2006	62331	6.1%	57112	5.0%	52719	4.3%
2007	66129	6.1%	59941	5.0%	54977	4.3%
2008	70162	6.1%	62910	5.0%	57313	4.2%
2009	74442	6.1%	66023	4.9%	59725	4.2%
2010	78984	6.1%	69286	4.9%	62212	4.2%

Tabla 8. Escenarios de proyección de la demanda de energía eléctrica

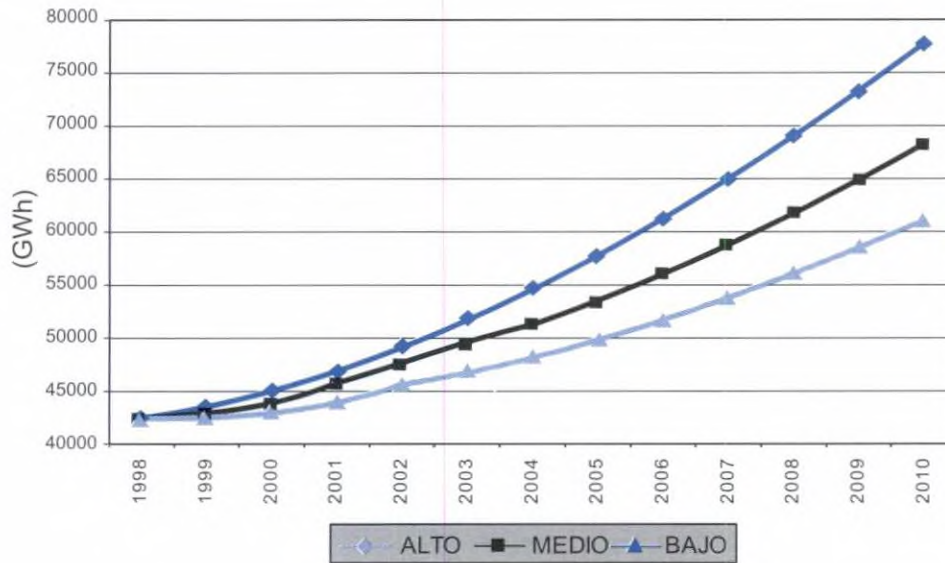


Figura 17. Escenarios de proyección de la demanda de energía eléctrica

En forma paralela se efectuó una revisión de los escenarios de proyección de la demanda máxima de potencia, con los resultados que se presentan en la tabla 9.

AÑO	ALTO		MEDIO		BAJO	
	MW	Tasa (%)	MW	Tasa (%)	MW	Tasa (%)
1998	7310		7310		7310	
1999	7503	2.6%	7379	0.9%	7335	0.3%
2000	7692	2.5%	7523	1.9%	7429	1.3%
2001	7996	4.0%	7811	3.8%	7571	1.9%
2002	8407	5.1%	8114	3.9%	7815	3.2%
2003	8840	5.2%	8436	4.0%	8055	3.1%
2004	9290	5.1%	8760	3.9%	8278	2.8%
2005	9750	4.9%	9082	3.7%	8475	2.4%
2006	10310	5.8%	9505	4.7%	8819	4.1%
2007	10896	5.7%	9940	4.6%	9165	3.9%
2008	11510	5.6%	10390	4.5%	9517	3.8%
2009	12162	5.7%	10859	4.5%	9878	3.8%
2010	12858	5.7%	11356	4.6%	10253	3.8%

Tabla 9. Escenarios de proyección de la demanda máxima de potencia

## USO EFICIENTE DE ENERGÍA EN AMBIENTES COMPETITIVOS<sup>19</sup>

La experiencia de agencias estatales colombianas en gestión de la demanda energética es realmente reducida. Los estudios pasados no derivaron en políticas explícitas ni los modelos aplicados desembocaron en medidas y estrategias que valga la pena destacar. La nota predominante ha sido la pasividad ante la evolución de la demanda.

Los modelos por sí mismos no son útiles para la producción de políticas, si no están acompañados de un trabajo permanente de equipos de técnicos que contribuyan con su experiencia y conocimiento de la industria energética, a generar análisis detallados de los escenarios, de sus factores determinantes y de las condiciones de incertidumbre en las cuales se desenvuelve la economía.

No han existido experiencias exitosas reportadas en gestión de la demanda en ninguna de las ramas de la industria energética. En ocasiones se equipara gestión con sustitución entre energéticos, cuando lo adecuado es que la asignación de recursos energéticos sea hecha a través de las señales de mercado en las cuales los precios de oferta de los recursos reflejen sus costos económicos.

Lo más destacado en materia de gestión de la demanda ha sido la aplicación de precios altos para las demandas de potencia en horas de punta que utilizaron por años las empresas eléctricas. Adicionalmente, algunas de las acciones han sido ejecutadas en respuesta a situaciones de orden coyuntural tales como la presencia de fenómenos climáticos o condiciones de crisis en el abastecimiento de energía.

Solo se reportan algunos análisis de comienzos de los 90 que permitieron afianzar el convencimiento de organismos de gestión macroeconómica sobre la urgencia de diversificar la canasta energética. En la transición al nuevo modelo de desarrollo del sector eléctrico (libre mercado y competitividad en las diferentes actividades que conforman la cadena de la electricidad) los actores asumen diferentes posturas frente al tema; es así como la mayoría de ellos lo percibe como un asunto marginal en su negocio y sólo algunos lo incorporan como una estrategia de mercado.

El concepto de Uso Eficiente de Energía<sup>20</sup> adquiere entonces una nueva dimensión, en donde se requiere establecer adecuadamente el papel de los diferentes agentes que participan en el negocio. La eficiencia energética es una condición básica para el incremento de la productividad y competitividad en los diferentes sectores de la economía y para el mejoramiento de la calidad de vida de la población.

Una de las estrategias fundamentales para el fomento del uso eficiente de la energía dentro del nuevo contexto es la *creación y fomento de un mercado sostenible de uso eficiente de energía*. Las principales acciones, deben entonces ir orientadas a crear las condiciones para lograr la implementación de medidas costo-efectivas

<sup>19</sup> Adaptado del estudio contratado por la UPME con Felix Betancur (marzo 1999)

<sup>20</sup> Se entiende como una optimización del uso de la energía y no solamente como el ahorro en sí.



por parte de los agentes consumidores. Además del mantenimiento de señales de precio que reflejen los costos económicos de los combustibles, el Estado deberá adelantar acciones tales como:

1. Fomento a la función de comercialización: Un comercializador independiente de la propiedad de recursos energéticos específicos que preste además servicios energéticos, permitirá brindar a los usuarios un portafolio de alternativas energéticas que propenda por su uso eficiente.

Si bien, su participación en el sector eléctrico hasta ahora ha sido mínima, se debe tener en cuenta que existen aspectos regulatorios que implican desventajas cuando quieren competir con distribuidores - comercializadores o con generadores que atienden directamente a usuarios finales. Es conveniente entonces, evaluar los aspectos positivos y negativos de competitividad, costos y consolidación del mercado, derivados de la propuesta de fortalecer el papel de los comercializadores de energía como gestores de la demanda.

2. Promoción y fortalecimiento de empresas de servicios energéticos de capital simple y capital social, que puedan ofrecer soluciones integrales desde el punto de vista técnico y financiero para el desarrollo de proyectos de uso eficiente de energía en los diversos sectores.

La realización de proyectos piloto tipo demostrativo en conjunto con los diferentes actores, coadyuvarán a la toma de decisiones y difusión de alternativas dentro de un mercado en desarrollo y consolidación, logrando efectos multiplicadores de carácter permanente.

3. La normalización, certificación y rotulación de equipos de uso final son elementos básicos para el funcionamiento del mercado de uso eficiente. Por ello, la implementación de normas de carácter obligatorio, en las que se establezcan los mínimos valores de eficiencia o máximos valores de consumo de energía por unidad de servicio prestado, pretende ubicar estratégicamente en el mercado este tipo de tecnologías y orientar la preferencia de los usuarios.

4. El financiamiento de las acciones en uso eficiente de energía mediante el desarrollo de una facilidad de apoyo financiero cuyo objetivo es la identificación de recursos financieros para alimentar un fondo de carácter sostenible, el diseño de mecanismos de financiación de proyectos y la implementación de un esquema adecuado.

Otras acciones que contribuyen a estructurar al mercado son:

- Fortalecimiento y difusión de incentivos existentes: actualmente existen en el país incentivos fiscales, financieros y garantías que el gobierno ha establecido a través del Estatuto Tributario como alternativa para involucrar las actividades

ambientales en los procesos productivos y el fortalecimiento de las actividades de innovación Ciencia y tecnología en la empresa.

- Difusión de nuevas tecnologías más eficientes y limpias, a través por ejemplo de los Programas de Producción más Limpia que orienta y concerta el Ministerio de Medio Ambiente con todas los agentes de un sector productivo o de un corredor industrial.

La segunda estrategia consiste en la *creación de una cultura de uso eficiente de energía* e involucra el desarrollo de la cultura ciudadana como una acción a largo plazo, que tiene como propósito fundamental forjar una actitud de compromiso con la sociedad, su entorno y el planeta. El desarrollo de una estrategia de este tipo debe traducirse en el uso eficiente de la energía y de los equipos, la preferencia de equipos de uso final energéticamente eficientes y la adecuada selección del energético de acuerdo con su uso. Para el logro de este objetivo se requiere el desarrollo de actividades complementarias como:

- Incorporación de una cátedra específica en el sistema de educación formal.
- Capacitación específica permanente en el sector productivo.
- Sistemas de información sobre beneficios, rentabilidades y tecnologías.
- Promoción y publicidad permanente.
- Investigación científica y desarrollo tecnológico.

El objetivo en la educación formal es la inclusión en los contenidos académicos, de la temática tanto de la energía como de la eficiencia energética (con énfasis en su valoración como recurso productivo) y los impactos sociales, económicos y ambientales de su utilización, dirigidos a la totalidad de los eslabones de la cadena educativa, desde el nivel de preescolar hasta el doctorado.

La investigación y el desarrollo tecnológico se deben orientar al fortalecimiento de la capacidad de innovación del sector productivo y propiciar las condiciones para el desarrollo de ciencia y la tecnología a través de las universidades e instituciones relacionadas con el tema.

## INDICADORES DE USO EFICIENTE DE ENERGÍA

Un mejor entendimiento de los procesos de decisión de usuarios y productores en condiciones de mercado, del proceso de formación de precios y del análisis de las perspectivas de la demanda energética dará un vuelco respecto a la identificación de acciones de Uso Eficiente de Energía. La construcción de indicadores de uso de energía es una acción esencial para poder monitorear y evaluar los resultados de las acciones emprendidas.

Los indicadores de uso de energía en países como Colombia se alimentan de

una larga sucesión de estudios, evaluaciones y estadísticas, usualmente desconectados de propósitos específicos de producir una política de eficiencia energética. Hasta la fecha los indicadores usuales han sido de naturaleza extensiva, es decir, se refieren al uso total de energía, al crecimiento de la demanda de tal o cual energético, pero los indicadores que pueden ser útiles al momento de evaluar la profundidad de unas políticas y de unos instrumentos, deberán ser de naturaleza intensiva.

Este tipo de indicadores deberán reflejar más que los consumos totales, como hasta hoy, los comportamientos de usuarios o grupos homogéneos de usuarios, así como los impactos sobre variables predefinidas para controlar y medir la acción de agencias especializadas, ejecutoras de políticas de uso eficiente de energía.

Un sistema de indicadores de uso de energía, en la medida en que su construcción y validación se haga en el contexto de la producción más sistemática de políticas por parte de las agencias gubernamentales a cargo, será un soporte sólido para incrementar la calidad de las proyecciones y de sus impactos sobre el desarrollo de la industria energética.

La Unidad adelanta la identificación de indicadores de rendimiento por fuente y por uso, de patrones de uso, de intensidades de uso, y de incidencia socioeconómica, política y tecnológica.

## POTENCIALES DE USO EFICIENTE DE ENERGÍA

Desde el punto de vista técnico, Colombia presenta grandes oportunidades para la optimización de la eficiencia energética mediante el desarrollo de potenciales de ahorro ya identificados<sup>21</sup>.

En el sector residencial resulta importante destacar el programa de normalización, certificación y etiquetado de electrodomésticos, cuyos resultados hasta la fecha se traducen en la implementación de 11 normas técnicas (4 en estudio) por parte del ICONTEC, en las áreas de refrigeración, iluminación y calentamiento de agua. El ahorro potencial de energía se estima en 1000 GWh para el primer año y 9300 GWh para el décimo año de iniciado el programa, siendo la refrigeración el uso de mayor impacto en consumo de energía.

La penetración de lámparas eficientes en el sector residencial ofrece potenciales hasta de 500 GWh- año ahorrados en el décimo año luego de iniciarse el programa, dependiendo de las características de penetración del mismo<sup>22</sup>, (figura 18). Aún cuando en términos de energía, este potencial no es significativo respecto a la demanda anual, si lo es para la infraestructura de transmisión, si se considera que la medida puede implicar una reducción de hasta 150 MW en la potencia máxima del sistema. Además, resulta importante destacar su valor agregado respecto al desarrollo de la cultura de los ciudadanos colombianos en eficiencia energética.

<sup>21</sup> Estudios realizados con cooperación internacional, Europa - Colombia Energía EURCOLERG y de consumos de energía en los sectores residencial, comercial, oficial y público ESMAP.

<sup>22</sup> En las proyecciones de demanda de energía se emplearon sensibilidades al año de inicio y tasa de penetración del programa.

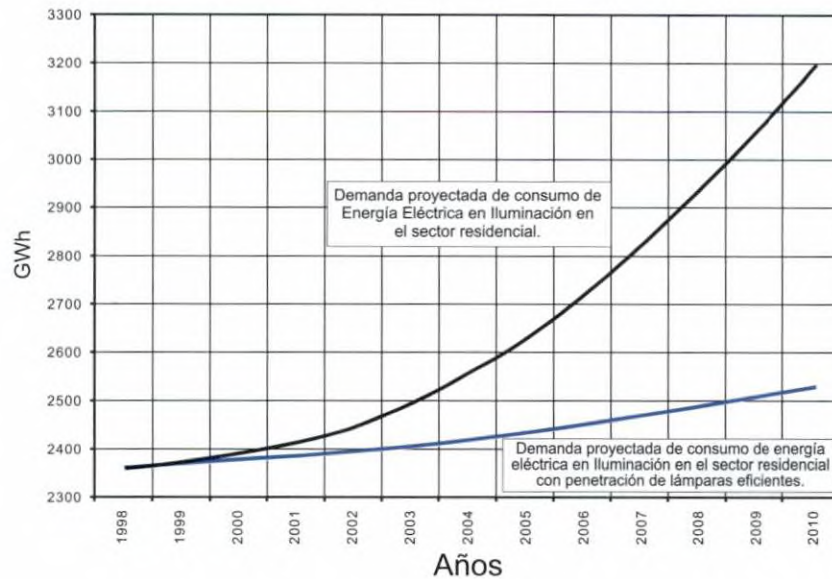


Figura 18. Posibles ahorros de energía eléctrica por bombillería eficiente

Aunque no específicamente clasificado dentro del uso eficiente de la energía, el programa de mayores oportunidades en el sector residencial es, sin lugar a dudas, el de sustitución de electricidad por gas natural en cocción y calentamiento de agua. Los posibles impactos sobre la demanda de energía eléctrica de este programa se presentan en la figura 19, dependiendo de las tasas de penetración y cubrimiento que se logre dentro del período de análisis.

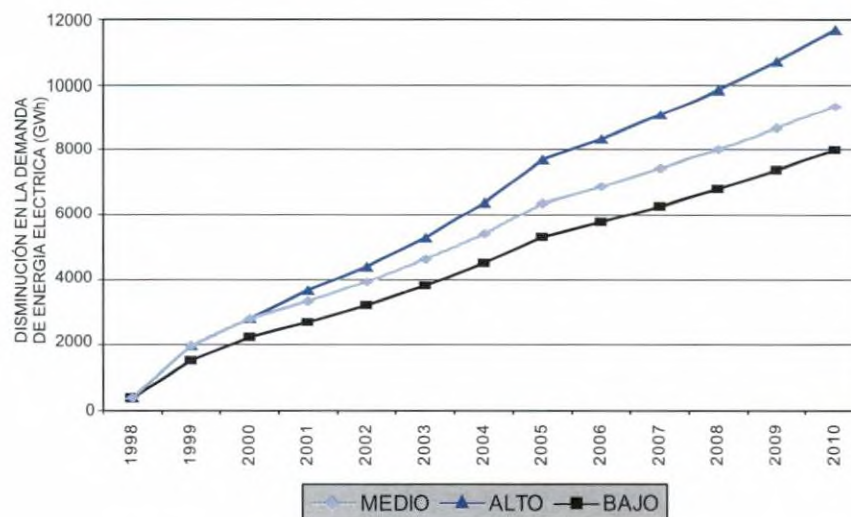


Figura 19. Reducción de la demanda de energía eléctrica por penetración de gas natural

En el sector industrial y particularmente para los grandes consumidores, se estiman ahorros potenciales de energía eléctrica hasta del 10%. Para pequeñas y medianas industrias resulta importante destacar las acciones orientadas a disminuir el consumo de combustibles fósiles mediante aumento de la eficiencia en los procesos de combustión, optimización del consumo de energía eléctrica mediante adecuadas rutinas de operación y mantenimiento de motores de baja potencia o a través de la sustitución de motores antiguos por motores de alta eficiencia así como mediante programas de iluminación eficiente.

En oficinas estatales la iluminación es el área de acción con mayores perspectivas, mediante la utilización de lámparas eficientes y sistemas de control de presencia.

En alumbrado público la meta es el reemplazo de todos los bombillos incandescentes y luminarias de mercurio que aún existen en el sistema por sus equivalentes de alta eficiencia con un ahorro de 366 GWh de energía por año y 83 MW de potencia<sup>23</sup>.

La cogeneración de energía es una alternativa interesante de Uso Eficiente de Energía en los sectores industrial, comercial y de abastecimiento de energía eléctrica y será presentada en el siguiente capítulo.

<sup>23</sup> Ministerio de Minas y Energía e INEA. "PLAN DE REDUCCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALUMBRADO PÚBLICO". Directiva Nacional. Marzo 31 de 1995.



## *Capítulo 5*

# DISPONIBILIDAD DE COMBUSTIBLES

Colombia es un país que cuenta con una gran variedad de energéticos que le permiten tener una base importante de alternativas de generación de energía eléctrica. Dentro de este abanico de alternativas se puede hacer una primera división de los recursos entre energías convencionales y energías alternativas o renovables.

Las primeras han sido hasta ahora, la base del desarrollo energético tanto a nivel nacional como internacional y dentro de ellas se pueden mencionar el carbón y los derivados del petróleo, entre los cuales se tiene el gas natural como fuente de suministro para la generación de electricidad. Dentro de este mismo grupo de energías convencionales se incluyen los aprovechamientos hídricos.

Las energías alternativas o renovables han adquirido importancia en la medida en que la tecnología para su utilización ha ido madurando y los costos se han ubicado dentro de rangos competitivos respecto a las demás tecnologías. Por otro lado, las presiones ambientales y la búsqueda de mecanismos de producción más limpia le abren nuevas oportunidades a este tipo de energías que hasta ahora no resultaban atractivas y no resultaría extraño que en un mediano plazo se estén incorpo-

rando dentro del conjunto de posibilidades energéticas técnica y económicamente rentables para el sistema interconectado.

Si bien a nivel nacional aún no se vislumbra la incorporación de este tipo de fuentes dentro de las opciones de desarrollo para el sistema interconectado, se deben estudiar como alternativas que en un mediano plazo pueden adquirir importancia y relevancia en los análisis de alternativas de suministro de energía eléctrica.

En este capítulo se presenta una breve reseña de las características de la oferta de los combustibles convencionales gas natural y carbón en términos de sus reservas, su relación reservas producción y sus proyecciones de precios. De manera similar se presentan una caracterización muy somera sobre fuentes renovables potenciales aprovechables en nuestro país.

## GAS NATURAL

Las reservas de gas natural en el país, oscilaron entre 4,799.3 GPC en 1978 y 3,888.2 GPC en 1991. El descubrimiento de Cusiana, Cupiagua más recientemente, así como las perspectivas de los campos productores del Contrato de Asociación Piedemonte (Volcanera y Floreña), han modificado sustancialmente el panorama de reservas.

Otro factor que en los últimos días ha influido en este panorama está asociado a las expectativas sobre el campo Opón, en donde se planteaban reservas probadas de aproximadamente 700 GPC y probables entre 1100 y 1400. Sin embargo, los resultados de desempeño del campo han obligado a reestimar las reservas probadas obteniendo cifras entre 45 y 90 GPC.

La figura 20 muestra la evolución de las reservas de gas natural probadas en la década de los noventa.

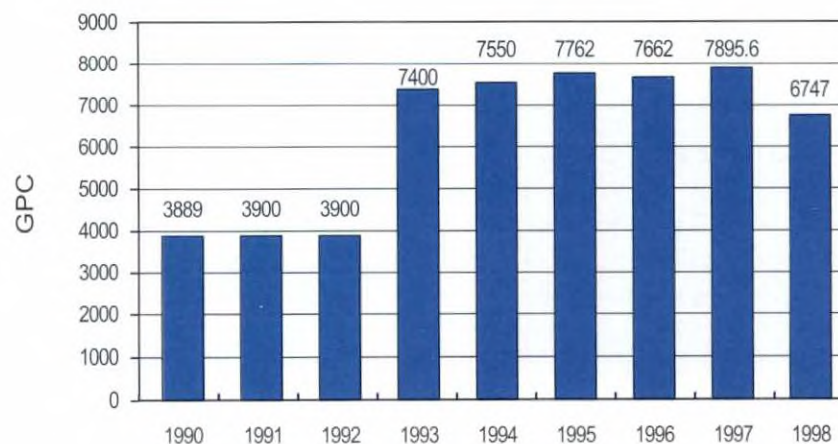


Figura 20. Evolución de las reservas probadas de gas natural

La tabla 10 muestra las reservas remanentes de gas natural, probadas y probables, de los yacimientos actualmente descubiertos. En términos de reservas probadas, las dos regiones mencionadas dan cuenta del 94% de los 6.747 GPC, de los cuales la Guajira aporta el 44% y Casanare (Cusiana-Cupiagua y Piedemonte) el 50%.

Las reservas de Opón están en proceso de evaluación por los resultados adversos obtenidos durante la etapa de desarrollo del yacimiento. Sus expectativas hoy se han reducido significativamente, hasta un valor entre 45 y 90 GPC, lo cual representa sólo una participación cercana al 1%. El resto de campos (Guepajé y otros del interior del país), en forma agregada, sólo aportan 366 GPC, o sea, el 5.3%.

De las reservas probables sólo se puede esperar un aporte importante de la Guajira y Casanare, en un monto entre 1.530 y 2.230 GPC, de la siguiente forma:

- Las expectativas sobre la Guajira dependen del contacto agua-gas, y pueden alcanzar un rango entre 0 y 700 GPC. La estimación sobre las reservas de la Guajira se han revaluado en el tiempo, a medida que se ha registrado la producción mejorando los estimativos originales, lo cual puede dar margen a un punto de vista optimista.
- En Cupiagua hay expectativas importantes del orden de 1.200 GPC, que corresponden a acumulaciones adicionales aun por explorar, teniendo en cuenta que este campo solo lleva algo menos de un año en producción.
- En el Piedemonte también se puede esperar un incremento en las reservas, correspondientes a desarrollos adicionales en áreas aún en exploración.
- Los otros campos no contienen reservas remanentes probadas importantes, y tampoco se espera un incremento de éstas.

CAMPOS	RESERVAS PROBADAS		RESERVAS PROBABLES (GPC)
	GPC	%	
Guajira	2.975	44.0	0 - 700 (2)
Guepajé	49	0.7	
Subtotal Costa Atlántica	3024	44.7	0 - 700
Opón (1)	45 - 90	0.7-1.4	
Otros Interior del País	313	4.6	
Cusiana-Cupiagua	2984	44.2	1200 (3)
Piedemonte	380	5.6	330 (4)
Subtotal Interior del País	3723	55.2	
<b>TOTAL PAÍS</b>	<b>6747</b>	<b>100</b>	<b>1530 - 2230</b>

(1) Las reservas de Opón están en evaluación por resultados negativos en etapa de desarrollo del yacimiento.

(2) Dependerá del contacto agua-gas.

(3) Corresponde a acumulaciones adicionales por explorar en Cupiagua.

(4) Corresponde a desarrollos adicionales en áreas aún en exploración.

Fuente : ECOPETROL

Tabla 10. Reservas de gas natural a diciembre de 1998



La estimación de los costos de gas natural para generación eléctrica se basa en la aplicación de las resoluciones 039 de 1975 y 061 de 1983 del Ministerio de Minas y Energía, al igual que la 019 de 1994 y 057 de 1996 de la CREG, tanto para suministro como para transporte del gas. En las figuras 21 a 23 se pueden observar los escenarios de precios aplicando las diferentes resoluciones vigentes.

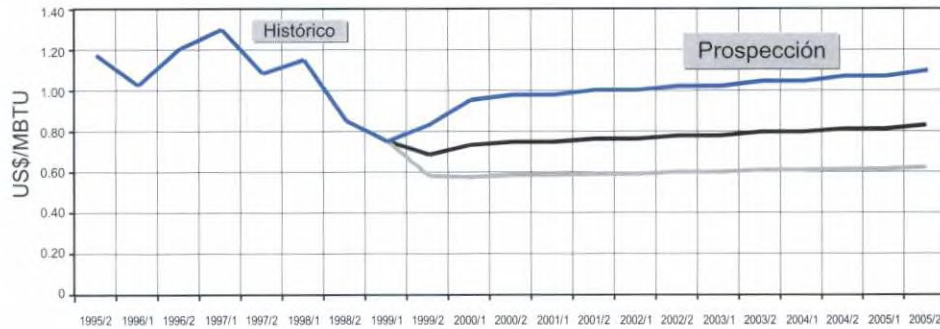


Figura 21. Estimación de precios del gas en boca de pozo. Resolución 061 de 1983 Costa norte y Valle del Magdalena.

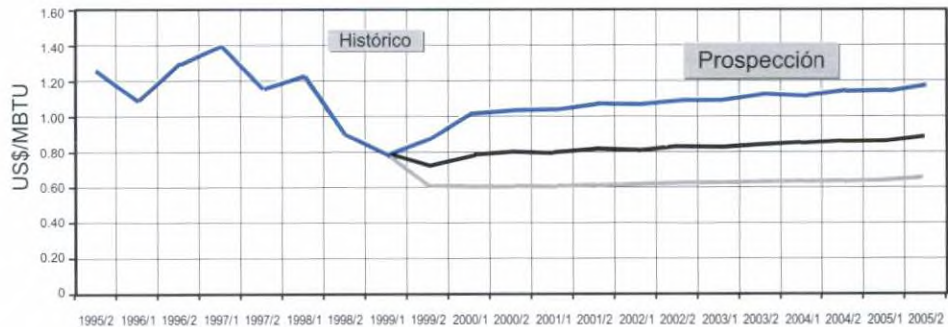


Figura 22. Estimación de precios del gas en boca de pozo. Resolución 061 de 1983 Regiones: Oriental, Pacífica y Costa Afuera.

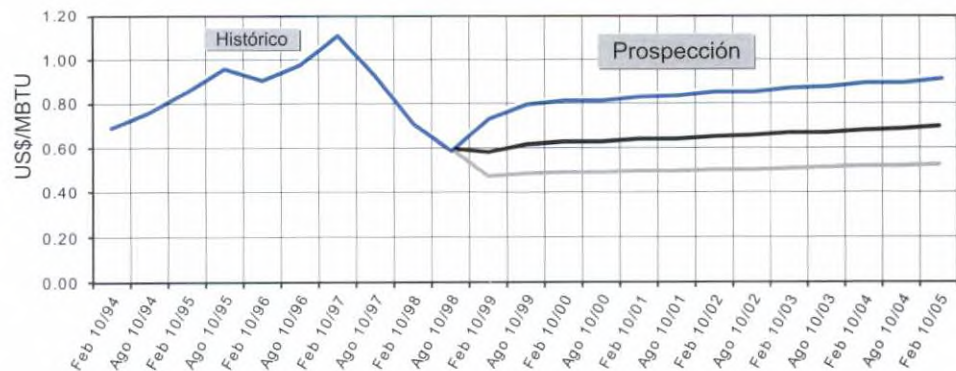


Figura 23. Estimación de precios del gas en boca de pozo. Resolución 039 de 1975 Región Guajira.

## CARBÓN

El carbón en Colombia se encuentra en cantidades apreciables. A mediados de 1998 las reservas medidas<sup>24</sup> alcanzaban cifras de cerca de 6,700 millones de toneladas de carbón, principalmente ubicadas en los departamentos de Guajira, Cesar, Cundinamarca - Boyacá y Córdoba en donde en ningún caso son inferiores a 350 millones de toneladas. Existen reservas en otros departamentos, menores a los anteriores pero que son importantes como en: Antioquia, Norte de Santander, Santander y Valle-Cauca. Las reservas de cada uno de estos departamentos se presenta en la tabla 11.

Zona Carbonífera	Medidas	Indicadas	Tipo de Carbón
Guajira	3670	-	Térmico
Cesar	1933	589	Térmico
Camarca-Boyacá	412	1221	Térmico-Coquizable
Córdoba	381	257	Térmico
Antioquia	90	225	Térmico
Norte de Santander	68	101	Térmico-Coquizable
Santander	57	114	Térmico-Coquizable
Valle y Cauca	37	89	Térmico
<b>Total</b>	<b>6648</b>	<b>2596</b>	

Fuente : Ecocarbón.

Tabla 11. Reservas (junio de 1998) millones de toneladas

Es importante destacar que los carbones colombianos son de alta calidad como se deduce del análisis de los carbones de las minas actualmente en explotación (tabla 12).

Zona Carbonífera	%				Poder Calorífico BTU/lb
	Humedad	Ceniza	Materia Volátil	Azufre	
Guajira	10.0	7.6	33.7	0.68	11985
Cesar	10.4	7.1	34.9	0.59	11520
Cundinamarca	3.9	10.2	28.4	0.84	13194
Córdoba	17.0	17.0	33.7	1.50	8180
Antioquia	9.4	10.6	37.2	0.63	10509
Norte de Santander	2.6	7.7	33.7	0.85	13925
Valle del Cauca	2.4	26.8	30.4	3.02	10164

Fuente : Ecocarbón.

Tabla 12. Calidad de los carbones en bocamina

<sup>24</sup> Equivalente a las reservas probadas para el caso del gas natural.

El que los precios del carbón estén referenciados al mercado interno, origina la diferencia que tienen dichos precios en relación con los demás energéticos utilizados para la generación eléctrica. El mercado interno de carbón se caracteriza por condiciones muy especiales entre las que se cuentan el exceso de oferta, una baja y muy fluctuante demanda, mecanismos de producción, muchas veces al margen de la legalidad, baja gestión organizacional y bajo nivel empresarial además de serios problemas estructurales al nivel de comercialización, que hacen muy difícil cualquier proyección de precios. Por lo tanto, no sería correcto un manejo de actualización o indexación a los precios del carbón similar al del resto de energéticos.

La proyección de precios de carbón, considera fundamentalmente que las compras y transacciones se hacen en pesos colombianos y en términos generales la estimación más conservadora es la de considerarlos constantes en pesos, dadas las condiciones del mercado interno descritas anteriormente. Los valores se definieron a partir de la información reportada por los agentes generadores para el cargo por capacidad, así como de los datos suministrados por Ecocarbón. Ver figura 24.

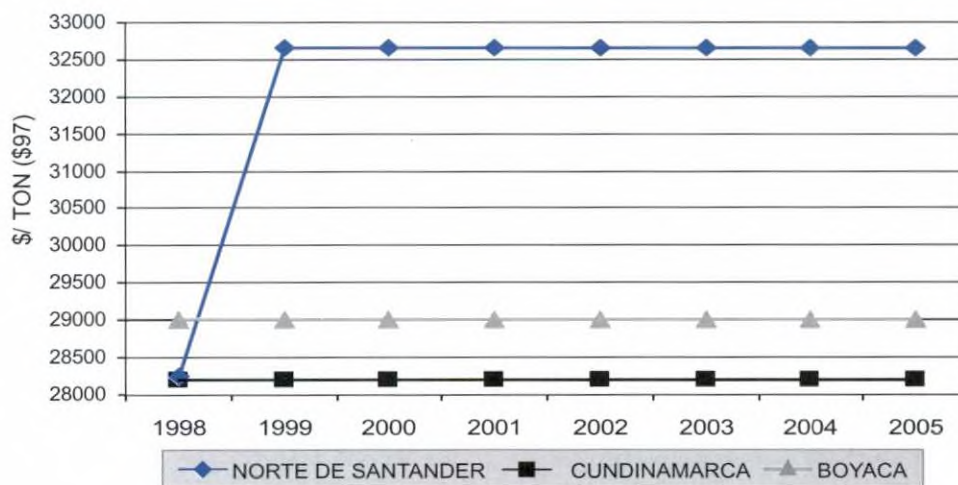


Figura 24. Estimación de los precios del carbón.

## COGENERACIÓN. UNA ALTERNATIVA EFICIENTE DE ABASTECIMIENTO

En el contexto internacional, los factores que han contribuido al desarrollo de la cogeneración están asociados con la existencia de una legislación favorable y adecuada para la promoción de este tipo de generación, así como con la diferenciación marcada de los precios de la electricidad y de los combustibles necesarios para la cogeneración que hacen atractivo el desarrollo de proyectos.

Los mayores potenciales de cogeneración, a nivel internacional se encuentran en las industrias: alimenticia, papelería, plásticos y cauchos, cuero, automotriz, quími-

ca, textilera y maderera. Con menor posibilidad de aplicación en industrias: ladrilleras, cementeras, siderúrgica, metalúrgica y vidriera.

Desde el punto de vista financiero, un proyecto de cogeneración resulta ser atractivo dependiendo de su tamaño, la tecnología utilizada, el tipo de industria, los precios de energía y los precios de los combustibles. Los ingresos están conformados básicamente por el ahorro en las compras de energía, medidos como el producto de la energía eléctrica cogenerada y la tarifa de compra de energía y por las ventas en algunos casos del vapor generado que puede ser suministrado como insumo para procesos Industriales.

Existe un beneficio adicional para el industrial en cuanto a la confiabilidad en el suministro y la calidad técnica del servicio, lo cual se convierte en un factor importante para los procesos sensibles a cortes en el fluido eléctrico o alteraciones de la señal de tensión. Factores que deben ser valorados por el industrial de acuerdo con su ubicación geográfica dentro del Sistema Interconectado Nacional y su proceso productivo.

La gestión que el cogenerador realice para la venta de los excedentes modificará el análisis y viabilidad financiera del proyecto y por lo tanto, es importante que conozca el mercado eléctrico o que cuente con la asesoría necesaria para el proceso de comercialización de los excedentes. De ahí la importancia del papel de los comercializadores puros y las ESCOS (Energy Service Companies).

## Marco Regulatorio

El marco regulatorio y particularmente la reglamentación de las ventas de excedentes se definió mediante resolución CREG No. 085 de 1996 y resolución de la CREG No. 107 de 1998 en donde dependiendo de la garantía de la potencia y su magnitud, se presentan para el cogenerador dos alternativas. La primera consiste en el acceso al despacho central participando en la bolsa de energía, una vez cumplidos los requerimientos como agente generador convencional en cuanto a cargos y contribuciones, y el derecho a percibir el cargo por capacidad. La segunda es la venta de excedentes a la red a través de un comercializador, un generador o un usuario no regulado.

En dichas resoluciones se define la cogeneración como: "un proceso de producción combinada de energía eléctrica y térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva, destinadas ambas al consumo propio de terceros y destinadas a procesos industriales o comerciales."<sup>25</sup>

De igual manera se define el tipo de cogenerador como regulado y no regulado, de acuerdo con los límites de potencia establecidos por la CREG y que se describen a continuación:

<sup>25</sup> CREG, Resolución 085 de 1996.

- Cogenerador usuario no regulado: si la demanda máxima de electricidad es superior al siguiente límite:

Hasta dic/99	0.5 MW	ó	270 MWh
Desde ene/00	0.1 MW	ó	55 MWh

- Cogenerador usuario regulado: si la demanda máxima de electricidad es inferior o igual al límite anterior.

De acuerdo con su clasificación todo cogenerador debe ser respaldado por un comercializador del mercado regulado o del mercado mayorista de electricidad.

## Ventas de Excedentes de Energía

Un cogenerador puede vender energía eléctrica excedente si la produce a partir de energía térmica, la energía eléctrica producida deberá ser mayor al 5% de la energía total generada por el sistema (térmica + eléctrica). Si produce energía térmica a partir de un proceso de generación de energía eléctrica, la energía térmica producida deberá ser mayor al 15% de la energía total generada por el sistema (térmica + eléctrica).

La energía producida por los cogeneradores se clasifica en:

- **Energía excedente con garantía de potencia:** "Energía adicional producida por un cogenerador que tiene asociada una potencia constante en un período de tiempo, garantizada por el agente, la cual es susceptible de contratar a largo plazo."<sup>26</sup> La potencia constante es la potencia registrada ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC- y de la cual no hará uso para consumo propio.
- **Energía excedente sin garantía de potencia:** "Energía producida por el cogenerador que no tiene asociada una potencia constante y es la energía resultante de fluctuaciones del consumo propio."<sup>27</sup>

Los anteriores excedentes de energía pueden ser ofrecidos al sistema mediante diferentes esquemas de negociación que se resumen en la tabla 13.

<sup>26</sup> CREG. Resolución 107 de 1998.

<sup>27</sup> IBID.

TIPO DE ENERGÍA	CON ACCESO A DESPACHO CENTRAL 10 MW < CAPACIDAD < 20 MW	SIN ACCESO A DESPACHO CENTRAL CAPACIDAD < 10 MW
Energía con garantía de potencia menor a 20 MW (opción 1)	<p>En este caso participa en bolsa. La energía excedente debe declararse inflexible y puede comercializar la energía de la siguiente forma:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Energía vendida en la bolsa.</li> <li>• A un comercializador de mercado regulado a precio de bolsa.</li> <li>• A un comercializador de mercado regulado a través de una convocatoria pública y la adjudicación se efectúa por mérito de precio.</li> <li>• A usuarios no regulados, generadores, o comercializadores del mercado no regulado a precios pactados libremente</li> </ul>	<p>Puede comercializar energía de la siguiente forma:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• A un comercializador de mercado regulado a precio de bolsa.</li> <li>• A un comercializador de mercado regulado a través de una convocatoria pública y la adjudicación se efectúa por mérito de precio.</li> <li>• A usuarios no regulados, generadores, o comercializadores del mercado no regulado a precios pactados libremente.</li> </ul>
TIPO DE ENERGÍA	PARTICIPACIÓN OBLIGATORIA EN EL DESPACHO CENTRAL	
Energía con garantía de potencia Mayor o igual A 20 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Participación obligatoria en bolsa de energía. Esta energía debe declararse inflexible.</li> </ul> <p>Esta energía puede ser comercializada de la siguiente forma:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• A través de la bolsa.</li> <li>• Un comercializador sin convocatoria y el precio de venta sera el precio de la bolsa de energía.</li> <li>• A un comercializador del mercado regulado a través de una convocatoria pública y la adjudicación se efectúa por mérito propio.</li> <li>• A usuarios no regulados, generadores, o comercializadores del mercado no regulado y el precio será pactado libremente.</li> </ul>	
TIPO DE ENERGÍA	CON ACCESO A DESPACHO CENTRAL	SIN ACCESO A DESPACHO CENTRAL
Energía sin garantía de potencia menor a 20 MW (opción 2)	<p>En este caso participa en bolsa. La energía excedente será vendida en bolsa. El tratamiento aplicable en cuanto al precio de oferta y liquidación será igual al aplicable para la generación inflexible.</p>	<p>En este caso no participa en bolsa y puede comercializar energía de la siguiente forma:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• A usuarios no regulados, generadores, o comercializadores del mercado no regulado a precios pactados libremente.</li> </ul>

Tabla 13. Esquemas de negociación de excedentes de energía en proyectos de cogeneración

## Participación en Cargo por Capacidad

Los cogeneradores con energía excedente con garantía de potencia tienen derecho a percibir el cargo por capacidad con base en su disponibilidad declarada y real, sin tener que competir con los demás generadores del sistema<sup>28</sup>. Se obligan, al igual que los demás generadores, al recaudo del costo equivalente en energía del cargo por capacidad (CEE).

La forma como puede acceder al cargo constituye una diferencia importante para el cogenerador, por cuanto la remuneración debida al cargo depende únicamente de su gestión de mantenimiento, sin que la entrada de nuevos agentes u otros cambios en el estado del sistema afecten su Capacidad Remunerable Teórica -CRT-.

## Determinación del Potencial de Cogeneración

Para la Industria, la Unidad ha identificado un potencial técnico de cerca de 423 MW aprovechables mediante sistemas de cogeneración, sin incluir el subsector azucarero. Distribuido por sectores económicos como lo muestra la tabla 14.

SECTOR	Potencial técnico estimado MW
Alimentos, bebidas y tabaco	145
Textil y confecciones	79
Químicos, plásticos y caucho	40
Madera y muebles	8
Papel e imprenta	98
Piedra, vidrio y cerámica	44
Calzado y cuero	9
<b>TOTAL</b>	<b>423</b>

Tabla 14. Potencial de cogeneración en la industria por sector

Así mismo, la Unidad estimó el potencial de cogeneración tanto técnica, ambiental y económicamente realizable en el sector terciario del país<sup>29</sup>, encontrándose que los subsectores que tienen mayor consumo de energía térmica cogenerable son el hotelero y hospitalario, estos resultados se presentan en la figura 25.

<sup>28</sup> Su cargo es equivalente a su disponibilidad declarada con garantía de potencia y no depende del despacho o cálculo realizado por el Centro Nacional de Despacho.

<sup>29</sup> El sector terciario corresponde a subsectores de la economía tales como la industria hotelera, el comercio, servicios de consultoría, servicios domésticos, administración pública, restaurantes, turismo.

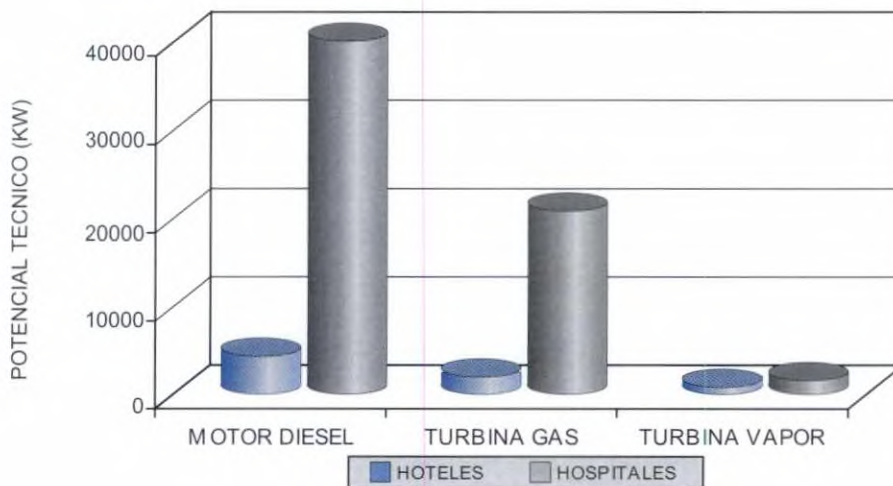


Figura 25. Potencial técnico en cogeneración por tecnología

Dado que todo el potencial establecido técnico no es atractivo económicamente, se estableció un estimativo global, en el cual se tienen en cuenta además de características técnicas, la disponibilidad, localización, precio de combustible y tarifa de compra de energía con lo cual se obtuvo una sensibilidad del potencial de cogeneración considerando tres escenarios de tarifas, resultados que se ilustran en la figura 26.

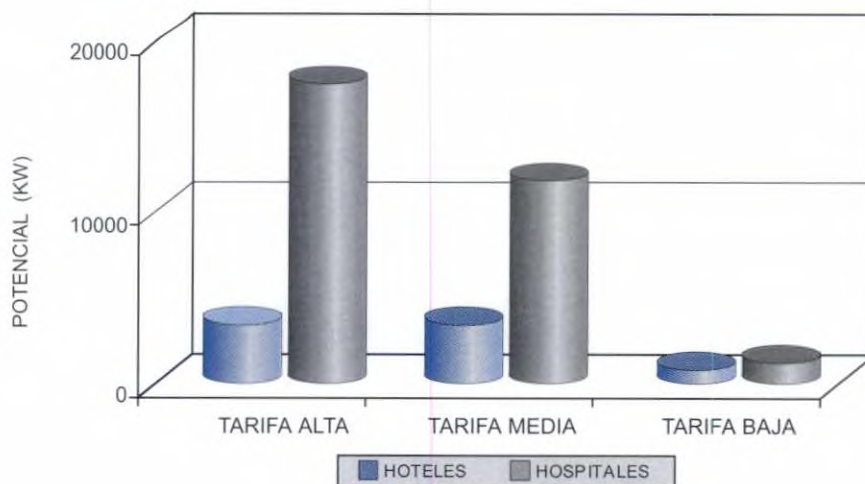


Figura 26. Potencial en cogeneración por subsector



De las anteriores figuras se puede concluir que el subsector hospitalario es el que tiene un mayor potencial técnico por tecnología para el desarrollo de proyectos de cogeneración en el sector terciario; de igual forma, bajo los escenarios de tarifas considerados el potencial en cogeneración atractivo puede fluctuar entre 1.5 MW y 18 MW.

## PEQUEÑAS Y MEDIANAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Debido a que las nuevas condiciones del subsector encomiendan a la iniciativa privada el desarrollo de nuevos proyectos de generación de energía eléctrica es de esperarse que en el mediano plazo el desarrollo hidroeléctrico se de mediante la instalación de pequeñas y medianas centrales (menos de 100 MW). Para esto es necesario que el país cuente con un catálogo amplio de opciones de generación, en el cual se identifiquen aquellas de mínimo impacto ambiental y de máximo desarrollo humano sostenible, de forma tal que sea fuente de información y de consulta para potenciales inversionistas.

En cuanto a las pequeñas centrales hidroeléctricas -PCH-, plantas de hasta 5 MW, el potencial estimado es del orden de 25000 MW de los cuales se han aprovechado cerca de 168.2 MW.

A medida que se han actualizado los estudios hidrológicos regionales y de balances hídricos se están sentando las bases para una reformulación del inventario de recursos hidroeléctricos y para una optimización del desarrollo de los recursos hídricos en sus cuencas hidrográficas.

La UPME contrató la elaboración de un modelo para seleccionar proyectos de propósito múltiple con componentes hidroeléctricos para la fase de reconocimiento; inicialmente el modelo de selección se aplicará a las cuencas de los ríos Cusiana y Patía. Tanto en la elaboración del modelo como en su aplicación se tendrá en cuenta la complementariedad hidrológica que ofrece el país.

Se recomienda al Ministerio del Medio Ambiente sustituir el Diagnóstico Ambiental de Alternativas -DAA- para los proyectos hidroeléctricos por una caracterización ambiental preliminar en la etapa de reconocimiento y una caracterización ambiental detallada en la etapa de prefactibilidad.

La unidad básica para la planificación regional y urbana es la cuenca hidrográfica. En efecto, es posible articular los componentes del desarrollo socioeconómico y cultural alrededor del agua. Para ello es necesaria una coordinación interinstitucional que involucre a los diferentes agentes económicos involucrados, de tal forma que una adecuada identificación y asignación de costos y beneficios permita un manejo coherente del recurso.

## ENERGÍAS ALTERNATIVAS

El estudio e identificación de la situación de estas alternativas energéticas en cuanto a su potencial de desarrollo están incompletos en la actualidad, por la complejidad que reviste la evaluación de algunos de ellos.

Algunas de estas fuentes, como la energía solar y eólica, tienen el inconveniente de una variación diaria de su intensidad que restringe la participación en la generación de energía eléctrica dentro de un sistema interconectado, por las oscilaciones y variaciones en la producción de energía. Una alta capacidad de generación instalada con base en este tipo de fuentes energéticas, podría causar inestabilidad en el SIN por las variaciones en la entrega de energía. Por esta razón, a nivel internacional se ha sugerido un límite del 10% en la capacidad instalada con este tipo de fuentes para utilización en redes interconectadas, lo cual representaría para el caso de Colombia, en el corto plazo, del orden de los 1.200 MW según la capacidad instalada hoy en día.

### Energía Solar

Se dispone de un alto potencial especialmente en la península de la Guajira. La distribución por regiones se presenta en la tabla 15.

REGION	Radiación Solar kWh/m <sup>2</sup> /año
Guajira <sup>30</sup>	2000-2200
Costa Atlántica	1730-2000
Orinoquía- Amazonía	1550-1900
Andina	1550-1750
Costa Pacífica	1450-1550

Tabla 15. Potencial de energía solar por región

En Colombia el aprovechamiento de la energía solar se ha desarrollado principalmente a pequeña escala, tanto en esquemas térmicos de baja temperatura, calentamiento de agua (con 50000 m<sup>2</sup>), y fotovoltaico (cerca de 2.1 MW). Sin embargo, existe la alternativa de aprovechamiento de este recurso a través de aplicaciones de media y alta temperatura. El estado actual de estas tecnologías para conexión a la red indica que algunas están pasando a fases de comercialización pero otras aún están en etapas experimentales, por lo que sus costos de implementación no son competitivos. Los costos de generación de energía con estas alternativas pueden oscilar entre US\$ 0.18 y US\$0.75/kWh dependiendo de la tecnología empleada, aunque se espera una reducción sustancial en la próxima década.

<sup>30</sup> Se toma la Guajira como una región independiente por su alto potencial.

## Energía Eólica

Dado que la información de velocidades y dirección del viento con la cual se cuenta en nuestro país tiene por finalidad primordial la meteorología, el potencial de utilización de esta fuente para usos energéticos es aún incierta. Sin embargo, mapas preliminares y trabajos puntuales indican que en la región atlántica se dispone de un potencial susceptible de aprovecharse en plantas conectadas a la red, por la existencia de vientos medios anuales superiores a los 5 m/s a 10 m de altura en algunas zonas. Igualmente, otras regiones pueden ofrecer excelentes potenciales según observaciones empíricas.

Se puede decir que la tecnología de aprovechamiento del viento ha alcanzado su madurez a nivel internacional. La mayor capacidad instalada con base en esta fuente energética se ubica en Alemania con más de 2800 MW de los cuales 800 MW se instalaron en 1998<sup>31</sup> y a escala mundial para el final de este mismo año habían cerca de 9600 MW instalados.

La principal motivación, para el desarrollo de esta y otras fuentes de energía renovable en los países europeos lo constituyen los incentivos a la producción limpia. Las cuales pueden oscilar entre 0.06 US\$/kWh a 0.12 US\$/kWh, mediante la obligatoriedad de compra de energía proveniente de fuentes de energía no contaminantes.

El costo medio de una planta eólica instalada es del orden de los US\$1000 por kW con rangos de variación entre US\$ 800 y US\$ 1500 por kW dependiendo del tamaño, tipo de turbina y lugar de instalación. En cuanto al costo de generación de la energía, este depende del patrón de comportamientos de viento y del costo de los equipos e instalación.

El período requerido para las diferentes fases de implementación de un proyecto de este tipo, basados en la experiencia internacional, puede oscilar como se indica en la tabla 16.

<b>Etapas</b>	<b>Tiempo en meses</b>
Prefactibilidad	3-6
Información sobre el recurso adicional	6-24
Factibilidad	6-12
Financiamiento y aprobación	6-24
Obtención e instalación de equipos	6-12

Tabla 16. Tiempos para el desarrollo de proyectos eólicos

<sup>31</sup> Según reporte de la Asociación Americana de Energía Eólica AWEA de enero de 1999.

Si se tiene en cuenta que algunas de las etapas anteriores se pueden traslapar en su desarrollo, se puede estimar que el tiempo de desarrollo del proyecto llevaría entre 2 y 4 años, aunque la planta puede entrar en operación antes de completarse debido a su condición de modularidad, pues cada turbina funciona independientemente de las otras.

## Biomasa

La biomasa es otra de las alternativas energéticas que puede ser aprovechada para el suministro de energía en el país en diferentes formas. Se destaca en especial la dendroenergía (bosques energéticos), que consiste en utilizar técnicamente la leña de bosques manejados sosteniblemente, como combustible para centrales térmicas de generación. Este concepto no implica la deforestación, como ha sido el uso tradicional de la leña, pues se trata de cosechar los bosques naturales o sembrados con especies vegetales de rápido crecimiento, (4 a 5 años para que sean plenamente productivas). Además, las especies vegetales deben ser adecuadas para las diferentes condiciones climáticas y de suelos y así evitar el deterioro de los suelos y de la diversidad biológica.

En nuestro país no se ha hecho una evaluación de la potencialidad de este recurso. Sin embargo, se disponen indicadores sobre la potencialidad energética en diferentes condiciones de precipitación los cuales se muestran en la tabla 17.

Precipitación mm/ año	Producción m <sup>3</sup> /ha/año	Equivalencia TEP/ha/año	Turno años	Producción TEP/ha/turno	Energía KWh/ha/turno
300- 600	3.0 -4.4	0.66 -0.8	7	4.6-5.6	13800-16800
600- 800	4.0-8.0	0.8-1.6	7	5.6-11.1	16800-33800
800-1000	15.0-25.0	3.0-5.0	7	21.0-35.0	63000-105000
> 1000	25.0-50.0	5.0-10.0	7	35.0-75.0	105000-210000

Los anteriores datos están sujetos al tipo de suelo y a las especies que se empleen.

Tabla 17. Potencial energético de la Biomasa

La dendroenergía es extensiva en espacio por lo cual limitaría los lugares en donde se podría explotar. Un número indicativo muestra que se requeriría entre 40 y 80 hectáreas por megavatio de potencia instalado para una producción continua de energía eléctrica. Esta cifra considera un área de explotación anual entre 10 a 20 hectáreas con un período de rotación de cuatro años en los cultivos. Si bien este espacio puede parecer alto, es de anotar que esta área se puede usar simultáneamente en otras actividades productivas como las silvopastoriles. Con una ventaja para este tipo de proyectos, la cual consiste en que las plantaciones absorben el carbono que se emite en la combustión de la leña.

El costo de las plantas de dendroenergía a nivel internacional es del orden de US\$1050 a US\$1500 por kW y el costo de la energía producida puede ser del orden de US\$0.03 a US\$0.07/kWh, dependiendo del costo de manejo y producción de las plantaciones.

## Geoterminia

En Colombia se han identificado tres áreas como las de mayor interés y posibilidad de aprovechamiento: Nariño, el nevado del Ruiz y Paipa. Sin embargo los potenciales de generación eléctrica no se han podido estimar a la fecha por cuanto no se cuenta con perforaciones profundas que permitan esta tarea.

En el departamento de Nariño se han realizado estudios de prefactibilidad en Chiles- Cerro Negro-Tufiño, y en el volcán Azufra. En el nevado del Ruiz, se han realizado estudios que han llegado al nivel de factibilidad. En el campo geotérmico de Paipa - Iza en Boyacá se ha llegado a estudios de prefactibilidad.

A nivel internacional la potencia instalada es de 8240 MW instalados, principalmente en Estados Unidos (2850 MW), Filipinas (1848 MW), Italia (768.5 MW), México (743 MW). Los costos de la energía producida con esta fuente se encuentran entre US\$ 0.03 y US\$ 0.05<sup>32</sup> por kWh.

<sup>32</sup> Tomado de International Geothermal Association, a diciembre de 1998.



## *Capítulo 6*

# **ANÁLISIS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO: 1998-2003**

En los análisis de corto y mediano plazo se debe tener en cuenta dos aspectos: las expectativas de crecimiento del consumo de energía y potencia en el sector eléctrico y las decisiones y avances en nuevos proyectos, que están en fase de construcción o próximos a iniciar la misma, los cuales deben ser considerados en los análisis de comportamiento y desempeño del sistema durante los próximos años.

Por lo tanto, el principal objetivo de este análisis es, observar el comportamiento del Sistema Interconectado Nacional -SIN- en el período 1998 - 2003 ante diferentes escenarios de evolución de la demanda de energía eléctrica, aportes hidrológicos y diversas alternativas de entrada de proyectos de generación, verificando al mismo tiempo la confiabilidad y seguridad en la operación del sistema.

### **INFORMACIÓN UTILIZADA**

En la evaluación, se tomó como condición inicial el estado del sistema al mes de diciembre de 1998<sup>33</sup>. La capacidad de generación inicial considerada en las simulaciones es de 12047 MW efectivos entre plantas hidroeléctricas y termoeléctricas. En el anexo 1 se presenta un listado con las plantas existentes y sus características más significativas.

<sup>33</sup> Dentro de los análisis se tuvo en cuenta los problemas en Jaguas y Calderas.

Los proyectos de generación que se tienen en cuenta en los análisis, corresponden a aquellos que se encuentran en construcción o en una etapa avanzada de definición. Como opciones adicionales para la expansión de la generación se dispone de la posibilidad de cierre de los ciclos de las plantas a gas existentes, como es el caso del cierre del ciclo en Termocentro. En la tabla 18 se presentan los proyectos considerados en el análisis de corto plazo.

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	TECNOLOGÍA
CENTRO 3	100	GCC
EMCALI*	232	GCC
CC COSTA	150	GCC
MIEL 1*	375	H
PAIPA 4**	168	C
PORCE 2*	393	H
CC INTERIOR	150	GCC
CA COSTA	300	GCA
TERMOCAFE	230	GCA
URRÁ*	340	H
TOTAL	2438	

GCC: Planta termoeléctrica a gas de ciclo combinado.

GCA: Planta termoeléctrica a gas de ciclo abierto.

C : Planta termoeléctrica a carbón.

H : Planta hidroeléctrica.

\* Proyectos en etapa de construcción.

\*\*Entró en operación comercial en enero de 1999.

Tabla 18. Proyectos considerados en los análisis del Plan de Expansión de Generación 1998 - 2003

## ALTERNATIVAS ANALIZADAS

Los análisis energéticos y la evaluación de la confiabilidad en el corto y mediano plazo se realizaron sobre cuatro alternativas de evolución de la expansión de la generación en los próximos años. Las alternativas recogen la incertidumbre asociada con 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.

Los análisis se realizaron mediante simulaciones estocásticas de la operación del sistema, utilizando el modelo MPODE<sup>34</sup>. Se emplean simulaciones con cien series hidrológicas, determinadas en función de los datos históricos del sistema que se remontan a los últimos cincuenta años e incluyendo los niveles de mínimos operativos calculados para el invierno del año 1998 y el verano 1998 - 1999.

<sup>34</sup> Modelo de Programación Dinámica Dual Estocástica.

Los escenarios hídricos utilizados buscan representar, de acuerdo con la tendencia histórica, la recuperación de los aportes, luego de un fenómeno de sequía prolongado como el que se presentó durante 1997 e inicios de 1998, para seguir luego con una disminución progresiva del nivel de caudales a partir del cuarto año, hasta llegar a niveles bajos de aportes.

Específicamente para los proyectos Urrá y Porce 2, se consideraron en el análisis retrasos en la entrada en operación que permitan reflejar los inconvenientes sufridos por estos proyectos por causa de complicaciones en la obtención de la licencia ambiental en el caso de Urrá y de incumplimiento del cronograma de trabajo por parte del subcontratista en el caso de Porce 2.

Los proyectos en construcción representan 1508 MW y agregando el cierre del ciclo combinado de Termocentro de 100 MW, el cual está por iniciar construcción, se contará con 1608 MW que ingresarán al sistema hasta el año 2003. Teniendo en cuenta la experiencia del seguimiento de los proyectos, se incluyen retardos de 3, 6 y 12 meses, respecto a la fecha reportada por sus promotores.

Si se presentan las condiciones medias esperadas de demanda e hidrología, con la capacidad adicional de 1608 MW, el sistema estará en capacidad de atender la demanda, cumpliendo con los niveles de confiabilidad establecidos por la regulación. De presentarse condiciones de baja hidrología<sup>35</sup> y demanda alta de energía, para el período 2001 al 2003 las simulaciones indican que el sistema estaría en capacidad de abastecer igualmente la demanda sin violar los niveles de confiabilidad en generación establecidos.

Las alternativas estudiadas (CP1 a CP4) se diferencian entre sí por la capacidad adicional que se considere sobre los 1608 MW mencionados anteriormente. Dichos incrementos varían progresivamente desde 0 MW para la alternativa CP1 hasta 450 MW para la alternativa CP4, tal como se ilustra en la figura 27 y en la tabla 19. Esto representaría un rango de capacidad instalada en el 2003 entre 13655 MW y 14105 MW.

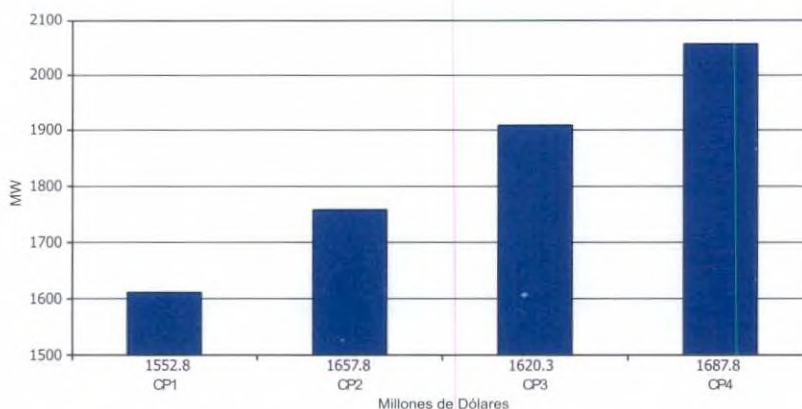


Figura 27. Capacidad adicional en las alternativas de corto plazo

<sup>35</sup> Asociados con la presencia de un fenómeno cálido del Pacífico.



AÑO	CP1			CP2			CP3			CP4		
	Gas	Carbón	Hidro	Gas	Carbón	Hidro	Gas	Carbón	Hidro	Gas	Carbón	Hidro
1999	232	168		232	168		232	168		232	168	
2000	100		340	100		340	100		340	100		340
2001			393			393	150		393	300		393
2002				150			150			150		
2003			375			375			375			375
Total (MW)	332	168	1108	482	168	1108	632	168	1108	782	168	1108
	20.65%	10.45%	68.91%	27.42%	9.56%	63.03%	33.12%	8.81%	58.07%	38.00%	8.16%	53.84%
Total 2003 (MW)	3429	961.5	9264	3579	961.5	9264	3729	961.5	9264	3879	961.5	9264
	25.11%	7.04%	67.85%	25.93%	6.97%	67.11%	26.72%	6.89%	66.39%	27.50%	6.82%	65.68%
		13654.5			13804.5			13954.5			14104.5	

Tabla 19. Alternativas de generación en el corto plazo 1999-2010

## Caso Base - Alternativa CP1

Esta alternativa contempla la instalación de 332 MW a gas, 168 MW a carbón y 1108 MW hidroeléctricos. La adición total de capacidad en este caso sería de 1608 MW, con una participación de 21% para el gas, 69% de hidroelectricidad y 10% de carbón.

Los análisis indican que la adición de generación considerada en esta alternativa permite que el sistema cumpla con los criterios de confiabilidad en la operación. En la tabla 20 se detallan los proyectos considerados y las fechas de entrada utilizadas en el análisis de la alternativa de expansión CP1. Con estos supuestos la capacidad instalada de generación en el año 2003 llegaría a 13655 MW y estaría compuesta por 26% a gas natural, 8% a carbón y 66% en hidroelectricidad.

FECHA	PLANTA	CAPACIDAD (MW)
Febrero 99	Termo Emcali	232
	Termo Paipa 4	168
Junio 00	Urrá 1	85
Agosto 00	Urrá 2	85
Octubre 00	Urrá 3	85
Diciembre 00	Urrá 4	85
Septiembre 01	Termo Centro*	100
Abril 01	Porce 21	131
Junio 01	Porce 22	131
Agosto 01	Porce 23	131
Abril 03	Miel 11	125
Julio 03	Miel 12	125
Octubre 03	Miel 13	125
Total		1608

\*Capacidad adicional a la que está en proceso de construcción.

Tabla 20. Fecha de entrada de proyectos de generación para la alternativa CP1

### Alternativa CP2

En esta alternativa se considera el cierre de un ciclo de 150 MW para enero del 2002, ya sea en la Costa Atlántica o en la región del Magdalena medio.

En este caso, de un total de 1758 MW, la instalación de plantas de generación con base en gas correspondería a un 27.5%, con base en carbón el 9.5% e hidroelectricidad el 63%. En la tabla 21 se presentan las fechas de entrada de los proyectos de generación considerados en la alternativa de expansión CP2.

Con el objetivo de evaluar la congestión y desempeño de la red de transmisión se realizaron varios análisis, considerando el cierre del ciclo combinado de 150 MW en la Costa Atlántica y en la región del Magdalena Medio.

FECHA	PLANTA	CAPACIDAD (MW)
Febrero 99	Termo Emcali	232
	Termo Paipa 4	168
Junio 00	Urrá 1	85
Agosto 00	Urrá 2	85
Octubre 00	Urrá 3	85
Diciembre 00	Urrá 4	85
Septiembre 01	Termo Centro*	100
Abril 01	Porce 21	131
Junio 01	Porce 22	131
Agosto 01	Porce 23	131
Enero 02	CC costa o interior*	150
Abril 03	Miel 11	125
Julio 03	Miel 12	125
Octubre 03	Miel 13	125
Total		1758

\*Capacidad adicional a la que está en proceso de construcción.

Tabla 21. Fecha de entrada de proyectos de generación para la alternativa CP2

### Alternativa CP3

Este caso corresponde a una situación en la que se combina el cierre de ciclo en uno de los proyectos a gas a ciclo abierto que hoy está operando (ya sea de los instalados actualmente en la Costa Atlántica o en el Magdalena medio), con la instalación de un nuevo ciclo abierto a gas en la Costa Atlántica.

La capacidad adicional correspondiente a esta alternativa es de 1908 MW, de los cuales el 33% utiliza gas natural, el 9% carbón y el 58% restante agua. En la tabla 22 se presentan las fechas de entrada de los proyectos de generación considerados en la alternativa de expansión CP3.

FECHA	PLANTA	CAPACIDAD (MW)
Febrero 99	Termo Emcali	232
	Termo Paipa 4	168
Junio 00	Urrá 1	85
Agosto 00	Urrá 2	85
Octubre 00	Urrá 3	85
Diciembre 00	Urrá 4	85
Septiembre 01	Termo Centro*	100
Enero 01	CA costa*	150
Abril 01	Porce 21	131
Junio 01	Porce 22	131
Agosto 01	Porce 23	131
Enero 02	CC costa o interior*	150
Abril 03	Miel 11	125
Julio 03	Miel 12	125
Octubre 03	Miel 13	125
<b>Total</b>		<b>1908</b>

\*Capacidad adicional a la que está en proceso de construcción.

Tabla 22. Fecha de entrada de proyectos de generación para la alternativa CP3

## Alternativa CP4

Esta alternativa considera el cierre de un ciclo combinado, bien sea en la Costa Atlántica o en el Magdalena medio, y la instalación de un nuevo ciclo abierto en la Costa de 300 MW.

La capacidad total que se adiciona es de 2058 MW, con un aumento de la participación del gas al 38% y una disminución de la participación hidroeléctrica al 54% y del carbón al 8%. En la tabla 23 se presentan las fechas de entrada de los proyectos de generación considerados en la alternativa de expansión CP4.

FECHA	PLANTA	CAPACIDAD (MW)
Febrero 99	Termo Emcali	232
	Termo Paipa 4	168
Junio 00	Urrá 1	85
Agosto 00	Urrá 2	85
Octubre 00	Urrá 3	85
Diciembre 00	Urrá 4	85
Septiembre 01	Termo Centro*	100
Enero 01	CA costa*	300
Abril 01	Porce 21	131
Junio 01	Porce 22	131
Agosto 01	Porce 23	131
Enero 02	CC costa o interior*	150
Abril 03	Miel 11	125
Julio 03	Miel 12	125
Octubre 03	Miel 13	125
<b>Total</b>		<b>2058</b>

\*Capacidad adicional a la que está en proceso de construcción.

Tabla 23. Fecha de entrada de proyectos de generación para la alternativa CP4

## ANÁLISIS ENERGÉTICO DE CORTO PLAZO

### Alternativas v.s. Criterios de Confiabilidad

Los resultados del desempeño del sistema para las diferentes alternativas muestran que se cumple con los criterios de confiabilidad y seguridad de la operación definidos por el marco regulatorio, siendo el criterio más exigente el valor esperado de racionamiento condicionado -VEREC-.

De otra parte, a medida que aumenta la capacidad instalada, según se considere en cada una de las alternativas, se logra una disminución de los costos operativos, lo cual se explica porque las plantas consideradas en la expansión ofrecen mejores niveles de eficiencia y desplazan en el despacho a plantas con menores eficiencias y mayores costos variables; además, como el sistema cuenta con una mayor capacidad térmica, se puede llevar a cabo un manejo más flexible del recurso hidráulico.

### Evolución de las reservas hídricas

Las alternativas de expansión en el corto plazo presentan un comportamiento muy relacionado con la evolución de las reservas hídricas, determinadas principalmente por los aportes hídricos esperados y su disminución en las épocas de verano, como se puede observar en la figura 28.

Todas las alternativas presentan niveles promedio de embalse superiores a los mínimos operativos, con valores más cercanos al mínimo operativo superior en los meses de abril de cada año del horizonte.

Al final del horizonte se presenta una recuperación de las reservas hídricas que en parte se explica por la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico Miel 1 en el período de abril a octubre del 2003.

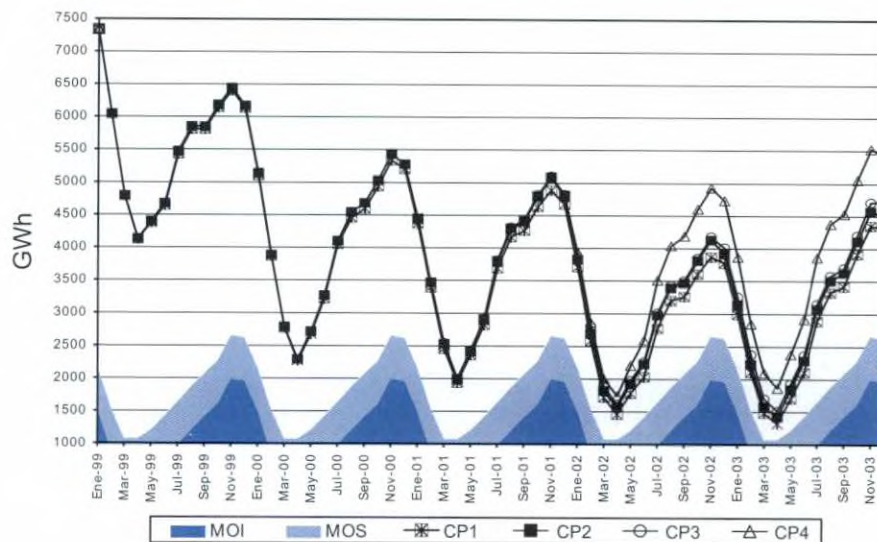


Figura 28. Evolución de las reservas hídricas para las alternativas de corto plazo

## Generación Termo e Hidroeléctrica

En todas las alternativas se obtiene un comportamiento promedio similar en cuanto al uso de los recursos de generación hidroeléctrica. Se espera que los niveles mínimos de generación hidroeléctrica (en promedio sobre las series estocásticas) se presenten en abril del 2002 y marzo del 2003, con generaciones promedio entre 80 GWh/día y 85 GWh/día. En las cuatro alternativas se observa que hacia los meses de septiembre y octubre del 2003 la generación hidráulica alcanza valores entre 105 y 110 GWh/día. La evolución de esta variable se presenta en la figura 29.

En general, para las cuatro alternativas se espera que en el 2003 la proporción de demanda atendida con recursos hídricos disminuya de 80% a 70%. En la tabla 24 se presentan las proporciones esperadas para cada verano del horizonte.



Figura 29. Generación hidroeléctrica esperada en las alternativas de corto plazo

PERIODO	Porcentaje de la demanda atendida con generación hidroeléctrica				Porcentaje de la demanda atendida con generación termoeléctrica			
	CP1	CP2	CP3	CP4	CP1	CP2	CP3	CP4
Verano 99-00	77.76	78.01	78.01	78.01	22.24	21.99	21.99	21.99
Verano 00-01	75.92	76.38	76.32	76.30	24.08	23.62	23.68	23.70
Verano 01-02	72.25	72.05	72.89	72.73	27.75	27.95	27.11	27.27
Verano 02-03	66.23	69.19	67.15	67.13	33.77	30.81	32.85	32.87

Tabla 24. Porcentaje promedio de la demanda atendida con recursos hidráulicos y térmicos

En cuanto a la generación termoeléctrica, se esperan niveles mensuales promedio máximos de 56 GWh/día en los meses de febrero y marzo del 2003 (40 GWh/día utilizando gas natural en la Costa Atlántica, 8 GWh/día usando gas natural en el interior del país y 8 GWh/día de generación a carbón). Como se puede observar en la tabla 24 se espera que con la generación térmica se atienda en promedio hasta un 30% de la demanda de energía eléctrica hacia el final del horizonte. Los niveles medios esperados de generación a gas natural y carbón se presentan en las figuras 30 y 31.

Cuando se simula la presencia de un Fenómeno del Pacífico en los años 2001 - 2002, similar al ocurrido en 1991-1992, se presentan niveles máximos de generación térmica de 65 GWh/día en el verano 2001 - 2002 (50% de la demanda) y de 38 GWh/día en el invierno 2001 (30% de la demanda). En el caso de que dicho evento se presente en los años 2002 - 2003, se obtendría una generación térmica promedio de 66 GWh/día en el verano 2002 - 2003 y de 35 GWh/día en el invierno 02.

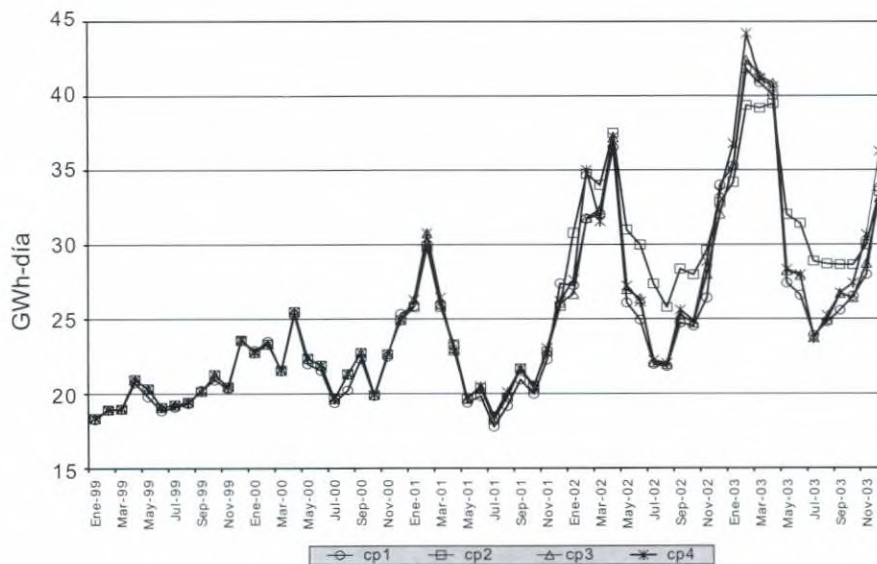


Figura 30. Generación esperada con gas natural en las alternativas de corto plazo

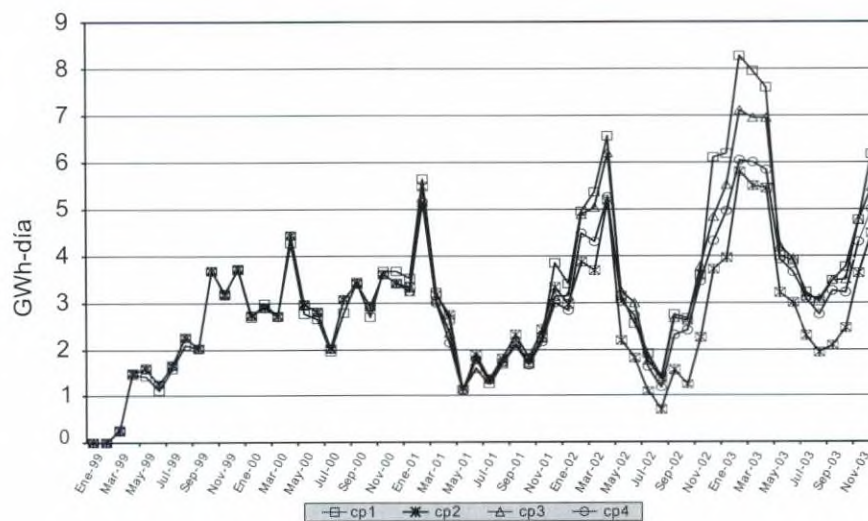


Figura 31. Generación esperada con carbón en las alternativas de corto plazo.

## Factores de utilización

En el parque térmico, el factor de utilización promedio va aumentando con el tiempo, pasando de 35% a 60% en los períodos de verano; y de 29% a 40% en los de invierno. Por otra parte, en las plantas hidroeléctricas estos factores se ubican entre 47% y 57% en la estación de invierno. En la tabla 25 se detallan los factores de utilización por recurso en cada período climático.

PERIODO	Factor de utilización térmico promedio (%)				Factor de utilización hidro promedio (%)			
	CP1	CP2	CP3	CP4	CP1	CP2	CP3	CP4
Verano 99-00	35.55	35.58	35.58	35.58	54.13	54.12	54.12	54.12
Verano 00-01	39.92	39.58	38.56	38.11	52.27	52.41	52.37	52.36
Verano 01-02	46.84	46.34	43.47	42.31	49.61	49.30	49.89	49.78
Verano 02-03	59.65	53.08	54.72	53.01	47.30	49.32	47.82	47.80
Invierno 99	29.05	29.43	29.43	29.43	56.51	56.34	56.34	56.34
Invierno 00	32.08	32.76	32.76	32.76	55.78	55.49	55.49	55.49
Invierno 01	28.59	29.50	28.44	27.53	56.77	56.39	56.41	56.39
Invierno 02	35.22	38.20	33.94	32.83	56.24	54.49	55.82	55.83
Invierno 03	39.02	41.09	37.26	36.30	55.97	54.59	55.67	55.56

Tabla 25. Factor de utilización promedio en cada período climático para cada tipo de recurso energético.

### Costos Marginales

Los costos marginales, resultantes del despacho ideal realizado en las simulaciones, están basados en los costos de suministro y transporte de combustibles y en los costos variables de administración, operación y mantenimiento de las plantas, e incluyen el costo equivalente de energía -CEE-, correspondiente al Cargo por Capacidad, asumido como 10.5 US\$/MWh constantes de diciembre de 1997<sup>36</sup>.

Los costos marginales del período de máxima demanda, así como los promedio, alcanzan los mayores niveles en el mes de febrero del 2003 con niveles cercanos a 30 US\$/MWh, tal como se aprecia en las figuras 32 y 33.

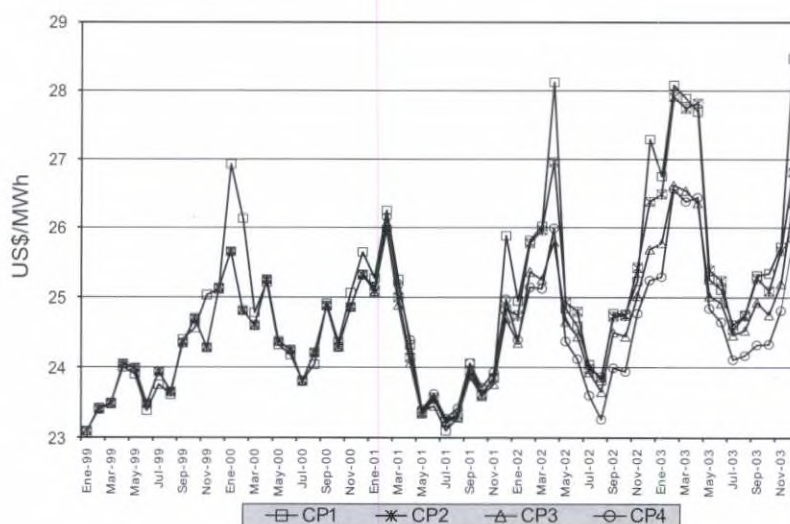


Figura 32. Costos marginales mensuales promedio, máxima demanda.

\* Tasa de cambio utilizada para diciembre de 1997 \$1114 pesos por dólar.



Los costos marginales promedio y de máxima demanda registran valores medios entre 24 US\$/MWh y 25 US\$/MWh para las alternativas CP1 a CP4. En la tabla 26 se presentan los costos marginales para las estaciones climáticas del horizonte 1998 - 2003.

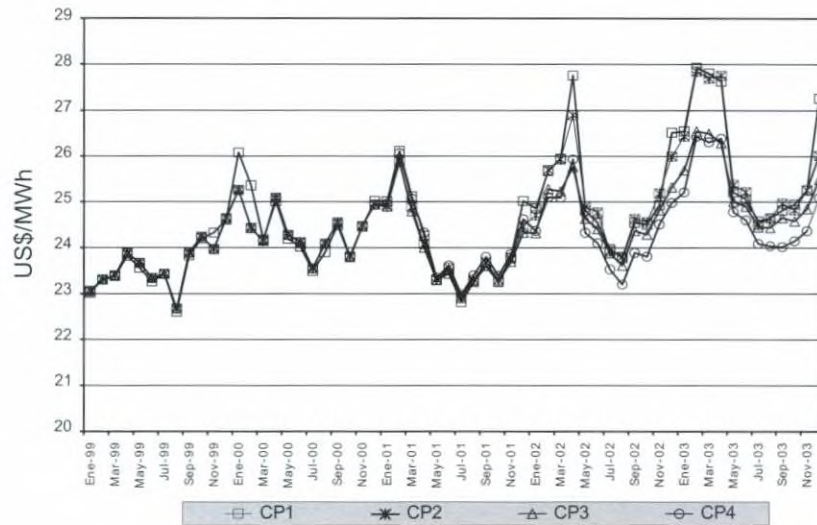


Figura 33. Costos marginales mensuales promedio

PERIODO	Costo marginal promedio (US\$/MWh)				Costo marginal de punta (US\$/MWh)			
	CP1	CP2	CP3	CP4	CP1	CP2	CP3	CP4
Verano 99-00	24.91	24.49	24.49	24.49	26.93	25.65	25.65	25.65
Verano 00-01	25.15	25.02	25.00	25.10	26.25	25.97	25.97	26.15
Verano 01-02	25.06	24.91	24.57	24.61	26.02	25.96	25.36	25.14
Verano 02-03	26.75	26.64	25.78	25.49	28.08	27.91	26.62	26.56
Invierno 99	23.53	23.59	23.59	23.59	23.94	24.02	24.02	24.02
Invierno 00	24.13	24.21	24.21	24.21	24.40	24.44	24.44	24.44
Invierno 01	23.42	23.46	23.41	23.55	23.60	23.60	23.56	23.70
Invierno 02	24.85	24.79	24.42	24.11	24.99	24.86	24.49	24.18
Invierno 03	24.93	24.97	24.70	24.29	25.16	25.13	24.83	24.46

Tabla 26. Costos marginales promedio y de máxima demanda, para cada período climático.

La presencia de una condición seca debida a la ocurrencia de un Fenómeno del Pacífico en el periodo 2001-2002 puede llevar a costos marginales promedio de 30 US\$/MWh en el verano 2001 - 2002 y de 45 US\$/MWh y 100 US\$/MWh en diciembre del 2002 y abril del 2003 respectivamente, tal como se puede observar en la figura 34. Se espera que dado este evento los costos marginales alcancen valores hasta de 100 US\$/MWh.

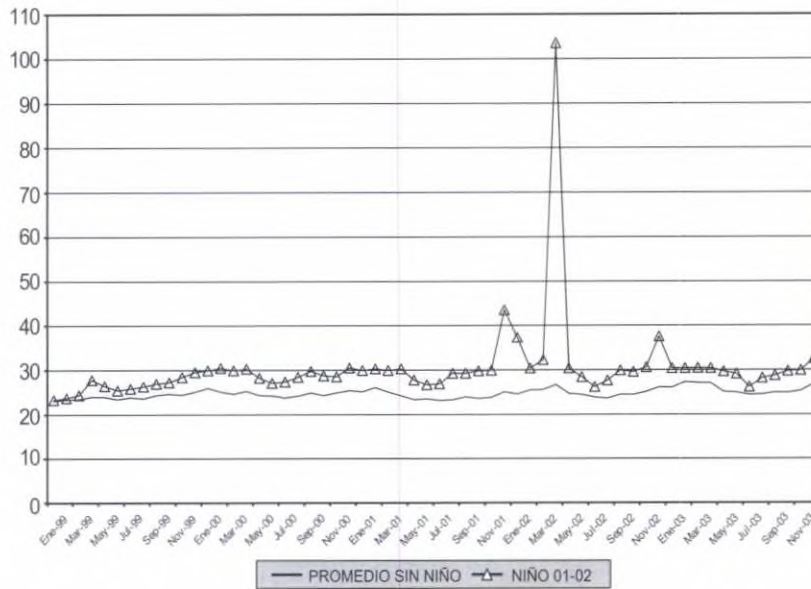


Figura 34. Costos marginales mensuales promedio en el evento de un Fenómeno del Pacífico (US\$/MWh)

### ANÁLISIS DE COMBUSTIBLES PARA EL CORTO PLAZO

Actualmente se consume gas natural en los sectores residencial (calentamiento de agua y cocción), comercial, industrial, transporte, Ecopetrol, petroquímico y generación eléctrica. Según las proyecciones de demanda que se tienen para el período analizado, habrá un crecimiento fuerte en la demanda de los sectores diferentes al termoeléctrico, debido al desarrollo de los planes de masificación de gas natural y gas natural vehicular, que se están llevando a cabo actualmente. En la figura 35 se presenta la demanda esperada por sectores para el lapso 1998-2003.

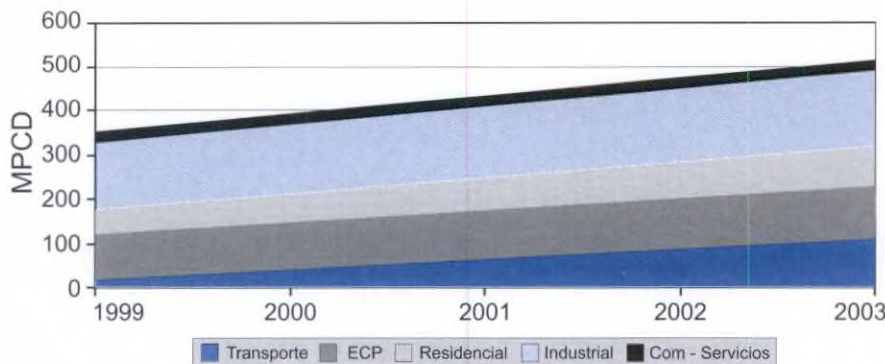


Figura 35. Demanda de gas natural, sectores diferentes al termoeléctrico

Respecto al consumo de gas para el sector eléctrico, se encuentra que su demanda está determinada fundamentalmente por la variable hidrológica. De acuerdo con las simulaciones estocásticas de la operación del sistema se esperan consumos de gas natural para este sector del orden de 125 a 350 MPCD en los veranos de los años 1999, 2000 y 2001. Para los veranos de los años 2002 y 2003 se esperan consumos medios de hasta 410 MPCD. Ver figura 36.

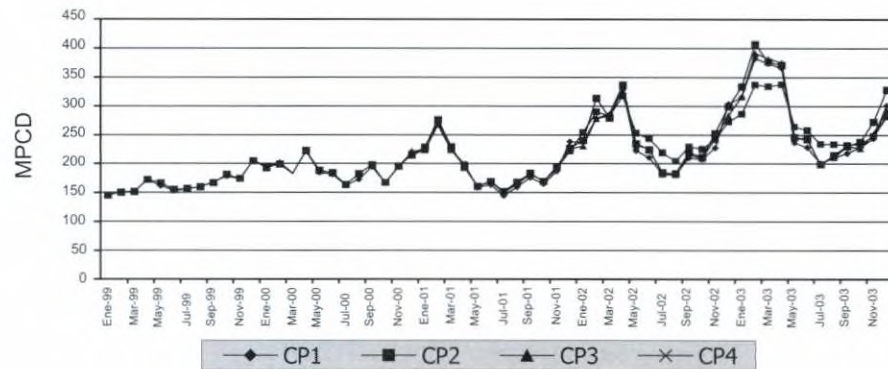


Figura 36. Consumo promedio de gas natural para generación eléctrica

## Análisis de Sensibilidad del Consumo de Gas Natural

Para realizar un análisis del comportamiento del consumo en diferentes escenarios hidrológicos se tomó como alternativa de referencia la CP1. Adicionalmente, se dividió la red de gas en dos subsistemas, costa e interior. El análisis se presenta para cuatro condiciones diferentes:

- Promedio, corresponde al promedio del despacho de las 100 hidrologías.
- Alto, máxima demanda, corresponde al consumo máximo mensual.
- 90% Probabilidad de no ser excedido -PNSE-, corresponde a la demanda que se presentaría mensualmente para atender todas las hidrologías, exceptuando las 10 más críticas.
- 95% de probabilidad de no ser excedido -PNSE-, igual al caso anterior sin considerar las 5 hidrologías más exigentes.

Los consumos de gas así obtenidos se presentan en las figuras 37 y 38.

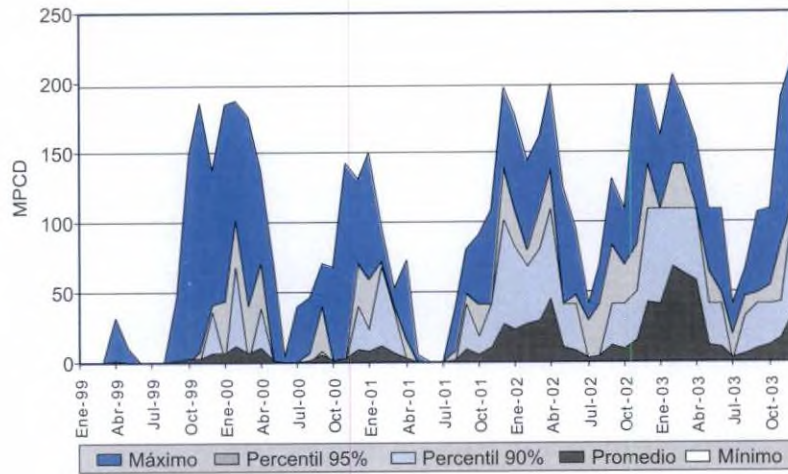


Figura 37. Consumo de gas en el Interior, alternativa CP1

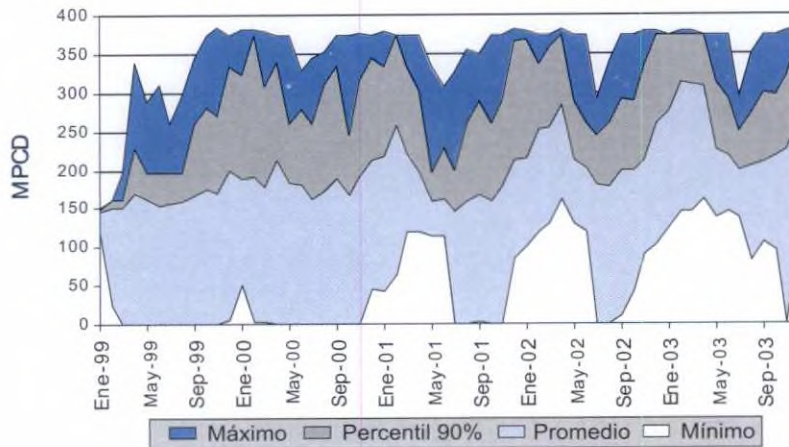


Figura 38. Consumo de gas en la Costa, alternativa CP1

En la figura 37 se observa que en el Interior las diferencias entre los consumos máximos esperados y los del 95% PNSE son, en algunos meses del año, de hasta de 170 MPCD; estas diferencias corresponden aproximadamente al 40% de la demanda de gas en 1999. En la Costa Atlántica hay también diferencias, según se aprecia en la figura 38, las cuales son hasta de 100 MPCD, y corresponderían al 20% de la demanda en 1999. Las diferencias máximas entre el 90% y el 95% PNSE son del orden de los 80 MPCD, tanto para la Costa Atlántica como para el Interior.

En la tabla 27 se presentan los consumos de gas natural promedio en cada una de las alternativas.

PERIODO	Consumo de gas en la costa (MPCD)				Consumo de gas en el interior (MPCD)			
	CP1	CP2	CP3	CP4	CP1	CP2	CP3	CP4
Verano 99-00	185.15	185.19	185.19	185.19	6.73	6.29	6.29	6.29
Verano 00-01	219.42	218.63	222.79	223.96	7.19	6.54	5.44	5.27
Verano 01-02	221.56	232.45	223.83	239.91	23.26	16.60	19.56	11.31
Verano 02-03	274.53	271.23	281.60	312.55	46.06	24.00	42.65	22.09
Invierno 99	163.24	165.35	165.35	165.35	0.60	0.73	0.73	0.73
Invierno 00	180.24	183.87	183.87	183.87	2.74	3.03	3.03	3.03
Invierno 01	163.50	167.41	168.47	169.70	2.58	3.30	2.30	1.54
Invierno 02	206.69	234.41	213.24	222.75	12.87	7.49	12.89	4.99
Invierno 03	213.91	239.76	219.81	231.14	9.56	4.31	10.01	4.25

Tabla 27. Consumo de gas natural, alternativas de corto plazo

## Necesidades de Producción y Transporte de Gas Natural

A continuación se presentan los requisitos de transporte y producción que se encontraron al analizar el consumo en la condición extrema de hidrología en los diferentes escenarios estudiados. Para esto, se ha dividido el sistema en Costa Atlántica e Interior del país.

### Interior

Al comparar los consumos de gas natural obtenidos con las alternativas CP1, CP2, CP3 y CP4 (ver figura 39), se observa que son similares en todas las alternativas revisadas, especialmente hasta diciembre de 1999. A partir de esta fecha se presentan leves diferencias. Para el análisis de necesidades de suministro y transporte se tomó la alternativa CP4 por ser la más exigente de las cuatro en condiciones críticas de hidrología.



Figura 39. Consumo máximo de gas en el interior

Para determinar las necesidades del sistema de transporte de gas se tuvo en cuenta la demanda media de los otros sectores (residencial, comercial, industrial, petroquímico y transporte) y un escenario de producción (oferta) suministrado por Ecopetrol, el cual implica un aumento de la producción de gas del Piedemonte (Cusiana/Cupiagua), como se presenta en la tabla 28.

Año	Importación (MPCD)	Costa Santanderes (MPCD)	Huila-Tolima (MPCD)	Gas Piedemonte (MPCD)
1999	200	90.4	21	29
2000	200	85.2	24	74
2001	200	82.7	22	167
2002	200	67.2	18	210
2003	200	52.7	11	254

Fuente: Ecopetrol

Tabla 28. Oferta de gas para el interior con desarrollo Cusiana-Piedemonte

Si no se incluye dentro de la oferta el desarrollo esperado de Cusiana-Piedemonte, la disponibilidad de gas se mantendría en el orden de 25 MPCD. Haciendo un balance general oferta - demanda incluido el desarrollo esperado de Cusiana - Piedemonte, y teniendo en cuenta la capacidad de sustitución existente en el interior, 79 MPCD, se obtienen los resultados que contiene la figura 40. De los 79 MPCD posibles de sustituir, 60 MPCD pueden ser reemplazados en la refinería de Barrancabermeja y los 19 restantes en Termobarranca<sup>37</sup>.

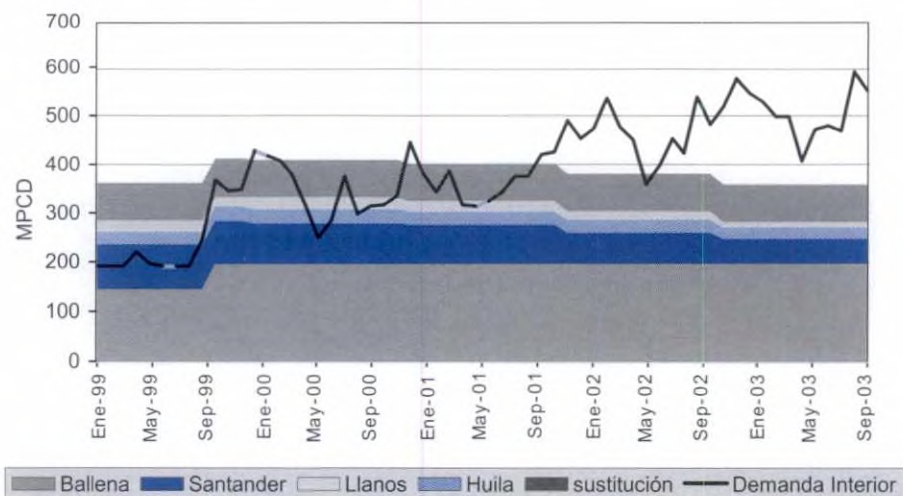


Figura 40. Balance oferta - demanda en el interior del país

<sup>37</sup> De acuerdo con la información suministrada por Termosantander

Bajo estos escenarios máximos de generación eléctrica y demanda media de los demás sectores, en el período analizado (1998-2003), será necesaria la ampliación del tramo Ballena-Barranca a 200 MPCD, a partir de 1999. Adicionalmente, será necesario tratar gas proveniente del Piedemonte para que pueda entrar al sistema. Igualmente continuar con la conversión de poliducto al gasoducto del tramo El Porvenir - La Belleza (ver figura 41). Estas dos últimas acciones son importantes para brindar mayor confiabilidad al sistema.

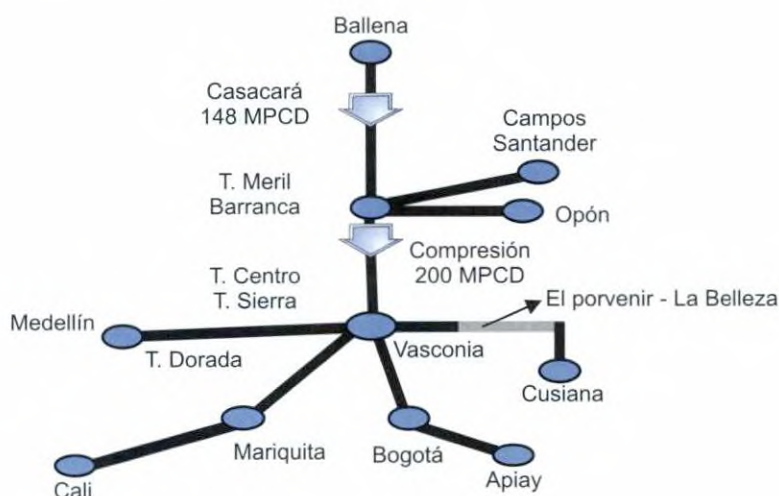


Figura 41. Esquema del sistema de transporte de gas

En el año 2003 sería necesaria una producción adicional de 40 MPCD a la propuesta de Ecopetrol. Esta adición podría provenir de la Guajira o del Piedemonte Llanero. Si el origen es la Guajira, ello implicaría una ampliación de 50 MPCD en la capacidad de transporte del sistema que conecta la Costa con el interior, la cual se podría llevar a cabo de diferentes maneras: como aumento de compresión (se lograría con 3 estaciones compresoras adicionales), construcción de un Loop, o una combinación de las dos anteriores. Si el gas adicional proviene del Piedemonte, sería necesario construir un Loop de 24" de diámetro en el tramo La Belleza-Vasconia.

## Costa Atlántica

De nuevo se compararon los consumos de gas obtenidos para las alternativas CP1 a CP4; estos resultados se presentan en la figura 42. Se escogió la estrategia CP1 por que presenta un mayor consumo y se considera la más factible en el corto plazo.

Siguiendo el mismo procedimiento de análisis para el interior del país, se utilizaron las demandas de los otros sectores y la oferta disponible, construyendo así un escenario para la Costa Atlántica. El balance resultante se presenta en la figura 43.

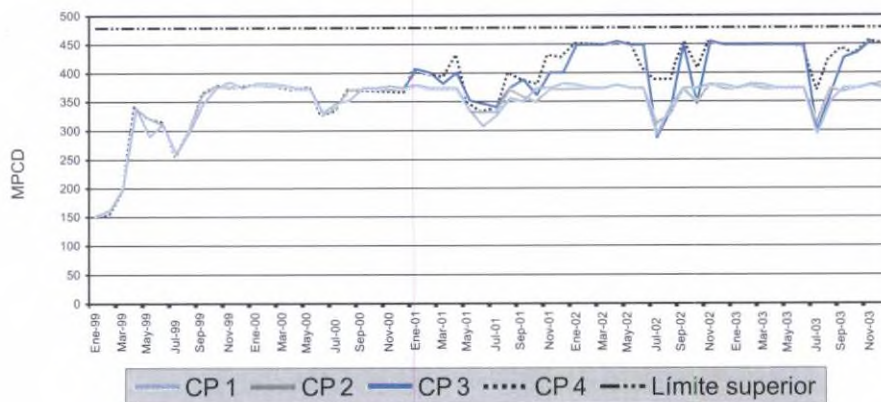


Figura 42. Consumo máximo de gas en la Costa Atlántica

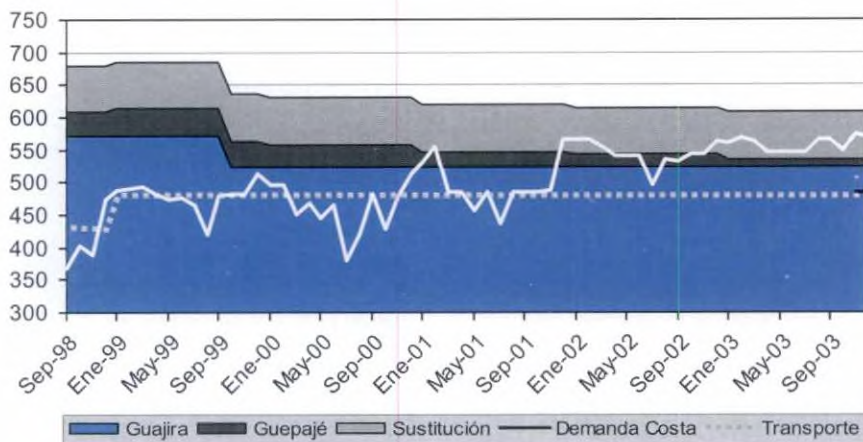


Figura 43. Balance oferta - demanda en la Costa Atlántica

De los resultados obtenidos se concluye que es necesaria la ampliación de compresión en Palomino, para obtener un aumento en la capacidad de transporte de 50 MPCD. Adicionalmente se encuentra que a partir del 2002 es necesario realizar una nueva ampliación de aproximadamente 60 MPCD, que podría llevarse a cabo mediante un loop de 20" y 69 km.

La capacidad de sustitución en la Costa Atlántica es de 97 MPCD. De este total, 28 MPCD pueden ser sustituidos en Termoguajira por carbón, 24 MPCD en Termobarranquilla y 45 MPCD en Termocartagena, en estos dos casos utilizando fuel oil. Sin embargo, del comportamiento observado durante el pasado Fenómeno del Pacífico, se concluyó que la máxima capacidad efectiva de sustitución es de 72 MPCD.



En la medida en que se pueda manejar la capacidad de sustitución existente, se podrá posponer la ampliación anterior, ya que el posible déficit en transporte sería cubierto mediante sustitución.

De acuerdo con los análisis anteriores las obras que se requerirán en el sector gas para el horizonte 1998-2003, para atender apropiadamente la demanda de gas, son las que se presentan en las tablas 29 a 31.

Costa Atlántica	Refinería: 6,5 MPCD Termobarranquilla: 24 MPCD Termocartagena: 45 MPCD Termoguajira: 28 MPCD TOTAL COSTA: 103,5 MPCD
Interior del País	Refinería: 60 MPCD Termobarranca: 19 MPCD TOTAL INTERIOR: 79 MPCD
<b>TOTAL PAIS</b>	<b>182,5 MPCD</b>

Tabla 29. Resumen de la sustitución posible

AÑO	SIN SUSTITUCION		CON SUSTITUCION	
	COSTA	INTERIOR	COSTA	INTERIOR
	AUMENTO CAPACIDAD (MPCD)	AUMENTO CAPACIDAD (MPCD)	AUMENTO CAPACIDAD (MPCD)	AUMENTO CAPACIDAD (MPCD)
1999	-	Conversión y 50*	-	Conversión y 50*
2000	-	-	-	-
2001	-	-	-	-
2002	60	50	-	-
2003	-	-	-	-

\*En construcción.

Tabla 30. Necesidades de ampliación en la capacidad de transporte de gas natural

OPCIONES POSIBLES	Requisitos compresión Adicionales (HP)		Loop	
	AÑO		Longitud (Km)	Diámetro (pulgadas)
Ballena-Barranca (Compresión)	2002	18500		
Ballena-Barranca (Loop+compresión)	2002	12000	163	20
Aumento Piedemonte	2002			24

Tabla 31. Ampliación del sistema de transporte de gas natural en el Interior

## CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE CORTO PLAZO

Los diferentes análisis realizados indican que en condiciones de evolución normal<sup>38</sup> de los aportes hidrológicos, con la entrada de los proyectos que se encuentran en construcción y adicionando el ingreso del ciclo combinado de Termo Centro, el Sistema Interconectado Nacional no presentaría problemas en la atención de la demanda de energía eléctrica dentro de los límites de confiabilidad establecidos.

Dadas las actuales condiciones de disponibilidad de producción y transporte de gas natural, se estima que la opción más económica para expandir la capacidad de generación es usando este combustible, en primer lugar por el cierre de los ciclos combinados en las plantas donde se tiene previsto. En segundo término, por la instalación de plantas a gas de ciclo abierto, cuya ubicación depende de la holgura de la red de transmisión y de la capacidad disponible de la red de gasoductos. Finalmente, otra alternativa sería la instalación de plantas en boca de pozo, si se puede contar con desarrollos tempranos de la producción de gas del piedemonte.

La alternativa de cierre de ciclos es más eficiente para el sistema, si se tiene en cuenta que representa un aumento en la capacidad de generación, con un aumento de eficiencia en la utilización del gas natural, sin aumentar su consumo y por ende, minimizando las necesidades de expansión de la red de gasoductos.

## ANÁLISIS DE LA TRANSMISIÓN

La metodología utilizada por la Unidad de Planeación para determinar el plan de expansión de transmisión en el corto plazo (1998-2003) se resume de la siguiente manera.

A partir de los resultados del escenario medio de demanda nacional de potencia, se asignó la demanda por áreas, de acuerdo con la distribución presentada para el día pico de 1997. Igualmente, en los nodos del STN se distribuyó la demanda de cada área con los factores suministrados por las empresas operadoras.

El análisis del comportamiento y desempeño del STN se simuló bajo condiciones de mayor exigencia de las redes, para lo cual se utilizaron los escenarios de máxima generación térmica e hidráulica, tanto en demanda máxima como en demanda mínima.

Dentro del análisis se tuvieron en cuenta las fechas de entrada de las obras reportadas por las empresas para los proyectos que están en proceso de construcción. Igualmente se revisaron las fechas de entrada de los proyectos definidos como en pre- construcción por la Resolución CREG 051 de 1998.

<sup>38</sup> Entendido como los valores medios históricos

La evaluación de los resultados se hizo aplicando los siguientes criterios de planeamiento y operación establecidos en la Resolución CREG 025 de 1995:

- Los niveles de tensión para nodos de 220 kV en operación normal deben estar entre el 90% y el 110% del valor nominal de tensión.
- Los niveles de tensión para nodos de 500 kV deben estar en condiciones normales entre el 90% y el 105% del valor nominal de tensión
- No se permiten sobrecargas en los elementos del STN en operación normal.
- El análisis de confiabilidad se hace con el método determinístico que utiliza el criterio N-1, según el cual el STN debe ser capaz de transportar en estado estable la energía desde los centros de generación hasta la subestaciones de carga, en caso de indisponibilidad de un circuito de transmisión a la vez, con excepción de los circuitos radiales, sin violar los límites de tensión ya mencionados y evitando sobrecargas mayores al 30% en líneas y al 15% en transformadores.

Para definir las obras básicas necesarias para garantizar las condiciones de calidad en la operación del STN al mínimo costo, se realizaron análisis probabilísticos de los factores que determinan tales condiciones, encontrando que las obras requeridas por el plan de expansión son las que se relacionan en las tablas 32 y 33. Estas obras se pueden dividir entre aquellas que se encuentran en proceso de construcción o preconstrucción y las recomendadas por la UPME como adicionales.

AÑO	LONGITUD km	LÍNEAS RECONFIGURACIÓN		LÍNEAS NUEVAS		JUSTIFICACIÓN	
		DE	A	DE	A		
1998	121 29	Popayán	Juanchito	Popayán Páez	Páez Juanchito	Crecimiento de demanda en el Valle del Cauca.	
	7.4	Termoflores	Sabana 2	Termoflores	Nva. Bquilla.	Aumento de la capacidad de generación en la zona.	
	46			Sabana 2	Nva. Bquilla.		
	7.4	Termoflores	Tébsa	Termoflores Tébsa	Nva. Bquilla. Nva. Bquilla.		
	22.5					Disminución del nivel de corto circuito en San Carlos y aumento de la capacidad de exportación del centro a Bogotá.	
	67	San Carlos 2	Guatape	Guatape	La Sierra		
	97.1	San Carlos 2	La Sierra	Purnio	La Sierra		
	70			San Carlos 2	La Sierra		
			Guadalupe	Barbosa	Guadalupe	Occidente	
	81.2	Occidente	Tasajera				
16				Tasajera	Bello	Crecimiento de demanda	

Tabla 32. Líneas de transmisión en construcción 1998-2003

AÑO	LONGITUD km	LINEAS RECONFIGURACIÓN		LÍNEAS NUEVAS		JUSTIFICACIÓN
		DE	A	DE	A	
1999	160	Paipa	Bmanga.	Nva. Paipa	Nva. Bmanga	Aumento de la capacidad de importación en el área del Nordeste y aumento de la confiabilidad en el suministro de energía. Disminución de la restricción por tensión en el área del Nordeste.
	15	Paipa	Chivor	Paipa	Nva. Paipa	
	134.7	Paipa	Chivor	Nva. Paipa	Chivor	
	15	Paipa	Chivor	Paipa	Nva. Paipa	
	134.7	Paipa	Chivor	Nva. Paipa	Chivor	
	14	Palos	Comuneros	Palos	Nva. Bmanga.	
	76.1			Nva. Bmanga.	Comuneros	
	160			Nva. Paipa	Nva. Bmanga.	
	37.5			Nva. Bmanga.	Bmanga.	
	211.5			San Carlos 2	Virginia 2	
	169.4			Virginia 2	San Marcos	Aumento de la capacidad de exportación entre Barranquilla y Sabana.
	46			Sabana 2	Nva. Bquilla.	
	46			Sabana 2	Nva. Bquilla.	Disminución de la restricción en Guajira a una unidad y aumento de la confiabilidad
	92.6			Sabana	Fundación	
	84	Cerromatoso 1	Urrá	Cerromatoso 2	Urrá	Nueva generación.
	84			Cerromatoso 2	Urrá	
	48.6	Urabá	Urrá	Urabá	Urrá	Conversión de 115 a 230 kv
	68.2			Salto	Bello	Crecimiento de la demanda
	44.4			Salto	Barbosa	Crecimiento de la demanda
	104			Primavera	Playas	Aumento de la capacidad de exportación del Magdalena medio, eliminando la restricción por alta generación en Bogotá y baja en la zona de EEPPM.
22			Hermosa	Virginia	Aumento de la confiabilidad	
23.6	Esmeralda	San Marcos	Esmeralda	Virginia	Aumento de la demanda en el área de CHEC	
169.4			Virginia	San Marcos		
23.6	Esmeralda	Cartago	Esmeralda	Virginia		
18.4			Virginia	Cartago		
50.7			Porce	Barbosa	Nueva Generación	
9.83			Porce	Salto		
2			Porce	Guadalupe		
87.7	Cartago	San Marcos	Cartago	Tuluá	Crecimiento de la demanda en el Valle.	
71.4			Tuluá	San Marcos		
211.5	San Carlos 220	Virginia 220	San Carlos 500	Virginia 500	Conversión de la línea de 230 a 500 Kv	
169.4	Virginia 220	S.Marcos 220	Virginia 500	S. Marcos 500		
37.5	Bmanga.	Barranca	Bmanga.	Nva. Bmanga.	Aumento de la capacidad de importación en la zona.	
52.2			Nva. Bmanga.	Barranca		
13.7	Circo	Guavio	Circo	Mirador	Crecimiento de la demanda en la zona de Bogotá.	
93.6			Mirador	Guavio		
12	Torca	Guavio	Torca	Mirador		
93.6			Mirador	Guavio		
91.1	Purnio	La Sierra	Purnio	San Carlos	Aumento de la capacidad de importación del área de Bogotá.	
97.1	San Carlos	La Sierra	Purnio	La Sierra		
97.1			Purnio	La Sierra		
73.7			San Felipe	Purnio		
73.7			San Felipe	Purnio		
40	San Felipe	Purnio	San Felipe	Miel		Nueva generación.
25			Miel	Purnio		
40	San Felipe	Purnio	San Felipe	Miel		
25			Miel	Purnio		

Continuación Tabla 32. Líneas de transmisión en construcción 1998-2003

AÑO	TENSIÓN	SUBESTACIONES	TRANSFORMADOR		
	kV		DE	A	MVA
1998	220	Páez Nva. Bquilla Bello	Sabana 5	Sabana 2	450
	220				
	220				
	500/220				
1999	220	Virginia Nva. Bmanga. Nva. Paipa Urrá Urabá	Cerromatoso 5	Cerromatoso 2	360
	220				
	220				
	220				
	500/220				
2000	220	Porce Tuluá Virginia San Marcos	Virginia 5 San Marcos 5	Virginia 2 San Marcos 2	450 450
	220				
	500				
	500				
	500/220				
2001	220	Mirador			
2003	220	Miel			

Tabla 33. Subestaciones y Transformadores en construcción 1998-2003

Los análisis de desempeño de las redes realizados para los diferentes años del período en estudio indicaron que es recomendable adicionar al sistema las siguientes obras, de tal forma que se eliminen las restricciones en las áreas de Cartagena y Nordeste.

- Línea de transmisión a 230 kV, en circuito sencillo Primavera - Nueva Bucaramanga - Tasajero con una longitud aproximada de 266 km, sus correspondientes módulos de línea en las subestaciones: Primavera, Nueva Bucaramanga y Tasajero.
- Línea de transmisión a 230 kV, en circuito sencillo Sabana- Cartagena con una longitud aproximada de 85 km, con sus correspondientes módulos de línea en las subestaciones Sabana y Cartagena.
- Las compensaciones asociadas con la eliminación total de las restricciones de las áreas de Cartagena y Nordeste, distribuidos: 40 MVAR en Ternera y 30 MVAR en Cartagena a nivel de 66 kV o menos y 20 MVAR en Cúcuta.

Para la ejecución de estas obras se deberá aplicar la normatividad vigente en las resoluciones Creg 051 de 1998 y 004 de 1999, acerca de la cual se presenta una breve descripción. En las figuras 44 y 45 se presentan los unifilares del sistema interconectado actual y el proyectado para el año 2003 en el cual se incluyen las obras de las convocatorias públicas internacionales.

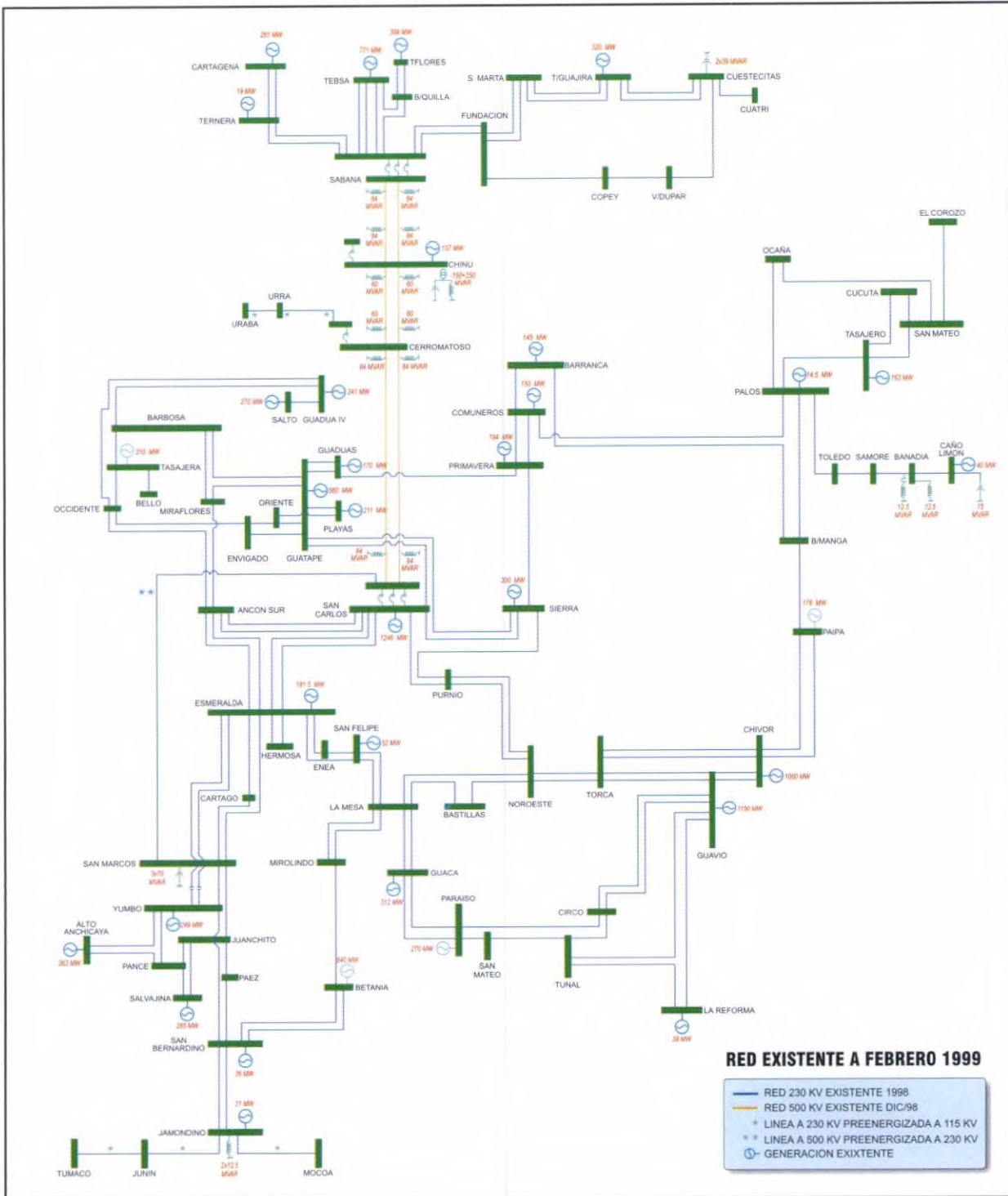


Figura 44. Unifilar del Sistema Interconectado Nacional para el año 1999

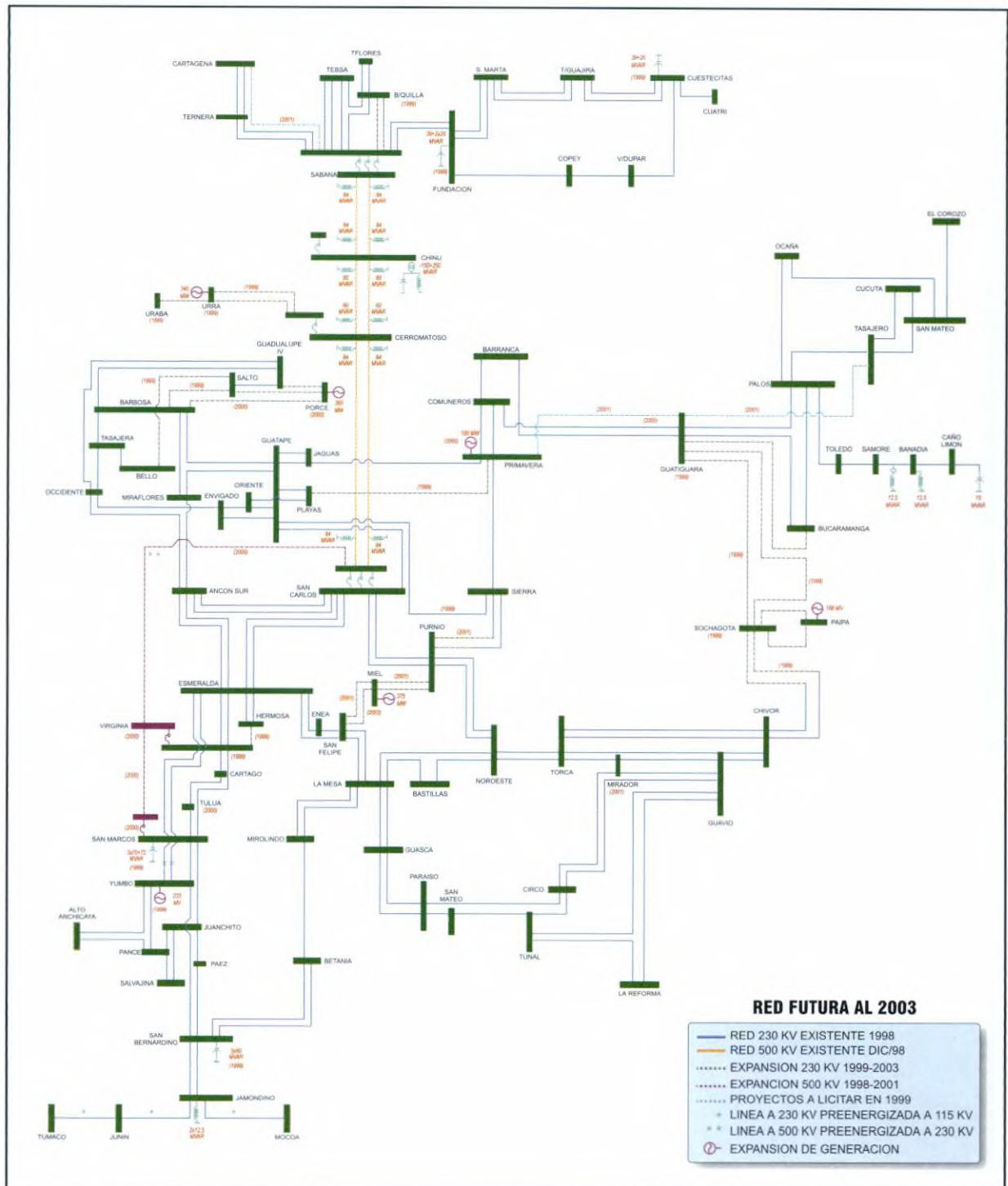


Figura 45. Unifilar del Sistema Interconectado Nacional para el año 2003

## PROCEDIMIENTO CONVOCATORIAS DESARROLLO DE LA EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN

La Comisión de Regulación de Energía y Gas durante 1998 estructuró un mecanismo para modificar el esquema que hasta ese momento se aplicaba a la expansión del Sistema de Transmisión Nacional (STN), mediante la introducción de la competencia por el derecho a ser parte de la actividad de transmisión, la cual era considerada tradicionalmente como un monopolio natural.

Las resoluciones 051 de 1998 y 004 de 1999, plantean la realización de convocatorias públicas internacionales para diseñar, construir, administrar, operar y mantener las obras de transmisión que, según el plan de expansión, requiere el Sistema Interconectado Nacional (SIN). La propiedad de los activos permanecerá en los ganadores, incluso después del período en que el operador ha debido recuperar su inversión.

Con base en la información y planes de expansión de los diversos agentes del sector, la UPME debe elaborar un Plan de Expansión Preliminar que compatibilice la información y proyecciones enviadas por estos, considerando además las proyecciones de la demanda de energía y potencia y los proyectos de generación futuros y en desarrollo. Este Plan Preliminar será puesto a consideración de los agentes o terceros interesados, los cuales pueden dar sus opiniones y conceptos que pueden ser tenidos en cuenta por la UPME en la elaboración del documento final.

La versión final del documento denominado Plan de Expansión de Referencia, dará a conocer a todos los agentes del sector y a los terceros interesados, las obras de expansión de la transmisión requeridas por el sistema. Estas obras serán llevadas a cabo mediante el proceso de convocatorias.

Durante todo el proceso de planeación, la UPME será apoyada por un Comité Asesor de Planeamiento de la transmisión, compuesto por representantes de las actividades de generación, comercialización y transmisión.

La Comisión establece que será el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que este delegue la encargada de adelantar el proceso de convocatorias públicas. Por delegación expresa del Ministerio, la Unidad llevará a cabo estas labores para la realización de este primer proceso.

El proceso de convocatoria busca invitar a diversos agentes, sin importar su carácter público o privado de índole nacional o internacional, para que lleven a cabo una o varias de las obras de transmisión definidas en el Plan de Expansión de Referencia, desde su diseño, construcción y montaje incluida su administración, operación y mantenimiento, estas últimas actividades deben ser desarrolladas dentro de un período no menor a veinticinco (25) años.



La selección de la mejor propuesta se realizará con base en la evaluación económica de las ofertas, siendo la ganadora aquella que solicite el menor valor presente neto de los ingresos solicitados para los primeros 25 años de vida del proyecto evaluados a la tasa de descuento que estipulen los términos de las convocatorias.

Un factor importante lo constituye el hecho de que al cabo de 25 años, el ganador de la oferta continuará con la propiedad de los activos que en adelante recibirán un pago, según la valoración de las unidades constructivas de ese momento que apruebe la Comisión.

Los únicos requisitos que deberán cumplir los agentes que deseen participar en estos procesos están asociados con la expedición de las pólizas de seriedad de la oferta y de cumplimiento por un valor del 10% del Valor presente neto de su oferta, y la declaración expresa de no estar en ninguno de los causales de inhabilidad presentados en las resoluciones en referencia. Además la disposición de constituirse en empresa de servicios públicos con objeto exclusivo el transporte de energía en caso de ser ganadores, si aún no lo es.

Se debe resaltar que este procedimiento contempla de manera clara la posibilidad de que, entre ciclos de ejecución de este procedimiento, pueda surgir la solicitud de un agente ( generador ó consumidor) para conexión de su proyecto específico al STN. En el evento de presentarse y si los análisis muestran que técnica y económicamente es factible la conexión o los refuerzos respectivos, se adelantará el mismo proceso de convocatoria pública para el desarrollo de la obra, sin que sea necesario posponer su análisis para la siguiente revisión del plan.



## *Capítulo 7*

# **ESTRATEGIAS DE LARGO PLAZO 2004 - 2010**

Para el largo plazo, en el Plan de Expansión se evalúan diversas alternativas de suministro de energía eléctrica, como combinación entre los recursos energéticos: agua, gas natural y carbón<sup>39</sup>, los cuales se prevé estarán disponibles con el fin de atender la demanda esperada de energía eléctrica. Para tales efectos, de los análisis se establecen varias estrategias de expansión, cada una de las cuales cumple con la condición de satisfacer la demanda de energía y potencia eléctrica en el período 2004 al 2010, dentro de las condiciones y límites de confiabilidad y seguridad del sistema.

Las estrategias de expansión en el largo plazo corresponden así, a escenarios de evolución de variables significativas tales como: las posibilidades de evolución de precios de los energéticos, la disponibilidad de los mismos y el desarrollo esperado de diferentes tipos de proyectos. Se especificaron cinco estrategias de expansión para los escenarios medio y alto de la proyección de demanda de energía eléctrica.

<sup>39</sup>Otro tipo recursos como el eólico, solar, biomasa no se analizan por falta de información sobre sus potenciales técnicos y económicos

## SUPUESTOS

Para cada uno de los energéticos empleados en la generación de electricidad se utilizaron diferentes supuestos, que podrían determinar su uso potencial en el sector eléctrico para el largo plazo, conformando de esta manera escenarios contrastados, en cuanto a composición de los energéticos.

### Recurso hidráulico

Para esta fuente energética se plantearon dos opciones de desarrollo, a saber:

- Se supone la consolidación futura de mecanismos para la participación de capital privado en el desarrollo de proyectos hidráulicos de mediano y gran tamaño.
- Se asume que las restricciones de capital sólo permiten el desarrollo de pequeños proyectos hidroeléctricos.

### Gas

Para este recurso, los supuestos giran alrededor del precio del energético. Al respecto se asumen dos alternativas:

- Continuación de la tendencia actual del precio de gas en planta de generación y disponibilidad del recurso, según las reservas probadas y probables actuales.
- Mayor crecimiento del precio del gas en planta, hasta un 40% por encima de su valor actual y restricción en el suministro

### Carbón

Para el caso del carbón se plantean dos alternativas respecto a la tecnología de utilización del energético:

- Tecnologías convencionales
- Tecnologías limpias más competitivas

## ANÁLISIS DE GENERACIÓN

Con el empleo de un modelo de planeamiento largo plazo (SUPER/OLADE-BID), se plantean y analizan diferentes estrategias que podrían satisfacer la demanda esperada en el sistema, con los siguientes supuestos:

- Garantía de los criterios de confiabilidad (95%) y seguridad como el VERE (1.5%) y VEREC (3 %)
- Diversificación en la participación de energéticos en la generación eléctrica, considerando la situación actual del sistema y el desarrollo de futuros escenarios.

- Disponibilidad y reservas de combustibles
- Consideración de proyectos registrados ante la UPME
- Diferentes proyecciones de costos de los energéticos

Para atender la demanda media de energía eléctrica, dentro de los criterios arriba mencionados, se requerirá de una capacidad adicional que oscila entre 1586 y 2771 MW<sup>40</sup> en el período 2004-2010, lo que equivale en promedio a la instalación anual de entre 270 y 450 MW, respectivamente.

En las diferentes estrategias de largo plazo se está considerando que los proyectos de generación que se encuentran en construcción y que se definieron en la alternativa de corto plazo CP1 (período 1999-2003) ingresan al sistema en las fechas establecidas allí.

### Estrategia 1 - LP1

Esta estrategia considera una participación mayoritaria de recursos hídricos, 1816 MW, que corresponden al 65.5% de la capacidad adicional a instalar. A la vez, considera la participación de 955 MW a gas, los cuales corresponden al 34.5% de la capacidad a instalar. La alta participación hidroeléctrica se presenta bajo el supuesto de identificar, en el largo plazo, esquemas que permitan la participación privada en el desarrollo de este tipo de proyectos y en especial, en aquellos de gran tamaño.

### Estrategia 2 - LP2

Esta estrategia considera una participación de 645 MW (37%) en recursos hidráulicos complementados por 1109 MW a gas (63%). En esta estrategia se supone una participación media del sector privado en el desarrollo de hidroeléctricas.

### Estrategia 3 - LP3

La tercera estrategia presenta una equilibrada composición de recursos energéticos, considerando una participación de 645 MW (35.2%) en recursos hídricos, 736 MW (40.2%) en gas y 450 MW (24.6%) en carbón. En este caso, los supuestos fundamentales están asociados con un incremento notorio en los precios del gas y por restricciones para las hidroeléctricas de gran capacidad.

### Estrategia 4 - LP4

La cuarta estrategia, a diferencia de las tres anteriores, no considera la participación de recursos hidráulicos y tampoco térmicos a carbón, utilizando 1641 MW (100%) con base en gas. En este caso se supone un crecimiento moderado de los precios y las reservas de gas y la nula participación de la inversión privada en hidroeléctricas y carboeléctricas.

<sup>40</sup> Según la composición de los proyectos y la fecha de entrada en operación de los mismos.

## Estrategia 5 - LP5

La quinta estrategia no considera la participación de recursos hídricos; en este caso, esa capacidad adicional está compuesta de 836 MW a gas (52.7%) y 750 MW a carbón (47.3%). Esta estrategia considera aumento de los precios del gas y restricciones para la inversión en hidroeléctricas de gran capacidad.

Se puede apreciar como las dos últimas estrategias conllevan una menor instalación de nueva capacidad, debido a la menor participación de recursos hidráulicos (menor vulnerabilidad a la variable hidrológica para el sistema).

La composición de cada estrategia se resume en la tabla 34.

COMPOSICIÓN DE ALTERNATIVAS (MW)	LP-1	LP-2	LP-3	LP-4	LP-5
HIDRO	1816	645	645	-	-
GAS	955	1109	736	1641	836
CARBON	-	-	450	-	750
TOTAL	2771	1754	1831	1641	1586

Tabla 34. Composición de estrategias - escenario medio de demanda.

En la figura 46 se presenta la composición por energético y por cada estrategia.

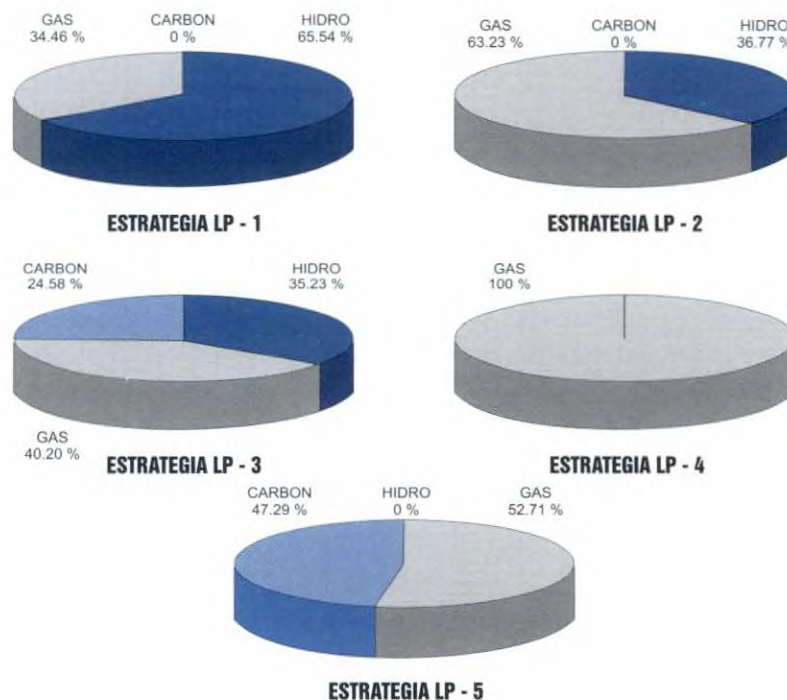


Figura 46. Composición de la capacidad adicional al 2010 por cada estrategia.

La participación por energético y por año en cada estrategia se presenta en la tabla 35.

AÑO	LP-1			LP-2			LP-3			LP-4			LP-5			
	H	G	C	H	G	C	H	G	C	H	G	C	H	G	C	
2004																
2005		276			276			276			276			276		
2006		138			138			184			184					
2007		405			184				300		184			184	300	
2008	645	136		645	276		645		150		411				450	
2009	136				235			276			586			376		
2010	1035															
	1816	955	--	645	1109	--	645	736	450	--	1641	--	--	836	750	
TOTAL		2771			1754			1831			1641			1586		

Tabla 35. Composición anual de las estrategias (MW) - escenario medio de demanda.

Al comparar estas estrategias con las expectativas de los Planes anteriores, se observa una disminución en la capacidad de generación requerida en el período, lo cual se debe a la variación de las expectativas de crecimiento de la demanda de energía y potencia eléctrica.

De otra parte, se nota que para las estrategias con menor componente hidráulica, los requerimientos de capacidad adicional serían más bajos. La razón para esta variación es el bajo factor de utilización de las plantas hidráulicas en relación con el parque térmico. Algo similar ocurre con el carbón, ya que en la medida en que se instala una mayor capacidad usando este energético, disminuyen los requerimientos de capacidad adicional; la razón principal para este comportamiento radica en la firmeza que el carbón aporta al sistema eléctrico.

## COSTOS DE GENERACIÓN

En esta versión del Plan de Expansión se actualizaron los costos de generación con plantas a gas, carbón y agua. En relación con el plan anterior, los costos de inversión de unidades a gas y carbón disminuyeron, debido a la reducción de sus costos de fabricación. Las referencias de estos costos se presentan en el anexo 1.

Para determinar los valores índices de plantas a gas se definieron cuatro sitios factibles de ubicación de proyectos, Costa, Magdalena Medio, Villavicencio y Valle del Cauca.

En los proyectos tipo, tanto hidroeléctricos como a carbón, la ubicación está dada fundamentalmente por la localización de los recursos mismos.

## GENERACIÓN Y CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL LARGO PLAZO

En las figuras 47 a la 51 se presenta la generación promedio anual, hidráulica y térmica, para cada estrategia. La expectativa de generación y oferta del parque térmico para el 2010 varía en un rango del 25% a 40% de la demanda de energía. Si se tiene en cuenta la presencia de un evento hidrológico seco, la participación térmica en la generación será superior al 50% de la demanda esperada.

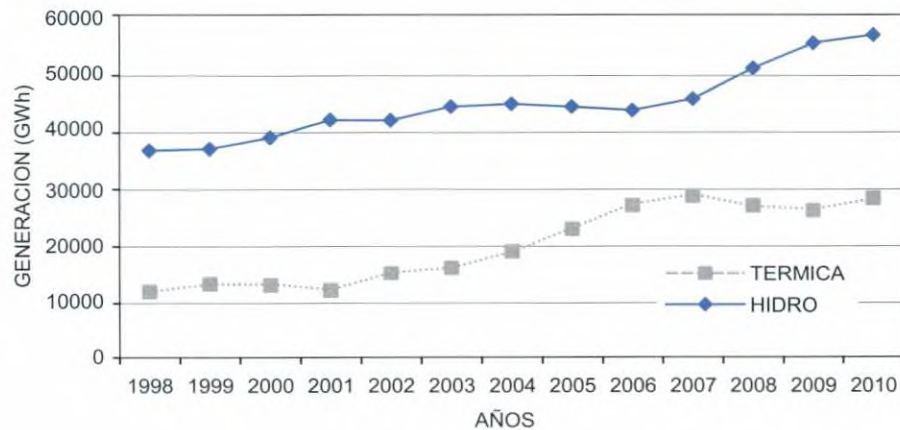


Figura 47. Composición de la generación en la estrategia LP1.

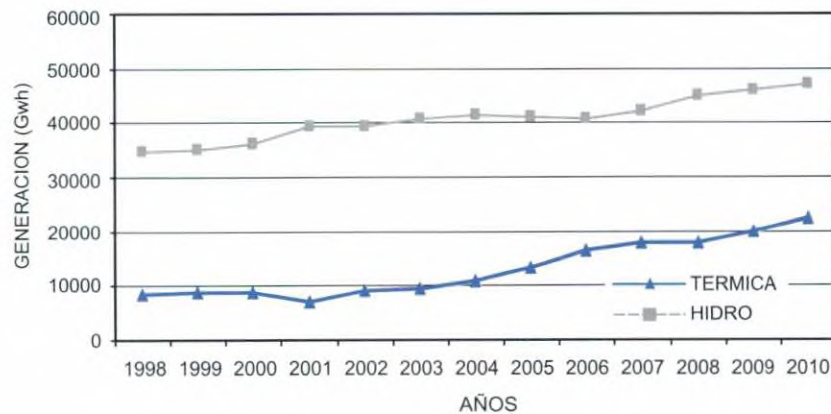


Figura 48. Composición de la generación en la estrategia LP2.

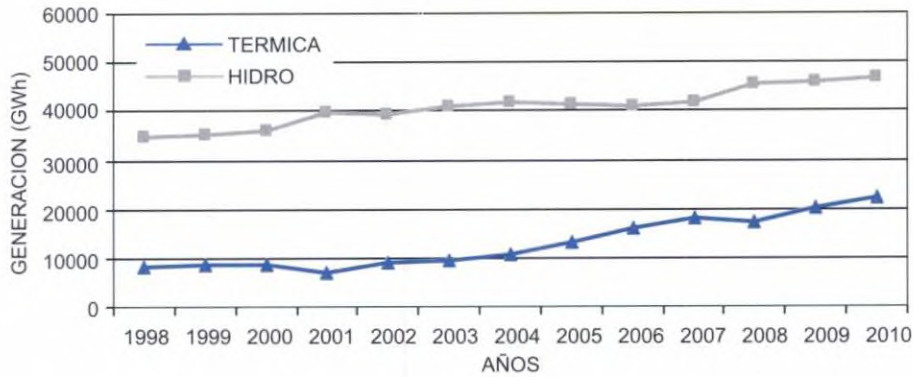


Figura 49. Composición de la generación en la estrategia LP3.

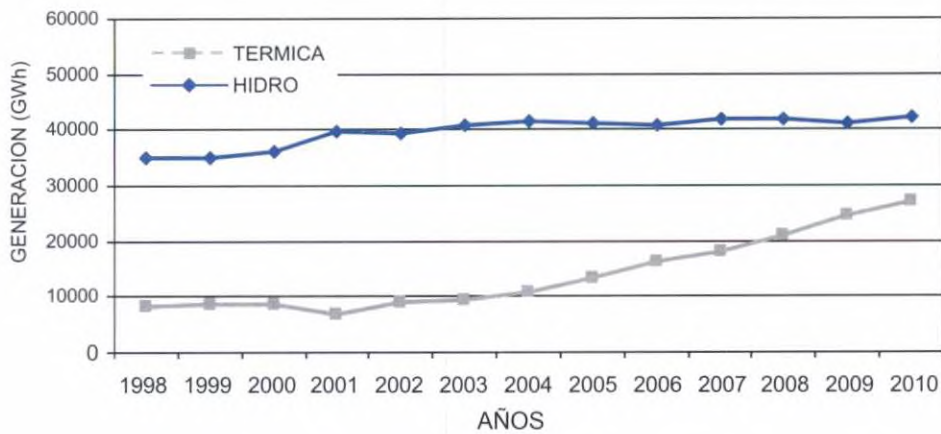


Figura 50. Composición de la generación en la estrategia LP4.

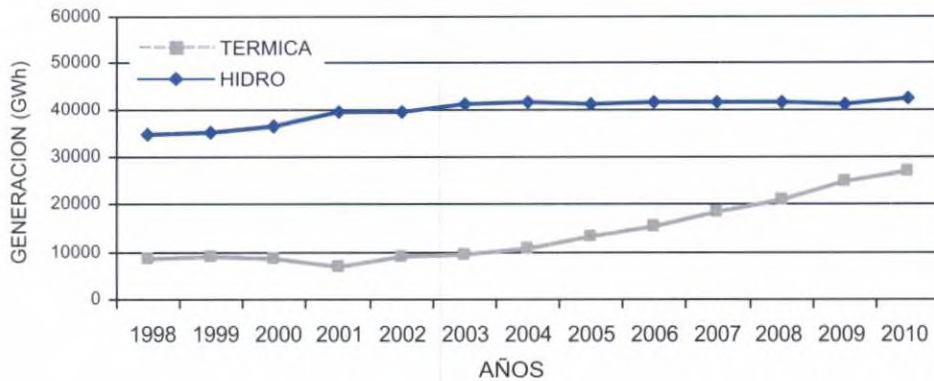


Figura 51. Composición de la generación para la estrategia LP5.



Los niveles de consumos medios y máximos de gas, esperados para el sector termoeléctrico, son los que se presentan en las figuras 52 a 55.

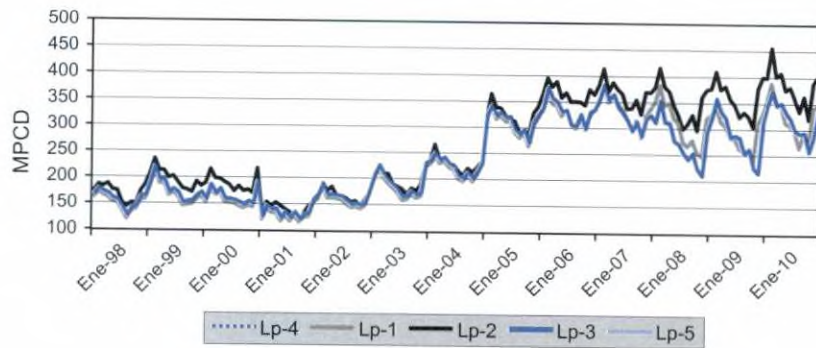


Figura 52. Consumo promedio de gas en la Costa Atlántica

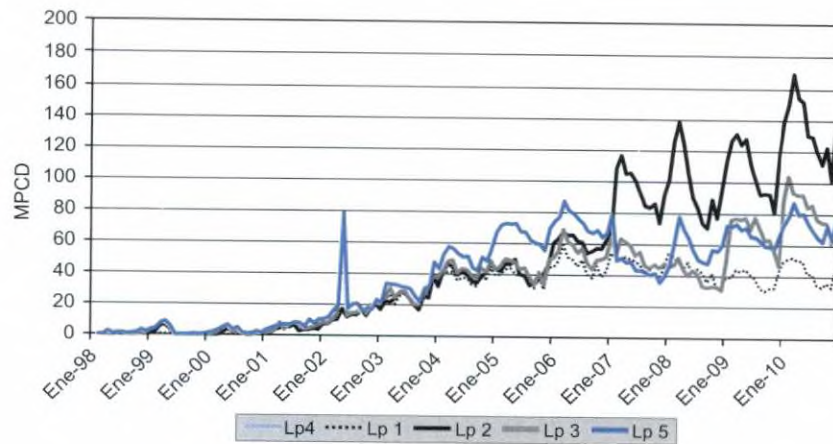


Figura 53. Consumo promedio de gas en el Interior

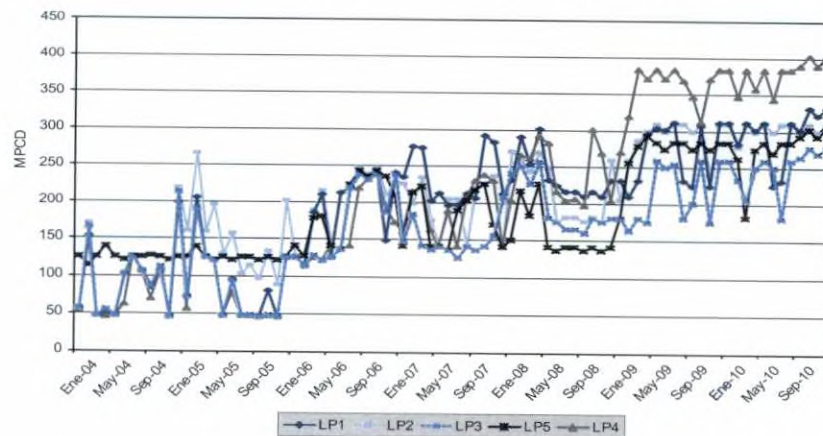


Figura 54. Consumo alto de gas en el Interior

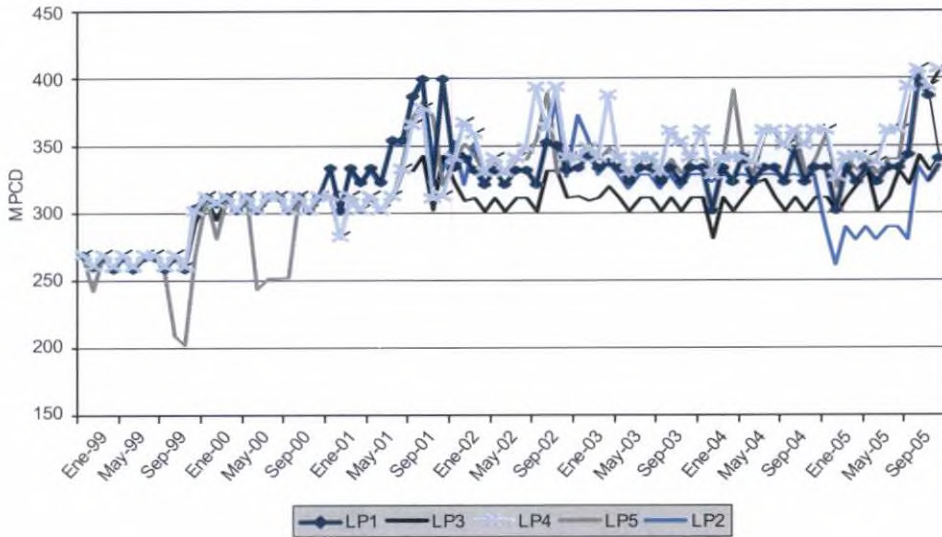


Figura 55. Consumo alto de gas en la Costa Atlántica

### CONFIABILIDAD

A continuación se presentan los resultados de los análisis de confiabilidad y seguridad, efectuados a partir de simulaciones de la operación del sistema. En la figura 56 se ilustra el número de casos deficitarios en los años de expansión, siendo la estrategia LP- 4 la que presenta el mejor índice al respecto.

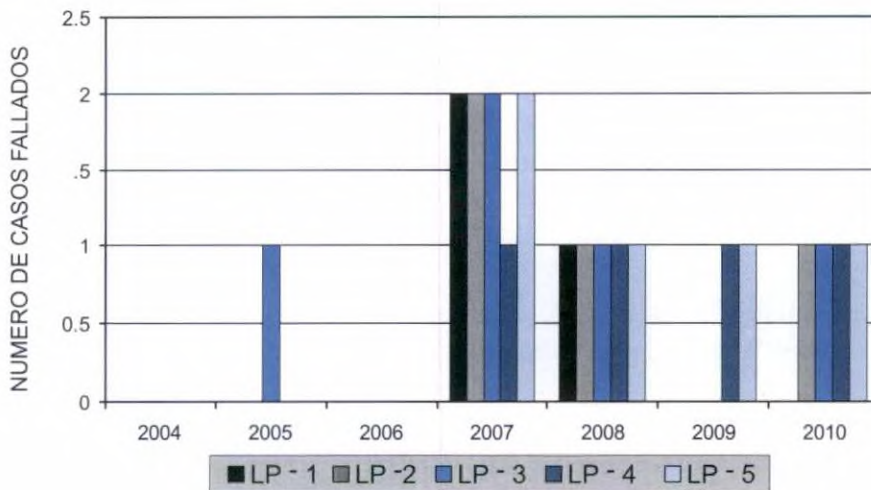


Figura 56. Número de casos que presentan déficit.

Como se mencionó al inicio del capítulo, los criterios de seguridad que se evalúan para determinar las posibles estrategias en el abastecimiento de la energía eléctrica son: el Valor Esperado de Racionamiento -VERE- y el Valor Esperado de Racionamiento Condicionado -VEREC-. Con las estrategias aquí presentadas, se espera que el VEREC alcance un valor máximo igual a 2.8 (Ver figura 57).

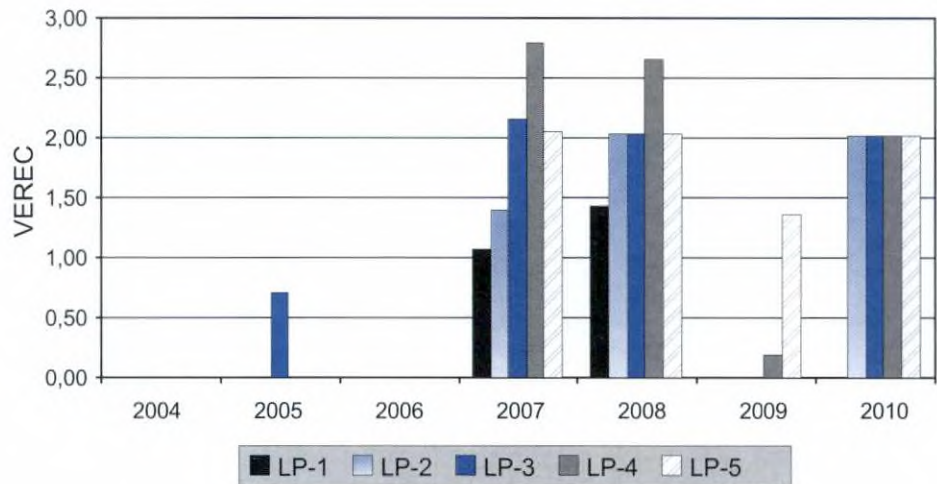


Figura 57. Valor esperado de racionamiento condicionado de energía.

## EVALUACIÓN FINANCIERA DE LARGO PLAZO

La evaluación financiera de las cinco estrategias tiene como objetivo estimar el costo incremental promedio de largo plazo -CIPLP- en la expansión de la generación. Con este propósito se construyó el flujo de caja con los costos totales para cada uno de los proyectos considerados en las estrategias. En los flujos de caja se incluyeron los desembolsos de inversión, los costos de operación y mantenimiento, tanto fijos como variables y el costo del combustible, durante la vida útil de cada proyecto<sup>41</sup>.

Así mismo, se estimó el flujo de energía generada por cada proyecto<sup>42</sup>. Los factores de utilización empleados corresponden a los obtenidos a través de simulaciones en el período de expansión. Con estos datos y descontando los flujos, tanto de costos como de energía, a valor presente, con una tasa de descuento del 10%, se determina el costo incremental promedio de largo plazo, para cada estrategia.

El costo incremental se determina para dos escenarios: con impuestos y sin impuestos indirectos. En los impuestos se tuvieron en cuenta aquellos debidos a las

<sup>41</sup> Utilizando cronogramas de obras y desembolsos típicos por tipo de proyectos  
<sup>42</sup> A partir de los datos de generación de los modelos de expansión y operación.

transferencias al sistema nacional ambiental (Ley 99 de 1993), el impuesto predial y el de industria y comercio.

El resumen de costos incrementales, tanto de corto como de largo plazo, se presenta en las tablas 36 a 38.

ALTERNATIVAS	CON IMPUESTOS	SIN IMPUESTOS
LP-1	44.55	37.01
LP-2	44.30	36.52
LP-3	46.01	38.73
LP-4	42.17	36.13
LP-5	42.88	36.23

US\$ constantes de 1997.

Tabla 36. Costo Incremental Promedio 1998-2010 (US\$/MWh)

ALTERNATIVAS	CON IMPUESTOS	SIN IMPUESTOS
LP-1	42.04	35.52
LP-2	41.82	34.62
LP-3	44.54	38.51
LP-4	36.31	32.90
LP-5	39.45	34.66

US\$ constantes de 1997.

Tabla 37. Costo Incremental Promedio 2004-2010 (US\$/MWh)

ALTERNATIVAS	CON IMPUESTOS	SIN IMPUESTOS
LP-1	46.70	38.33
LP-2	45.76	37.65
LP-3	47.01	38.87
LP-4	45.46	37.93
LP-5	45.02	37.21

US\$ constantes de 1997.

Tabla 38. Costo Incremental Promedio 1998-2003 (US\$/MWh)

## EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN PARA EL PERIODO 2004-2010

La visión de largo plazo de la red de transmisión nacional continúa siendo semejante a la planteada en la versión anterior del Plan de Expansión de referencia y en el Plan Energético Nacional, en el sentido de disponer de capacidad de acceso, interconectada con el centro del país, a niveles de 500 kV en las principales ciudades del país, como son Barranquilla y/o Cartagena, Medellín, Cali y Bogotá.

En otras palabras, se espera contar con un sistema fuerte a nivel de 500 kV y 230 kV, en el cual se permita la máxima competencia entre actores, con la mayor utilización de la red disponible y con el mínimo económico de restricciones.

Si bien se considera que esta visión es compartida en términos generales por los diferentes agentes que participan en el sector, las obras específicas a desarrollarse, o mejor, las trayectorias a seguir, dependerán en gran medida de la ubicación de las plantas de generación, y del tipo de proyectos que se desarrollen.

A manera de ejemplo, hoy se plantea que el tercer circuito de 500 kV entre la Costa Atlántica y el Centro del país se puede desarrollar por un corredor paralelo al de las actuales líneas de 500 kV. Otra trayectoria factible es por el oriente del país pasando por Fundación - Copey - Nueva Bucaramanga. Sin embargo, la determinación de la obra resultante dependerá, entre otras, de las tendencias del mercado de la generación y de la demanda<sup>43</sup>, y estas a su vez dependerán de los precios de los energéticos, su disponibilidad y de las tecnologías disponibles en su momento.

## RELACIÓN RESERVAS-PRODUCCIÓN

En la figura 58 se presentan las curvas de producción y la relación reservas producción de gas natural que se obtendrían en cada una de las estrategias antes analizadas. Es importante resaltar que, en todos los casos, se verificó que la relación reservas-producción no fuera inferior a 8 años, considerado como criterio para determinar la posibilidad de instalación de plantas térmicas a gas.

En cuanto a la producción, se estima que continuará la disponibilidad de gas en cantidades moderadas en los campos de Santander, Huila-Tolima y Guepajé. La Guajira seguirá siendo la principal fuente de producción del país.

En el caso del gas de Piedemonte, las capacidades de producción estarán definidas de acuerdo con la evolución económica de la explotación del campo. Hoy en día existen dos opciones de desarrollo, alcanzar los 250 MPCD, escenario bajo, o alcanzar los 470 MPCD, escenario alto, según la generación que se requiera para atender la demanda.

<sup>43</sup> Como un reflejo del desarrollo económico regional.

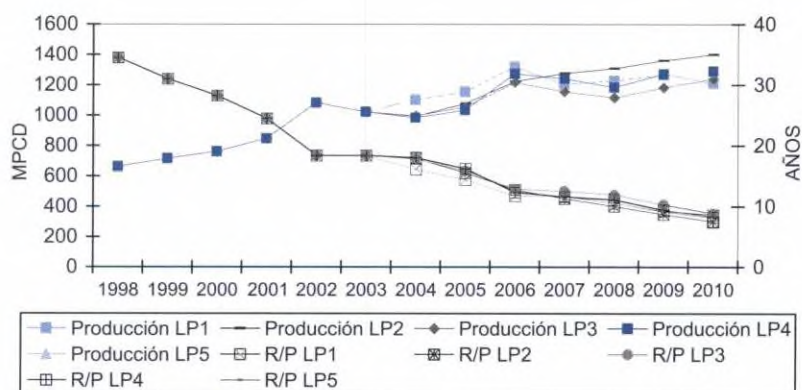


Figura 58. Relación reservas - producción para el período 1998 - 2010

## CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE LARGO PLAZO

Todas las estrategias, excepto la LP-1, consideran una participación de los recursos térmicos superior al 60% en la capacidad nueva a instalar, mejorando así la capacidad de respuesta del sistema ante reducciones drásticas en la variable hidrológica.

Las estrategias presentadas poseen diversa participación de los recursos energéticos. La posibilidad de contar con cada recurso depende del desarrollo de las reservas y de la magnitud de nuevos hallazgos, al igual que de los precios relativos y del desarrollo de cada subsector.

La evolución futura del precio del gas, al igual que su disponibilidad en el largo plazo, serán determinantes en la participación de los demás recursos energéticos. La situación y disponibilidad de este energético estará asociada también con el análisis técnico y económico de la infraestructura de suministro y transporte de gas que se requeriría en cada una de las estrategias.

En el largo plazo, la red de transmisión deberá ofrecer disponibilidad y acceso al sistema de 500 kV en las principales ciudades del país, así mismo, deberá contar con un nivel mínimo de restricciones, con las correspondientes señales económicas para quienes las causan.

Existe una diferencia entre los costos medios de la energía en bolsa, estimados como el valor promedio desde julio de 1995 hasta febrero de 1999, 32.8US\$/MWh y el costo incremental promedio de largo plazo 1998-2010, que varía entre 42.17 US\$/MWh y 46.01 US\$/MWh. Esta diferencia indica que las señales del mercado aún no están garantizando plenamente la expansión del sistema siendo necesario analizar las causas de esta diferencia y las posibles medidas para que se acoplen las dos señales. Dentro de los aspectos que se debe revisar se señala:

- Los posibles elementos que distorsionan la formación de precios en la bolsa de energía.
- La relación entre los niveles de confiabilidad y seguridad con los cuales se opera y se planea. En las figuras 59 y 60 se presentan las variaciones que se tienen en el CIPLP en función del criterio de confiabilidad y del valor esperado de racionamiento condicionado VEREC<sup>44</sup>.

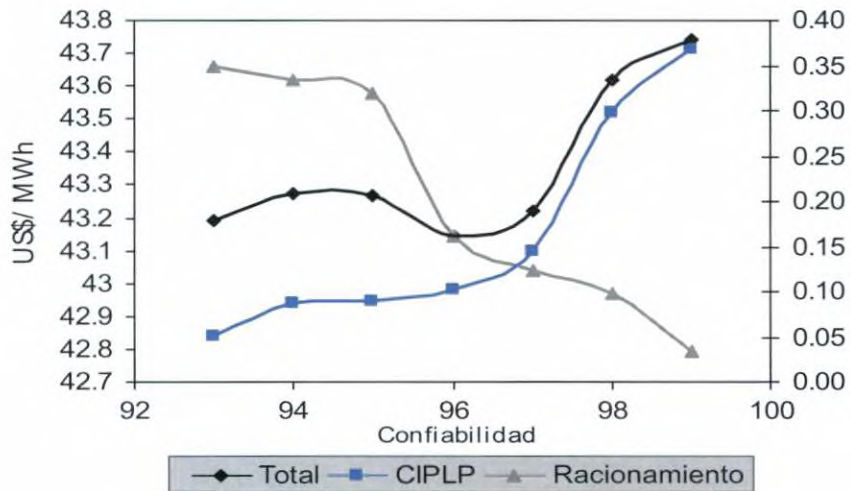


Figura 59. Análisis de sensibilidad del CIPLP. vs. Confiabilidad

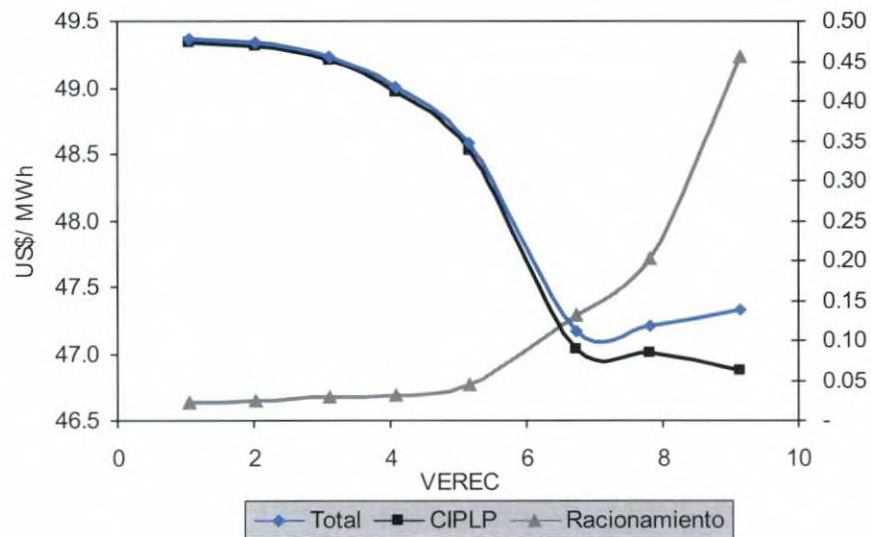


Figura 60. Análisis de sensibilidad del CIPLP. vs. VEREC

<sup>44</sup> El costo total en US\$/MWh se determina como la suma ponderada de los costos de generación y déficit

En cada uno de estos análisis de sensibilidad del CIPLP no se introduce como restricción los demás criterios de confiabilidad establecidos por la normatividad. El valor esperado de racionamiento condicionado resulta ser el criterio más estricto que presenta la regulación y debe ser analizado con mayor profundidad de forma tal que refleje la real disponibilidad a pagar de los agentes.

De los resultados observados se concluye que si sólo existiera como criterio la confiabilidad del sistema, el nivel recomendable a exigir se sitúa entre 96% y 97%. Por otro lado, si el criterio seleccionado fuera el VEREC, el valor correspondiente debe estar alrededor del 7%.





*Retos del sector eléctrico*



## **Capítulo 8**

# **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 más 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 ECOPEL, 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 en 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 (UNFCCC) que acordó buscar la estabilización de las concentraciones de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, NO<sub>x</sub>, 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 1999-2010**

En las figuras 61 a 65 se presentan las emisiones atmosféricas de CO<sub>2</sub>, CO, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O y NOx resultantes en las diferentes estrategias del Plan de Expansión.

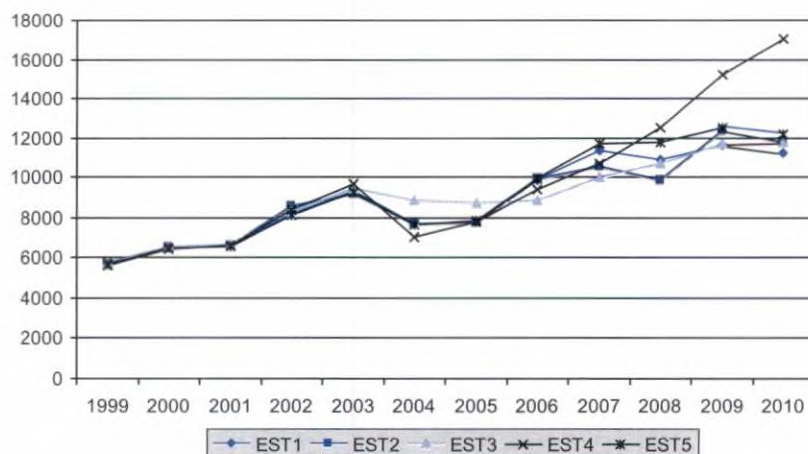


Figura 61. Emisiones de CO (ton).

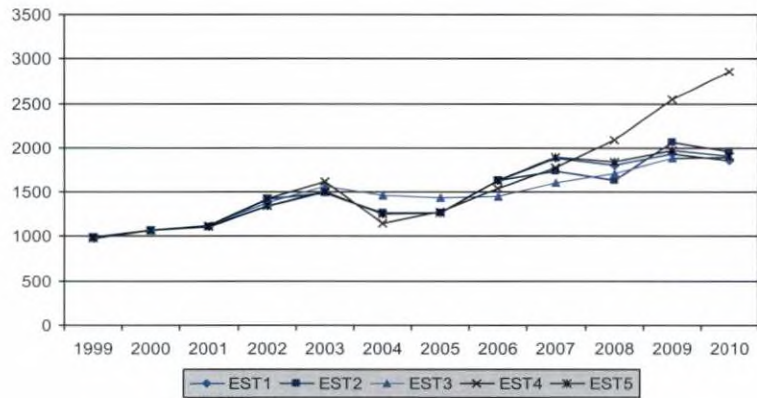


Figura 62. Emisiones de CH<sub>4</sub> (ton)

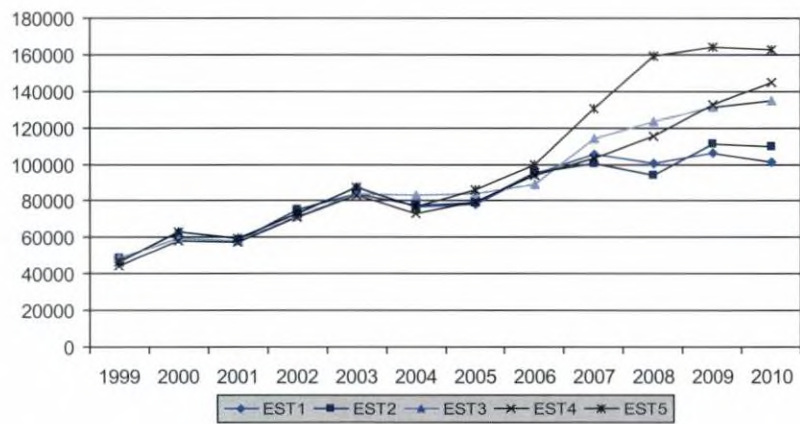


Figura 63. Emisiones de NO<sub>x</sub> (ton)

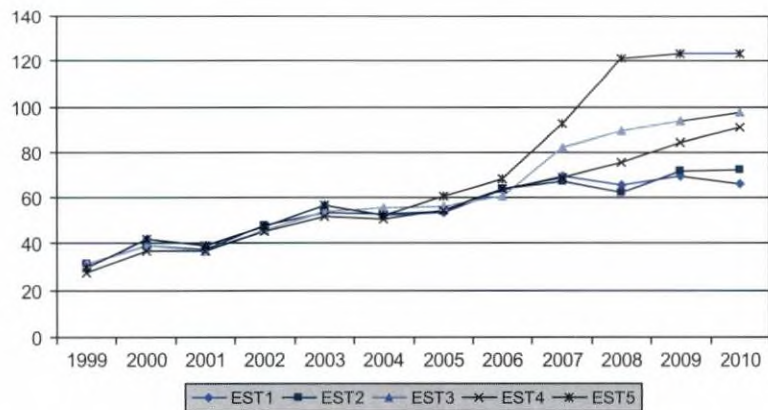


Figura 64. Emisiones de NO<sub>2</sub> (ton)

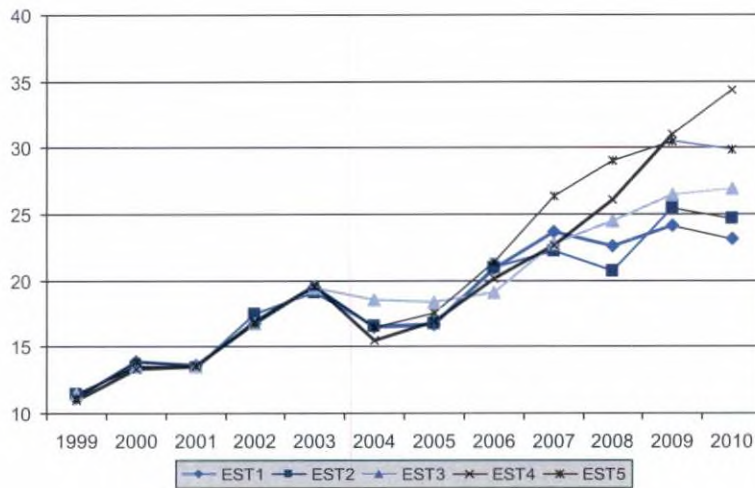


Figura 65. Emisiones de CO<sub>2</sub> (Millones de toneladas)

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 CO<sub>2</sub> (las demás emisiones siguen aproximadamente los mismos comportamientos), las tasas de crecimiento para el período 1999-2005 son crecientes de manera moderada en todas las estrategias (entre 4.7% y 6.3%). A partir del 2005 se presentarían incrementos considerables (por encima del 7% anual para las estrategias 2 a 5 y con tasas que superan el 10% anual para las estrategias 4 y 5 por su mayor componente térmica a carbón), que conjugan crecimientos anuales entre el 6.2% y el 10% durante el período de estudio (1999-2010), salvo para la primera estrategia que exhibiría un crecimiento promedio del 5.3%, que se explica por ser la de mayor componente hidráulica en la expansión.

El acelerado crecimiento durante la segunda mitad de la próxima década podría ser aprovechado por parte del país, para impulsar la 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.

### Indicadores de impacto de generación y transmisión

El establecimiento de indicadores de impacto ambiental y económicos para los proyectos de generación y transmisión del sector eléctrico permitirá realizar el seguimiento a la gestión ambiental del sector y servirán de insumo para estimar el comportamiento del Plan de expansión definido.

En esa dirección, después de revisar las distintas metodologías existentes, para determinar, calificar y cuantificar los impactos ambientales y económicos derivados de la construcción e implementación de proyectos eléctricos, resultó funda-

mental la propuesta de OLADE<sup>45</sup> de adoptar la metodología de análisis multiobjetivo elaborada por ISA<sup>46</sup>, recomendada y recientemente avalada por el Banco Mundial.

La metodología propuesta por ISA para evaluar los impactos ambientales de distintas alternativas de generación y transmisión eléctrica, parte de identificar los objetivos de gestión y los criterios analíticos para evaluar el alcance de cada uno de los objetivos. Los cinco objetivos básicos propuestos son: minimizar el impacto sobre el medio físico, minimizar el impacto sobre el medio biótico, minimizar la población desplazada, minimizar los costos regionales y maximizar los beneficios regionales. Para cada uno de los objetivos se proponen unos criterios y para cada criterio se establece un indicador con sus respectivas variables.

Finalmente a cada indicador se le asigna una calificación y un sistema de ponderación que permite construir indicadores agregados para el conjunto de los cinco objetivos. Con estos indicadores síntesis o agregados se hacen comparaciones sobre los impactos ambientales de las diferentes alternativas, sin perder la posibilidad de comparar también impactos ambientales específicos.

En el Anexo 3 se presenta una tabla que resume los indicadores ambientales propuestos, sus variables principales y las fórmulas para calcularlos. A continuación, se presenta la enumeración de los mismos:

#### 1. Impacto sobre el Medio Físico:

- Estabilidad de la Zona: Relaciona la susceptibilidad a la erosión con el volumen de las excavaciones.
- Alteración del suelo: Califica el área afectada junto con la susceptibilidad de afectación del suelo.
- Alteración del Caudal: Cuantifica el caudal afectado y el número de usuarios afectados por su captación.
- Alteración de la Calidad del Agua: Se establece una escala comparativa de la calidad de aguas tanto superficiales como subterráneas antes y después del proyecto.
- Alteración de la Calidad del Aire: Se establecen escalas comparativas antes y después del proyecto para emisiones de gases, partículas y de ruido.

#### 2. Impacto sobre el Medio Biótico:

- Alteración de la Biota Acuática: Cuantifica el área afectada y la califica de acuerdo a la importancia de los sistemas bióticos involucrados.
- Alteración de la Biota Terrestre: Cuantifica el área afectada y califica la importancia por tipo de vegetación.

<sup>45</sup> OLADE-BID. Manual del Usuario. Modelo SUPEROLADE- BID. Modulo ambiental.1993.  
<sup>46</sup> ISA. Metodología para la Evaluación Ambiental del Plan de Expansión. Medellín, 1991.

- Alteración de Otros Ecosistemas.
3. Impacto sobre la Población:
- Población desplazada.
4. Costos Regionales:
- Cambio de Uso del Suelo: Relacionada con el impacto sobre la agrología.
  - Producción desplazada.
  - Pérdida de Patrimonio Histórico y Cultural.
  - Deterioro del Ordenamiento Territorial.
  - Trauma Social: Relaciona el número de familias afectadas con el nivel de afectación tanto físico como cultural.
  - Empleo Desplazado.
  - Potenciación de Conflictos.
5. Beneficios Regionales:
- Mejora de la red física de comunicaciones.
  - Mejora de disponibilidad para inversión social.
  - Generación de empleo.
  - Regalías y transferencias.

Dependiendo de la perspectiva analítica y de acuerdo con la naturaleza del aspecto específico que se quiere evaluar, para el cálculo de los indicadores económicos relacionados con el impacto ambiental de los proyectos se deben diferenciar: los costos económicos derivados de la gestión ambiental y el costo económico y social del impacto generado.

### **Costos de la gestión ambiental**

Por su propia naturaleza el costo de gestión ambiental de un proyecto representa costos indirectos y directos. Es así, como para poder realizar el seguimiento de este tipo de gastos deben organizarse de la siguiente forma:



- Costos incurridos en labores de prevención de riesgos ambientales.
- Costos de actividades de control de los impactos potenciales
- Costos de las acciones de recuperación (reparación) de los daños generados por los impactos ambientales.
- Costos de compensación de daños generados.
- Costos generales de la gestión.

## **Costo económico y social del impacto generado**

Los impactos ambientales finalmente derivados de un proyecto energético se expresan en una mayor o menor afectación de las condiciones ambientales, dependiendo de la efectividad de la gestión asumida. El análisis económico y social de este tipo de impactos ambientales- positivos o negativos- en términos generales puede abordarse aplicando el análisis costo beneficio y el análisis costo efectividad.

## **Propuesta de indicadores económicos de la gestión ambiental**

Los indicadores económicos propuestos se organizan de acuerdo a los distintos objetivos de la gestión, de manera similar a los indicadores ambientales mencionados anteriormente. Sin embargo se introducen dos modificaciones centrales. Por una parte se clasifican los indicadores de costos de gestión por términos del tipo de acciones, a saber: costos de prevención, costos de control, costos de recuperación y costos de compensación de los impactos ambientales.

## **TRANSFERENCIAS DEL SECTOR ELÉCTRICO**

Con el fin de conservar y propender por un adecuado manejo tanto de las cuencas abastecedoras de los embalses de los proyectos hidroeléctricos, como de la protección del área donde se ubican las centrales térmicas, se estableció el concepto de las transferencias ambientales. Los recursos que se recaudan (4% de la generación de las plantas térmicas y 6% para las hidroeléctricas), son distribuidos entre los municipios y las corporaciones autónomas regionales.

Los municipios deben dedicar estos recursos a obras de saneamiento básico y de mejoramiento ambiental. Las transferencias realizadas por el sector eléctrico a las corporaciones autónomas regionales -CAR- y municipios en el período comprendido entre 1994 y 1998 alcanzan los \$244.000 millones.

No obstante, hasta la fecha las transferencias no han cumplido su papel de mejoramiento ambiental, por la dispersión de su utilización y por la falta de seguimiento a dichas inversiones. Dentro de los problemas que se pueden detectar se cuenta con:

- Las centrales hidroeléctricas son receptores y usuarios especialmente sensibles de las cuencas hidrográficas, y la falta de conservación de las misma atenta contra el suministro del recurso.
- La falla en los canales de comunicación y el desarrollo de acciones sinérgicas entre las empresas y las autoridades ambientales no permiten de manera efectiva la conservación y manejo de la cuenca.
- Se requiere mayor coordinación regional entre las CARs y los municipios para jalonar y co-financiar la realización de proyectos conjuntos con recursos de las transferencias.

Por lo anterior, se considera importante buscar mecanismos de seguimiento a los programas asociados con la preservación de las cuencas y del medio ambiente en las zonas de los proyectos, así como fortalecer las relaciones entre el sector eléctrico y los organismos encargados de utilizar adecuadamente los recursos de las transferencias.

## EL LICENCIAMIENTO AMBIENTAL DE PROYECTOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN

### Marco constitucional y legal

En Colombia, con la promulgación de la Nueva Constitución Nacional en 1991, se definieron los fundamentos para la incorporación de la acción privada en la prestación de los servicios públicos, en especial los asociados al suministro de fuentes de energía para los procesos industriales de todo tipo y para el uso final por parte de la población.

También se establecieron los principios fundamentales para incorporar criterios ambientales en los procesos de desarrollo y en general para orientar la administración y el control de los recursos naturales y del medio ambiente.

El desarrollo legislativo y reglamentario, en general asociado al Sector Energético, se materializa en las Leyes 142 y 143 de Servicios Públicos y Eléctrica en su orden, a la vez que en la Ley 99 de 1993 que reglamenta todo lo atinente al Sistema Nacional Ambiental -SINA-.

En la Ley 99 de 1993, se establece la obligatoriedad para cualquier obra, proyecto o actividad, que tenga la potencialidad de causar deterioro grave a los recursos naturales renovables o al ambiente, o que pueda introducir modificaciones considerables o notorias al ambiente, de obtener la licencia ambiental, para poder construir y operar, entre otros, proyectos energéticos. El proceso de su obtención, se convierte en el espacio donde se intenta garantizar la sostenibilidad del desarrollo.

El decreto 1753 de 1994 reglamentó la licencia ambiental y las competencias de las autoridades ambientales para el otorgamiento de las licencias, precisó contenidos y alcances de los estudios, estableció las modalidades de licencias ambientales y precisó los plazos y el procedimiento para su obtención.

El decreto Ley 2150 de 1995 en su artículo 132, simplificó el trámite de la licencia ambiental de los proyectos, por lo cual ésta deberá incluir todos los permisos, autorizaciones y concesiones de carácter ambiental (concesión de aguas superficiales o subterráneas, vertimientos, emisiones atmosféricas, disposición de materiales, autorización residuos sólidos y aprovechamiento forestal). En desarrollo de este Decreto Ley, el Ministerio del Medio Ambiente -MMA- expidió la Resolución 655 de 1996, con base en la cual se establece una sola clase de licencia ambiental que contenga en sí misma la autorización para hacer uso de los recursos naturales requeridos para la ejecución del proyecto, en virtud de la licencia ambiental respectiva.

Todo proyecto que requiera de licencia ambiental, según el fallo del Consejo de Estado de octubre 6 de 1995, deberá solicitar en la etapa de factibilidad a la autoridad competente, que ésta se pronuncie sobre la necesidad de presentar o no un Diagnóstico Ambiental de Alternativas -DAA-.

Referido al sector eléctrico, todo proyecto hidroeléctrico, termoeléctrico, o línea de transmisión con cualquier capacidad, que afecte el sistema de parques nacionales naturales, cuando se localiza dentro de su área o en la zona de amortiguamiento, debe solicitar licencia ambiental ante el MMA.

La interpretación de la ley con respecto a los proyectos de exploración y uso de fuentes de energías alternativas virtualmente contaminantes que requieren de licencia ambiental, se ha aplicado hasta el momento sólo a proyectos geotérmicos.

Cuando un proyecto de competencia de la Corporación Autónoma Regional -CAR- se localice en un área de reserva forestal nacional, el MMA deberá dar su concepto y realizar la sustracción del área respectiva.

Para proyectos que con anterioridad a la ley 99/93, obtuvieron los permisos, concesiones, licencias y autorizaciones de carácter ambiental que requerían, podrán continuar, pero la autoridad ambiental competente podrá exigirles la presentación de planes de manejo, recuperación o restauración.

## Competencias para el licenciamiento y control ambientales

Entre los proyectos Minero-Energéticos que deben obtener licencia ambiental para su construcción y operación ante el MMA<sup>47</sup> destacamos los referentes al sector eléctrico:

- Construcción de presas, represas o embalses con capacidad superior a doscientos millones de metros cúbicos y construcción de centrales generadoras de energía eléctrica que excedan de 100.000 kW de capacidad instalada, así como el tendido de las líneas de transmisión del sistema nacional de interconexión eléctrica y proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa virtualmente contaminantes.

<sup>47</sup> MMA. Decreto 1753 del 3 de agosto de 1994, capítulo 3.

- Transvase de una cuenca a otra de corrientes de agua que excedan de 2 m<sup>3</sup>/segundo durante los períodos de mínimo caudal.
- Generación de energía eléctrica con base en combustible nuclear.

Respecto de proyectos del sector eléctrico, las corporaciones autónomas regionales -CAR- son competentes en su respectiva jurisdicción para otorgar Licencia Ambiental en los siguientes casos:

- Construcción de presas, represas o embalses con capacidad inferior o igual a doscientos millones de metros cúbicos.
- Construcción de centrales generadoras de energía inferiores o iguales a 100.000 kW de capacidad instalada, así como el tendido de líneas de transmisión o conducción en el área de jurisdicción de la respectiva CAR, no pertenecientes al sistema nacional de interconexión eléctrica.

Los municipios, distritos y áreas metropolitanas, cuya población urbana sea superior a un millón de habitantes, serán competentes, dentro de su respectivo perímetro urbano, para otorgar Licencias Ambientales en los mismos casos definidos para las CAR.

## AVANCES Y ORIENTACIONES PARA LA GESTIÓN AMBIENTAL DEL SECTOR ELÉCTRICO

La gestión ambiental se ha orientado a crear condiciones propicias para el desarrollo del sector eléctrico dentro del marco de las políticas y lineamientos establecidos en el Plan Energético Nacional y que responden a la consolidación de la participación de la inversión privada en los desarrollos y en la conformación del mercado energético para satisfacer las condiciones técnicas, ambientales y económicas que garanticen la adecuada prestación del servicio.

Promover el desarrollo del sector eléctrico no necesariamente implica aumentar las actividades que contaminan el medio ambiente. La protección de la naturaleza y la promoción de tecnologías limpias son metas principales. Se trata de incorporar estrategias de competitividad y producción más limpia, generando utilidades en todas las actividades del sector eléctrico.

Entre las acciones previstas para brindar una mejor información a los agentes y propender por un desarrollo armónico, se adelantará una evaluación ambiental estratégica, el establecimiento de condicionantes y restricciones ambientales para el desarrollo de proyectos, diseño de herramientas para mejorar el desempeño ambiental y evaluación de costos. Es así, como la gestión ambiental del sector eléctrico se ha orientado en dos direcciones, fortalecimiento de la capacidad de gestión y desarrollo de instrumentos facilitadores, tal como se amplía a continuación.

## Fortalecimiento de la capacidad de gestión ambiental empresarial y sectorial

Comprenden la definición de proyectos en el área de la planeación ambiental que, mediante el análisis de la información, ayudan a identificar y valorar las restricciones ambientales necesarias para el ordenamiento ambiental de las actividades del sector.

- Factibilidad y diseño de turbogases y ciclos combinados<sup>48</sup>.

Isagen realizó un estudio para localizar a lo largo del territorio nacional, sitios adecuados - técnica, ambiental y económicamente - para instalar turbogases y ciclos combinados entre 50 y 300 MW. Se identificaron y jerarquizaron 18 zonas factibles para la instalación de estas plantas. Además se logró que el MMA considerara como DAA los estudios de selección de sitios para cuatro sitios en específico.

- Inventario de proyectos carboeléctricos - Optimización ambiental, técnica y económica<sup>49</sup>.

A partir del reconocimiento general del país, Ecocarbón, Isagen y la Upme identificaron áreas geográficas con características relativamente homogéneas y que cumplen con las condiciones de viabilidad técnica, económica y ambiental, para la localización de proyectos termoeléctricos con base en carbón y con capacidad estimada entre 300 y 600 MW por planta. El estudio se desarrolló para dos escenarios - sin desarrollo minero y con desarrollos mineros-. Se identificaron tres tipos de Zonas: Potenciales, Homogéneas y Factibles. Identificándose 20 sitios aptos, por sus opciones técnicas, económicas y ambientales, para la expansión eléctrica del país. Sobre esta base, se obtuvo un estimado confiable de costos -en el marco de prefactibilidad-.

- Estudio de restricciones y posibilidades ambientales para los proyectos de transmisión del plan de expansión de ISA 2001- 2010<sup>50</sup>.

Con el fin de contar con un instrumento que permitiera incorporar criterios ambientales en la toma de decisiones en el nivel de planeación, ISA realizó un análisis de restricciones y posibilidades ambientales para proyectos de expansión de ISA.

El estudio define la metodología para la identificación, mediante los análisis cualitativo y cuantitativo - ambos georeferenciados con la aplicación del sistema de información geográfico o SIG -, de los factores de restricción y viabilidad ambiental de proyectos de expansión de la Transmisión. La metodología se utilizó en corredores potenciales (figura 66) y sus logros aportan elementos de juicio para la toma de decisiones para diferentes regiones eléctricas, en escenarios de corto, mediano y largo plazos, en los contextos local regional y nacional.

<sup>48</sup> Isagen. Selección y recomendación de sitios adecuados para la instalación de turbogases y ciclos combinados- metodología y resultados. Santa fé de Bogotá, agosto de 1996.

<sup>49</sup> Isagen, Ecocarbón y UPME. Inventario de proyectos carboeléctricos: optimización ambiental, técnica y económica. Santa fé de Bogotá, noviembre de 1998.

<sup>50</sup> ISA. Estudio de restricciones y posibilidades ambientales para los proyectos de transmisión- Plan de Expansión 2001-2010. Medellín, junio de 1998.

- Información ambiental de referencia

En esencia, el objetivo es mantener una base confiable de información ambiental de referencia, que permita mejorar el proceso de planificación ambiental y eléctrico, evaluar y modificar los aspectos regulatorios y políticos, establecer programas de prevención sectorial y, en general, contribuir a mejorar la toma de decisiones de los agentes del sector.

Se considera que la incorporación del módulo ambiental en el sistema de información eléctrica será de utilidad para la consulta de inversionistas y entidades vinculadas a las gestiones eléctrica y ambiental.

- Formulación de una propuesta de lineamientos de política ambiental para el sector energético, con énfasis en el sector eléctrico. Evaluación Ambiental Estratégica.

El objetivo de esta propuesta es analizar la situación ambiental actual del sector eléctrico, enmarcada en una evaluación energética integrada, con el fin de formular lineamientos de política ambiental integral para el sector energético, que oriente la toma de decisiones sobre los proyectos e inversiones sectoriales.

De manera general la evaluación ambiental se ha identificado casi exclusivamente con las licencias ambientales y en particular con los estudios de impacto ambiental (EIA). Esta visión restringida a llevado a considerar que su tarea es esencialmente identificar impactos y establecer medidas de manejo para ellos, haciendo énfasis en las acciones de control y corrección de los impactos ambientales, más que a las de prevención y maximización de sus beneficios.

La Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) sectorial, aportará criterios y elementos fundamentales en la definición de políticas y planes sectoriales, en la medida en que se utilice en las etapas tempranas de tomas de decisión.

- Promoción de la autorregulación y el autocontrol ambientales.

Para el desarrollo de los proyectos se debe evaluar la opción que éstos utilicen instrumentos voluntarios de autorregulación y autocontrol, que induzcan la operación productiva de manejo amigable con el medio ambiente. Dentro de estas acciones deben contemplarse la implementación de normas ISO-14000 sobre sistemas de manejo ambiental y el fortalecimiento de los procesos de seguimiento por parte de las autoridades ambientales.

Estas normas, que parten del compromiso de cumplir la legislación ambiental del país, son procesos de mejoramiento continuo y buscan la eficiencia productiva. Los resultados obtenidos son claramente demostrables y son a la vez mecanismos que abordan el mejoramiento ambiental fundamentalmente en forma preventiva.

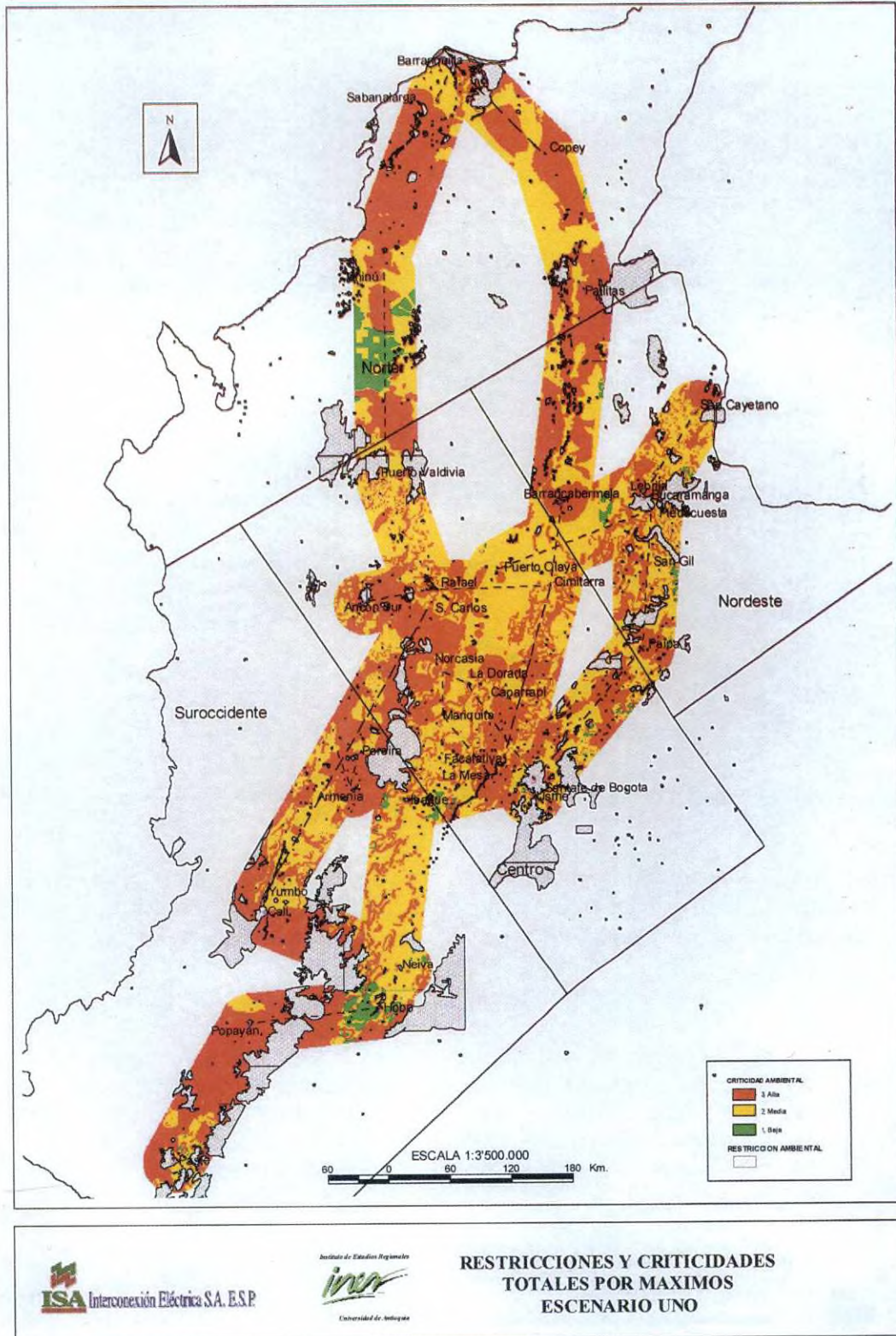


Figura 66. Caracterización ambiental de corredores potenciales

## Desarrollo de Instrumentos de gestión

Los sectores productivos y de servicios del país, incluyendo el sector eléctrico, enfrentan un gran reto hacia el futuro bajo la perspectiva de una economía mundial cada vez más respetuosa del medio ambiente y más enfocada a la solución del paradigma entre desarrollo, preservación del medio ambiente y respeto por las comunidades humanas.

Por lo tanto, las entidades y empresas del sector eléctrico, sean públicas o privadas, están en la obligación de prevenir y manejar de manera más amigable con el medio ambiente, los impactos resultantes del desarrollo de las actividades de generación, transmisión, distribución y uso final de la electricidad.

- Definición de Términos de Referencia -TR- para los estudios ambientales

La concertación entre el MMA y el sector eléctrico ha avanzado en la definición de los Términos de Referencia para la realización de DAA, EIA y PMA de las actividades propias del sector. Estos instrumentos han facilitado el proceso de estudios por parte de las empresas, fortalecimiento de la gestión de la autoridad ambiental, calidad de los estudios ambientales, reducción del tiempo necesario para la tramitación de la solicitud de la licencia ambiental y los demás permisos y autorizaciones ambientales.

- Utilización de guías ambientales para proyectos del sector eléctrico.

Busca unificar criterios para la planificación, manejo y control ambiental de los proyectos del sector eléctrico. Las guías se aplican para sentar las bases durante de iniciación de un proceso de homologación de metodología, procedimientos y tecnologías que, en general, orienten el diseño, construcción, puesta en marcha, operación y desmantelamiento de proyectos.

Posibilitan la realización de estudios y acciones ambientales, sin incurrir en mayores costos. Sin embargo, se debe avanzar en la precisión de estas guías en la perspectiva de la autorregulación y el autocontrol.

Se han realizado guías ambientales para proyectos de distribución y de generación termoeléctrica. Se encuentran en proceso de elaboración las de sistemas de transmisión, generación hidroeléctrica y manejo y disposición de los PCB.

- Guías y manuales ambientales sectoriales

Permitirán seguir avanzando hacia la estrategia de autocontrol ambiental mediante la elaboración de guías y manuales ambientales para las diferentes actividades sectoriales. Se precisarán los tipos de proyectos que deben realizar EIA y que requieren de licencia ambiental convencional, y los que pueden manejarse mediante el seguimiento de guías ambientales, PMA y normas técni-



cas, que será supervisado y auditado por las autoridades y por la veeduría ciudadana.

## **La Participación de las Comunidades**

La participación de las comunidades en la decisión ambiental de los proyectos deberá ser precisada y definida en mayor detalle, de tal forma que los agentes prevean con mayor anticipación todos los aspectos relacionados con la dimensión social y se desarrollen esquemas novedosos y alternativos que permitirán contactos y consultas regionales más ágiles, y así disminuir la incertidumbre de aprobación ambiental de los proyectos mediante la preparación previa a la aparición de proyectos específicos de las comunidades y actores.



## Capítulo 9

# SEÑALES PARA LA EXPANSIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO<sup>51</sup>

Si bien, a la fecha existe un marco regulatorio muy completo en el sector eléctrico, se debe reconocer que este es aún reciente como para poder extraer conclusiones definitivas. Quedan aún algunas preguntas o aspectos que desde el punto de vista de los análisis indicativos, considera la Unidad son importantes para garantizar las señales de expansión y correcto funcionamiento del sector en sus distintas etapas.

### MERCADO SPOT Y PAPEL DE LA DEMANDA

La posibilidad de que la demanda sea parte activa de la bolsa de energía es importante para determinar a partir del libre balance de oferta y demanda los niveles de confiabilidad que los consumidores desean y están dispuestos a pagar. De la figura 67 puede apreciarse como el valor del VEREC que minimiza el costo para el sistema esta entre 6 y 8%, mientras que las normas vigentes lo determinan en 3%;

<sup>51</sup> Los aspectos aquí presentados están desarrollados con mayor profundidad en estudios contratados por la UPME con Mercados Energéticos - Ecoenergía - Consultoría Colombiana (diciembre 1998) y Luis Ignacio Betancur (febrero 1999).

esto estaría indicando que mientras no se obtenga la señal directamente de la demanda sería conveniente flexibilizar este criterio de seguridad. Para que lo primero sea factible es posible fortalecer el papel de los comercializadores puros de energía los cuales deben ser vistos como gestores de la demanda de energía y asesores permanentes de la demanda, pues no parece razonable pretender que los consumidores se conviertan de una día para otro en oferentes y compradores en este esquema.

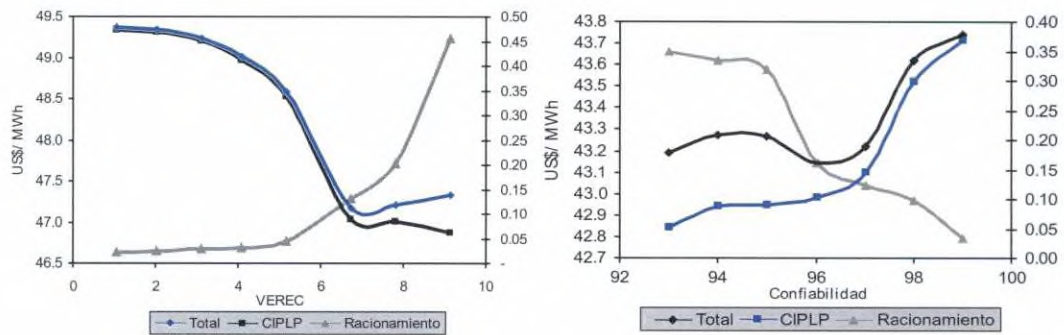


Figura 67. Análisis de sensibilidad del CIPLP .vs. Confiabilidad y VEREC

Por otro lado, las necesidades de coordinación de los sectores electricidad y gas, así como la búsqueda de mecanismos que permitan optimizar el uso de los recursos disponibles en el sector, han llevado a plantear la posibilidad de mejorar los esquemas actuales de oferta en la bolsa de energía, de forma tal que se permita a los diferentes agentes reflejar en el mercado las características de sus equipos sin introducir distorsiones en la formación de los precios de oferta. De este modo, respetando los criterios y procedimientos de la regulación actual, se incorporarían nuevas herramientas de mercado para que los participantes puedan flexibilizar su operación comercial y puedan tomar posiciones futuras. Algunos elementos que podrían ser considerados son: la ampliación del periodo de oferta y las ofertas por bloque horizontal.

## RESTRICCIONES OPERATIVAS

El tratamiento sugerido de los dos tipos de restricciones sería:

- Para el manejo de las restricciones globales estructurales que existen en el sistema y que no son económicamente eliminables se debería considerar la posibilidad de un pago fijo para su remuneración, en lugar de la oferta horaria de los generadores.
- Se deben realizar las convocatorias correspondientes para solucionar las restricciones no estructurales y locales.

## VIGILANCIA Y CONTROL

Para mejorar las condiciones de competitividad y evitar el poder dominante, la SSP dispone de instrumentos idóneos, los cuales mejorarán su efectividad de contar con sistemas de información confiables.

En lo que refiere al mercado mayorista podría ser conveniente establecer mecanismos de auditorías sorpresa a los diferentes agentes, por ejemplo en plantas de generación se podría constatar la oferta del día en lo referente a disponibilidad declarada y precio ofertado y en redes de transmisión verificar su disponibilidad.

## INFORMACIÓN

En el correcto funcionamiento y desarrollo del esquema de mercado otro elemento fundamental es el relacionado con el manejo de la información. En este sentido se deben mejorar los aspectos de oportunidad, calidad y confiabilidad.

La falta de claridad institucional respecto a la tarea de recolección de la información ha convertido a este proceso en algo lento y confuso, llegando incluso a solicitar el mismo dato en distintos formatos. Así mismo, la respuesta de los agentes no es siempre la más adecuada. No hay absoluta claridad sobre la que información que debe ser entregada y sobre aquella que puede reservarse como estratégica del negocio.

Las Leyes 142 y 143 de 1994 consagran la importancia de la información mediante las funciones específicas dadas a la UIME. En ese sentido, es necesario que la UPME quien asumió las tareas de la Unidad de Información, determine mecanismos para el correcto seguimiento de la información del sector energético y establezca claramente la responsabilidad de los agentes en el tema, recurriendo, de ser necesario, al apoyo de medidas regulatorias que asignen la responsabilidad en el suministro de información confiable a los diferentes agentes, los procedimientos para actualización y difusión de la información y los mecanismos de auditoría de datos, entre otros aspectos.

Tan solo en la medida que se cuente con una base de datos única de referencia será posible brindar información homogénea para todos los agentes del sector y el responsable de mantener y divulgar la información podrá desempeñar un papel acorde con las exigencias de un sistema globalizado, ávido de información de calidad que sirva en los procesos de toma de decisiones.



## *Capítulo 10*

# **DESEMPEÑO DEL SISTEMA - COBERTURA Y CALIDAD DEL SERVICIO**

En el país se ha presentado un proceso de ocupación territorial dentro de la cuenca del río Grande de la Magdalena, asentándose la población dentro de la zona Andina o de montaña y en la zona litoral. El desarrollo de cada región, de la zona ocupada, produjo polos separados, generando al mismo tiempo sus propios sistemas de servicios. En el caso de la energía dio lugar a los cuatro grandes nodos energéticos: Bogotá, Medellín, Cali y Barranquilla, que al unirse físicamente permitieron la creación del Sistema Interconectado Nacional. Este aseguró y garantizó, una oferta permanente de energía eléctrica a los centros urbanos y a parte de las extensas zonas rurales que conforman el espacio territorial del Sistema Interconectado.

Bajo el criterio de la interconexión eléctrica, se advierte una nueva concepción de división del país: el país interconectado (vertiente del Atlántico y zonas andinas de las vertientes de la Orinoquía, del Pacífico y parte de la Amazonía) y el país no interconectado, constituido por las vertientes hídricas de la Amazonía, la Orinoquía y el Pacífico. Bajo este criterio, se pueden definir la existencia de dos tipos de zonas rurales en el país: zonas rurales ubicadas dentro de la Zona Interconectada, ZI, y zonas rurales ubicadas dentro de las zonas no interconectables, ZNI.

## NIVEL DE COBERTURA ACTUAL

La estimación de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el país se realizó para las regiones geográficas de: Atlántico, Centro, Oriental y Pacífica, descritas en la tabla 39. En la figura 68 y en la tabla 40 se presentan los niveles de cobertura del servicio de energía eléctrica tanto para zonas urbanas como rurales.

ATLANTICA	CENTRO	ORIENTAL	PACIFICA
Atlántico	Antioquia	Amazonas	Cauca
Bolívar	Caldas	Arauca	Choco
Cesar	Caquetá	Boyacá	Nariño
Córdoba	Huila	Casanare	Valle
Guajira	Quindío	Cundinamarca	
Magdalena	Risaralda	Guainía	
San Andrés y Providencia	Tolima	Guaviare	
Sucre		Meta	
		Norte de Santander	
		Putumayo	
		Santander	
		Vaupés	
		Vichada	

Tabla 39. Agrupación de departamentos

REGIÓN	URBANO	RURAL	TOTAL
Santa fé Bogotá	97%	NA	97%
Atlántica	85%	41%	74%
Centro	93%	63%	85%
Oriental	96%	56%	80%
Pacífica	90%	54%	78%
TOTAL	93%	55%	82%

Tabla 40. Cobertura del servicio de energía eléctrica en 1997<sup>52</sup>

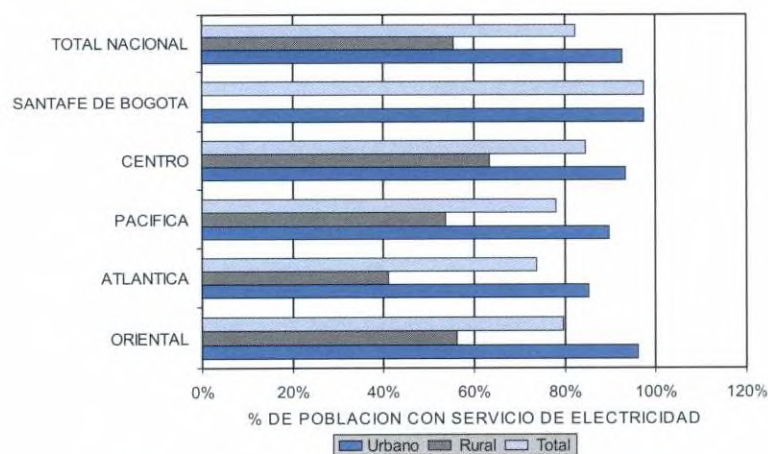


Figura 68. Cobertura del servicio de energía eléctrica

<sup>52</sup> Estimativo UPME, basado en proyección de viviendas, reporte de suscriptores de las empresas distribuidoras e información del DANE para el mismo año.

## EL PAPEL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL DESARROLLO RURAL

Uno de los grandes retos de los próximos años consiste en aumentar la cobertura del servicio de energía eléctrica en las zonas marginales y rurales. En su desarrollo se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- El suministro de energía debe estar involucrado e integrado dentro de los planes de desarrollo de los municipios y las regiones para apoyar el crecimiento de una economía dinámica vinculada a los circuitos productivos nacional e internacional.
- La Generación Distribuida, por ser pequeña y diversa, es un instrumento idóneo para energizar áreas apartadas del Sistema Interconectado.
- Las condiciones y características fisiográficas y climatológicas del país, además de los usos finales de la energía, permiten definir que no se puede pensar en un modelo único de energización, ni mucho menos definir el tipo de fuente energética o el tipo de energético que debe ser usado en tales zonas.

En resumen, se debe buscar la inserción de la expansión del servicio eléctrico en el ambiente rural dentro de un proceso de desarrollo socioeconómico, que posibilite el incremento de la productividad de estas zonas, además de la tradicional meta de brindar bienestar. La opción de esta alternativa energética siempre y cuando la aplicación final de la energía eléctrica sea la de mínimo costo comparada con otras fuentes.

## ESQUEMAS DE AMPLIACIÓN DEL SERVICIO

Ante las reformas del sector eléctrico y la vinculación de capital privado a la actividad de distribución y comercialización de la energía, la problemática de la cobertura de este servicio debe ser estudiada dentro del marco normativo actual, resultando tres alternativas factibles para permitir al estado la ampliación de los niveles actuales de cobertura acorde con las metas de los planes de desarrollo del país, las cuales se plantean a continuación:

1. En las zonas rurales<sup>53</sup>, en el área de influencia del Sistema Interconectado Nacional -SIN- que son viables de interconectar técnica y económicamente, la libertad de acceso a las redes de distribución debe estar en primer lugar y ningún operador de red podría negar la prestación del servicio.

2. En las zonas rurales en el área de influencia del Sistema Interconectado Nacional -SIN- que son viables de interconectar técnica pero no económicamente se puede optar por:

<sup>53</sup> O urbanas

- Que un proveedor del servicio diferente al que cubre la zona pueda conectar al usuario con el régimen de tarifas que tiene, para lo cual se harían efectivas las condiciones para el primer caso.
- Que el operador de red de la zona solicite a la CREG una modificación de la tarifa de energía y con ello viabilice económicamente la prestación del servicio a estos usuarios.
- El mecanismo de contrato de concesión según lo establece el artículo 56 de la ley 143 de 1994. A través del cual se definan las condiciones de prestación del servicio de energía en su contexto amplio y el oferente establezca la menor remuneración factible.

3. En las zonas no interconectadas - ZNI-. se debe enfocar la solución a través del concepto amplio de la energización, para ello se propone estudiar entre otras las ventajas y posibilidades de permitir y apoyar la creación de empresas de servicios energéticos públicas o mixtas, capaces de brindar soluciones integrales para las zonas, mediante el mismo mecanismo de concesiones presentado anteriormente ( artículo 50 de la ley 143 de 1994).

En cualquier caso, es factible y recomendable la utilización de los recursos del Fondo Nacional de Regalías sólo para el desarrollo de la infraestructura que esté concebida en los planes de desarrollo de las regiones y no como obras aisladas de cada región. El papel de los organismos encargados de asesorar y aprobar los planes de desarrollo será fundamental en este propósito.

## CALIDAD DEL SERVICIO

A medida que se ha ido madurando el marco regulatorio, la Comisión ha fijado las responsabilidades de los diferentes agentes de la cadena de la energía eléctrica en lo relacionado con la calidad del servicio.

Es así como, a través del código de redes<sup>54</sup> se fijaron los niveles aceptables para el diseño y operación del sistema generación - transmisión, quedando pendientes tan solo los niveles aceptables para distribución.

En 1998, la Creg a través de la expedición del reglamento de distribución, resolución 070 de 1998, define los criterios para la planeación, expansión y operación de los sistemas de transmisión regional STR y sistemas de distribución local SDL y determina los procedimientos que definen las relaciones entre los diferentes usuarios y sus operadores.

Con respecto a la calidad del servicio de los sistemas, la Comisión divide el problema en dos aspectos: los parámetros para medir la calidad de la potencia suministrada, a través de frecuencia, tensión, contenido de armónicos, flicker, y factor de potencia entre otros.

<sup>54</sup> Resolución 025 de 1995 y sus modificaciones posteriores



De manera similar, fija como parámetros para medir la confiabilidad del servicio los índices de frecuencia y duración de las interrupciones, y establece los valores de eficiencia y el periodo de transición para que las empresas alcancen estos niveles.

El reto para las empresas y para el sector será adecuarse de manera expedita a estas normas y así lograr brindarle al usuario un servicio con niveles de calidad y confiabilidad adecuados, pues si hoy se realizara un balance de los índices y parámetros establecidos se podría llegar a concluir que si bien el nivel de cobertura del sistema es aceptable, la calidad del mismo no lo es y por ello los esfuerzos por vincular capitales frescos al sector aún no han dado los resultados que esperan los usuarios finales.



*Anexos*



## *Anexo 1*

# INFORMACIÓN BÁSICA

## PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El crecimiento de la demanda de energía está determinado por las variables explicativas que se relacionan a continuación.

### **Crecimiento Macroeconómico**

El crecimiento de la economía es el principal dinamizante de la demanda de energía. En el escenario macroeconómico se considera el crecimiento de cada actividad económica, el ingreso promedio de la población y el crecimiento demográfico.

AÑO	POBLACION	PIB Bajo	PIB Medio	PIB Alto
1999	2.2%	1.0%	1.5%	2.0%
2000	2.2%	3.0%	3.5%	3.7%
2001	2.2%	3.5%	4.2%	4.2%
2002	2.2%	4.0%	4.2%	5.0%
2003	2.2%	4.0%	4.3%	5.0%
2004	2.2%	4.0%	4.3%	5.0%
2005	2.2%	4.0%	4.3%	5.0%
2006	2.2%	4.0%	4.3%	5.0%
2007	2.2%	4.0%	4.3%	5.0%
2008	2.2%	4.0%	4.3%	5.0%
2009	2.2%	4.0%	4.3%	5.0%
2010	2.2%	4.0%	4.3%	5.0%

Tabla A.1.1. Crecimiento demográfico y económico proyectado.

## Tarifas de Energía Eléctrica y Sustitutos

El escenario de tarifas considera la sensibilidad del crecimiento de la demanda a la variación en los precios de la energía eléctrica y los energéticos sustitutos.

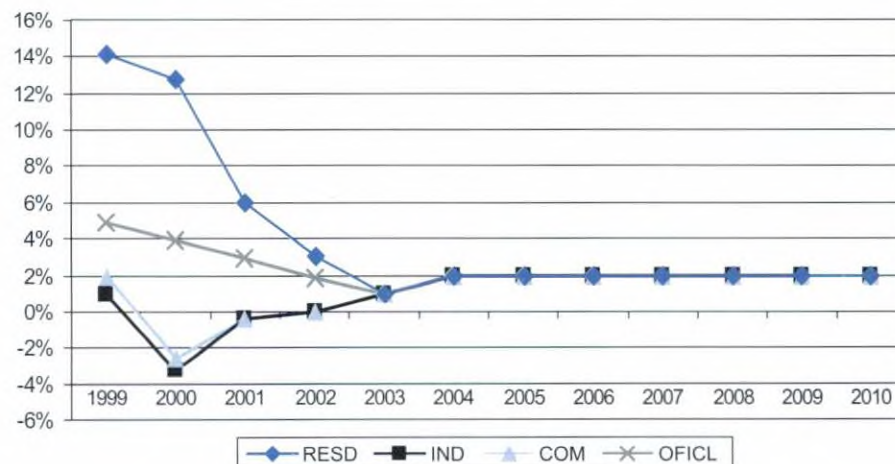


Figura A.1.1. Crecimiento esperado de las tarifas de energía eléctrica.

## Sustitución de energía eléctrica y programas de eficiencia energética

La sustitución de energía eléctrica por gas natural y gas licuado de petróleo se estimó con base en el estudio "Metodología para la Evaluación de la Demanda Potencial de Gases Combustibles en Colombia"<sup>55</sup>. Principalmente se estudió que porción de los mercados disputables pueden tomar los gases combustibles, su magnitud y la velocidad de penetración mediante un modelo analítico de sustituciones.

<sup>55</sup> Desarrollado para la UPME por el Instituto de Economía Energética de Bariloche.



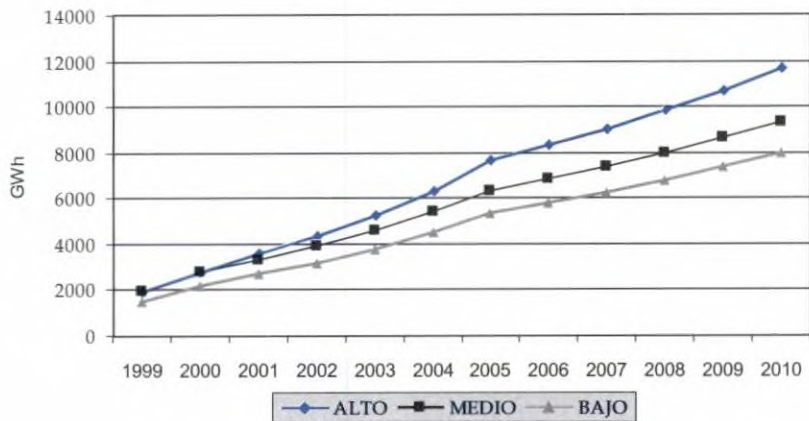


Figura A.1.2. Penetración de gases combustibles.

El escenario de Uso Eficiente de Energía considera diferentes expectativas sobre los programas de sustitución de bombillos y luminarias en los sectores residencial y alumbrado público respectivamente.

**Pérdidas de energía**

El escenario de pérdida de energía eléctrica corresponde a una sensibilidad hecha a las metas presentadas por cada una de las empresas en los Planes de Gestión y Resultados -PGR-.

La siguiente tabla presenta un manera esquématica a la forma en que fueron construidos los diferentes escenarios de proyección de la demanda de energía eléctrica.

ESCENARIO MACROECONOMICO	TARIFAS	SUSTITUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	PÉRDIDAS
I. Medio: bajo crecimiento en el corto plazo y promedio en el largo.	Un solo escenario que recoge las expectativas de crecimiento del costo de referencia, los subsidios y las contribuciones.	Esc 1: Sustitución según las simulaciones hechas en el LEAP y penetración muy baja de programas de bombillos eficientes.	Caso 1: Ponderación de los indicadores de pérdidas presentados en los PGR.
II. Alto: medio - bajo crecimiento en el corto plazo y recuperación al 5% en el largo		Esc 2: 85% de la sustitución del Escenario 1 y penetración muy baja del programa de bombillería eficiente.	Caso 2: Retraso en los planes de reducción presentados en los PGR.
III. Bajo: muy bajo crecimiento en el corto plazo y estabilización al 4% en el largo.		Esc 3: Sustitución según las expectativas de las empresas de gas.	
ESCENARIOS DE PROYECCIÓN			
Escenario Bajo: Escenario macro III, Esc 3 de sustitución y Caso 1 de pérdidas. Escenario Medio: Escenario macro I, Esc 1 de sustitución y Caso 1 de pérdidas. Escenario Alto: Escenario macro II, Esc 2 de sustitución y Caso 2 de pérdidas.			

Tabla A.1.2. Construcción de los escenarios de proyección de la demanda de energía eléctrica.

Los escenarios de proyección obtenidos son los siguientes.

AÑO	ALTO		MEDIO		BAJO	
	GWh	Tasa	GWh	Tasa	GWh	Tasa
1998	43283		43283		43283	
1999	44642	3.1%	43778	1.1%	43464	0.4%
2000	45907	2.8%	44753	2.2%	44107	1.5%
2001	47852	4.2%	46590	4.1%	45012	2.1%
2002	50416	5.4%	48466	4.0%	46516	3.3%
2003	53091	5.3%	50429	4.1%	47966	3.1%
2004	55872	5.2%	52417	3.9%	49324	2.8%
2005	58754	5.2%	54416	3.8%	50539	2.5%
2006	62331	6.1%	57112	5.0%	52719	4.3%
2007	66129	6.1%	59941	5.0%	54977	4.3%
2008	70162	6.1%	62910	5.0%	57313	4.2%
2009	74442	6.1%	66023	4.9%	59725	4.2%
2010	78984	6.1%	69286	4.9%	62212	4.2%

## COSTOS DE COMBUSTIBLES

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Termotasajero	26713	26713	26713	26713	26713	26713	26713	26713	26713	26713	26713	26713
Termopaipa	29378	29378	29378	29378	29378	29378	29378	29378	29378	29378	29378	29378
Termozipa	29292	29292	29292	29292	29292	29292	29292	29292	29292	29292	29292	29292

Tabla A.1.3. Estimación de precios reales de carbón térmico en planta termoeléctrica. Escenario base. 7(\$/ton)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Termotasajero	27460	28228	29017	29828	30662	31519	32400	33305	34236	35193	36177	37188
Termopaipa	30069	30775	31499	32239	32997	33772	34566	35378	36210	37061	37932	38824
Termozipa	29940	30602	31279	31971	32678	33401	34140	34895	35667	36457	37263	38087

Tabla A.1.4. Estimación de precios reales de carbón térmico en planta termoeléctrica. Escenario optimista. (\$/ton)

PERIODO	CASO 0 Gas Guajira Res. 039/75	Gas Opón Con troncal Res. 061/83 Res. 101/98	Gas Opón y otros Res. 061/83	Gas Casanare No Asociado Res. 061/83	Gas Casanare Asociado Res. 061/83	Gas Interior Res. 057/96	Gas Payoa	CASO 1 Gas Guajira Res. 039/75 Res. 061/83	CASO 2 Gas Guajira Res. 039/75 Res. 057/96
1999.1	0.62	1.02	0.75	0.82	0.41	1.30	0.86	0.62	0.62
1999.2	0.58	0.94	0.67	0.74	0.37	1.14	0.81	0.58	0.58
2000.1	0.59	0.98	0.71	0.78	0.39	1.04	0.77	0.59	0.59
2000.2	0.60	0.99	0.71	0.79	0.39	1.03	0.76	0.60	0.60
2001.1	0.60	0.98	0.70	0.78	0.39	1.04	0.76	0.78	1.04
2001.2	0.60	0.98	0.71	0.78	0.39	1.06	0.76	0.78	1.06
2002.1	0.59	0.98	0.70	0.77	0.39	1.06	0.76	0.77	1.06
2002.2	0.60	0.98	0.71	0.78	0.39	1.06	0.75	0.78	1.06
2003.1	0.59	0.97	0.70	0.77	0.39	1.07	0.75	0.77	1.07
2003.2	0.59	0.98	0.71	0.78	0.39	1.07	0.74	0.78	1.07
2004.1	0.59	0.97	0.70	0.77	0.38	1.07	0.74	0.77	1.07
2004.2	0.59	0.98	0.70	0.78	0.39	1.07	0.73	0.78	1.07
2005.1	0.59	0.97	0.69	0.77	0.38	1.07	0.73	0.77	1.07
2005.2	0.59	0.98	0.70	0.77	0.39	1.08	0.73	0.77	1.08
2006.1	0.59	0.97	0.69	0.76	0.38	1.08	0.72	0.76	1.08
2006.2	0.59	0.97	0.70	0.77	0.39	1.08	0.72	0.77	1.08
2007.1	0.58	0.96	0.69	0.76	0.38	1.08	0.71	0.76	1.08
2007.2	0.59	0.97	0.70	0.77	0.38	1.09	0.71	0.77	1.09
2008.1	0.58	0.96	0.69	0.76	0.38	1.09	0.70	0.76	1.09
2008.2	0.59	0.97	0.70	0.77	0.38	1.09	0.70	0.77	1.09
2009.1	0.58	0.96	0.69	0.76	0.38	1.09	0.70	0.76	1.09
2009.2	0.58	0.97	0.69	0.76	0.38	1.09	0.69	0.76	1.09
2010.1	0.58	0.96	0.69	0.76	0.38	1.10	0.69	0.76	1.10
2010.2	0.58	0.97	0.69	0.76	0.38	1.10	0.68	0.76	1.10

Proyecciones realizadas por la UPME según las resoluciones vigentes del MME y CREG (US\$/KPC) dólares constantes de diciembre de 1998.

Tabla A.1.5. Precios del gas en boca de pozo - escenario medio

PERIODO	CASO 0 Gas Guajira Res. 039/75	Gas Opón Con troncal Res. 061/83 Res. 101/98	Gas Opón y otros Res. 061/83	Gas Casanare No Asociado Res. 061/83	Gas Casanare Asociado Res. 061/83	Gas Interior Res. 057/96	Gas Payoa	CASO 1 Gas Guajira Res. 039/75 Res. 061/83	CASO 2 Gas Guajira Res. 039/75 Res. 057/96
1999.1	0.62	1.02	0.75	0.82	0.41	1.30	0.86	0.62	0.62
1999.2	0.47	0.83	0.56	0.62	0.31	0.92	0.79	0.47	0.47
2000.1	0.47	0.83	0.56	0.62	0.31	0.82	0.73	0.47	0.47
2000.2	0.47	0.83	0.55	0.61	0.31	0.76	0.70	0.47	0.47
2001.1	0.47	0.83	0.55	0.61	0.31	0.75	0.68	0.61	0.75
2001.2	0.46	0.82	0.55	0.60	0.30	0.75	0.67	0.60	0.75
2002.1	0.46	0.82	0.55	0.60	0.30	0.75	0.66	0.60	0.75
2002.2	0.46	0.82	0.54	0.60	0.30	0.74	0.65	0.60	0.74
2003.1	0.46	0.82	0.54	0.60	0.30	0.74	0.65	0.60	0.74
2003.2	0.45	0.81	0.54	0.59	0.30	0.74	0.64	0.59	0.74
2004.1	0.45	0.81	0.54	0.59	0.30	0.74	0.64	0.59	0.74
2004.2	0.45	0.80	0.53	0.58	0.29	0.74	0.63	0.58	0.74
2005.1	0.45	0.81	0.53	0.59	0.29	0.74	0.63	0.59	0.74
2005.2	0.44	0.80	0.52	0.58	0.29	0.73	0.62	0.58	0.73
2006.1	0.44	0.80	0.53	0.58	0.29	0.73	0.62	0.58	0.73
2006.2	0.44	0.79	0.52	0.57	0.29	0.73	0.61	0.57	0.73
2007.1	0.44	0.79	0.52	0.57	0.29	0.73	0.60	0.57	0.73
2007.2	0.43	0.79	0.51	0.57	0.28	0.73	0.60	0.57	0.73
2008.1	0.43	0.79	0.51	0.57	0.28	0.73	0.59	0.57	0.73
2008.2	0.43	0.78	0.51	0.56	0.28	0.73	0.59	0.56	0.73
2009.1	0.43	0.78	0.51	0.56	0.28	0.72	0.58	0.56	0.72
2009.2	0.43	0.78	0.50	0.55	0.28	0.72	0.58	0.55	0.72
2010.1	0.42	0.78	0.50	0.56	0.28	0.72	0.57	0.56	0.72
2010.2	0.00	0.27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.57	0.00	0.00

Proyecciones realizadas por la UPME según las resoluciones vigentes del MME y CREG (US\$/KPC) dólares constantes de diciembre de 1998

Tabla A.1.6. Precios del gas en boca de pozo - Escenario Bajo

PERIODO	CASO 0 Gas Guajira Res. 039/75	Gas Opón Con troncal Res. 061/83 Res. 101/98	Gas Opón y otros Res. 061/83	Gas Casanare No Asociado Res. 061/83	Gas Casanare Asociado Res. 061/83	Gas Interior Res. 057/96	Gas Payoa	CASO 1 Gas Guajira Res. 039/75 Res. 061/83	CASO 2 Gas Guajira Res. 039/75 Res. 057/96
1999.1	0.62	1.02	0.75	0.82	0.41	1.30	0.86	0.62	0.62
1999.2	0.71	1.09	0.82	0.90	0.45	1.22	0.83	0.71	0.71
2000.1	0.78	1.20	0.93	1.02	0.51	1.23	0.83	0.78	0.78
2000.2	0.79	1.21	0.94	1.03	0.52	1.33	0.85	0.79	0.79
2001.1	0.78	1.20	0.93	1.02	0.51	1.46	0.89	1.02	1.46
2001.2	0.79	1.21	0.94	1.03	0.52	1.52	0.90	1.03	1.52
2002.1	0.78	1.20	0.92	1.02	0.51	1.52	0.89	1.02	1.52
2002.2	0.79	1.21	0.93	1.03	0.52	1.52	0.89	1.03	1.52
2003.1	0.78	1.20	0.92	1.02	0.51	1.52	0.89	1.02	1.52
2003.2	0.79	1.21	0.93	1.03	0.51	1.53	0.88	1.03	1.53
2004.1	0.78	1.20	0.92	1.02	0.51	1.53	0.88	1.02	1.53
2004.2	0.78	1.21	0.93	1.03	0.51	1.53	0.87	1.03	1.53
2005.1	0.78	1.19	0.92	1.01	0.51	1.54	0.87	1.01	1.54
2005.2	0.78	1.20	0.93	1.03	0.51	1.54	0.86	1.03	1.54
2006.1	0.78	1.19	0.92	1.01	0.51	1.54	0.86	1.01	1.54
2006.2	0.78	1.20	0.93	1.02	0.51	1.54	0.86	1.02	1.54
2007.1	0.78	1.19	0.92	1.01	0.51	1.55	0.85	1.01	1.55
2007.2	0.78	1.20	0.93	1.02	0.51	1.55	0.85	1.02	1.55
2008.1	0.78	1.19	0.92	1.01	0.51	1.55	0.84	1.01	1.55
2008.2	0.78	1.20	0.93	1.02	0.51	1.56	0.84	1.02	1.56
2009.1	0.78	1.19	0.92	1.01	0.50	1.56	0.84	1.01	1.56
2009.2	0.78	1.20	0.93	1.02	0.51	1.56	0.83	1.02	1.56
2010.1	0.78	1.19	0.92	1.01	0.50	1.57	0.83	1.01	1.57
2010.2	0.78	1.20	0.93	1.02	0.51	1.57	0.83	1.02	1.57

Proyecciones realizadas por la UPME según las resoluciones vigentes del MME y CREG (US\$/KPC) dólares constantes de diciembre de 1998.

Tabla A.1.7. Precios del gas en boca de pozo - escenario alto

CONVENCIONES	
* Incluye el costo del transporte del campo Opón a Barranca establecido por la Res. 101 de septiembre 4 de 1998 (US/KPC). CASO 1 de la Guajira es un promedio ponderado del precio de resolución, ya que no cubre un semestre corrido de un mismo año. CASO 2 de la Guajira considera que el precio del gas puede pasarse de la Res. 039/75 a la Res. 061/83 a partir del 2001. Para el precio de gas en planta se deben considerar las siguientes relaciones:	
T. Ocoa:	Gas de Casanare
T. Sierra, T. Centro, T. Dorada, T. Meril, T. Valle, T. Emcali:	Gas de Opón con troncal
T. Opón:	Gas Opón y otros
T. Gualanday:	Gas Interior
Plantas de Barranquilla y Cartagena:	Gas de Guajira
T. Chinú:	Gas Opón y otros
T. Barranca y T. Palenque:	Gas de Payoa

Tabla A.1.8. Convenciones empleadas en las proyecciones de precios de gas.



ENTRADA Salida	Barranca T. Ocoa	Barranca T. Sierra	Barranca T. Centro	Barranca T. Dorada	Barranca T. Meril	Barranca T. Valle	Barranca T. Emcali	Payoa B/manga	Cusiana Villavicencio
1998.1	0.770	0.461	0.386	0.597	0.217	1.033	1.033	0.400	0.762
1998.2	0.769	0.464	0.390	0.598	0.223	1.028	1.028	0.403	0.761
1999.1	0.768	0.467	0.394	0.599	0.229	1.025	1.025	0.407	0.761
1999.2	0.768	0.471	0.399	0.601	0.235	1.021	1.021	0.412	0.761
2000.1	0.768	0.475	0.403	0.604	0.242	1.018	1.018	0.416	0.761
2000.2	0.769	0.479	0.408	0.606	0.249	1.016	1.016	0.421	0.761
2001.1	0.770	0.483	0.414	0.609	0.256	1.014	1.014	0.426	0.763
2001.2	0.771	0.488	0.420	0.613	0.264	1.012	1.012	0.432	0.764
2002.1	0.773	0.494	0.426	0.617	0.272	1.011	1.011	0.438	0.766
2002.2	0.775	0.500	0.433	0.621	0.281	1.011	1.011	0.445	0.769
2003.1	0.778	0.506	0.440	0.626	0.290	1.011	1.011	0.452	0.772
2003.2	0.782	0.513	0.447	0.631	0.299	1.011	1.011	0.459	0.775
2004.1	0.786	0.520	0.455	0.637	0.309	1.012	1.012	0.467	0.779
2004.2	0.790	0.527	0.464	0.643	0.319	1.014	1.014	0.475	0.783
2005.1	0.795	0.536	0.473	0.650	0.330	1.016	1.016	0.484	0.788
2005.2	0.800	0.544	0.482	0.657	0.341	1.019	1.019	0.493	0.794
2006.1	0.807	0.554	0.492	0.665	0.353	1.022	1.022	0.503	0.800
2006.2	0.813	0.564	0.503	0.673	0.366	1.026	1.026	0.514	0.807
2007.1	0.821	0.574	0.514	0.682	0.378	1.031	1.031	0.525	0.815
2007.2	0.829	0.585	0.526	0.692	0.392	1.036	1.036	0.537	0.823
2008.1	0.837	0.597	0.538	0.703	0.406	1.042	1.042	0.549	0.831
2008.2	0.847	0.609	0.551	0.714	0.421	1.049	1.049	0.562	0.841
2009.1	0.857	0.622	0.565	0.725	0.436	1.057	1.057	0.575	0.851
2009.2	0.868	0.636	0.580	0.738	0.452	1.065	1.065	0.590	0.862
2010.1	0.880	0.651	0.595	0.751	0.469	1.075	1.075	0.605	0.874
2010.2	0.892	0.666	0.611	0.765	0.487	1.085	1.085	0.621	0.886

Proyecciones realizadas por la UPME según las resoluciones vigentes del MME y GREC ( US\$/UPC) dólares constantes de diciembre de 1998

Tabla A.1.9. Costos de transporte - sistema del Interior

Entrada - Salida	Ballena - Area B/quilla	Ballena - Area C/gena	Guepaje - Area Chinú
1998.1	0.372	0.394	0.246
1998.2	0.367	0.389	0.243
1999.1	0.363	0.384	0.240
1999.2	0.358	0.379	0.237
2000.1	0.354	0.375	0.234
2000.2	0.350	0.370	0.231
2001.1	0.345	0.366	0.228
2001.2	0.341	0.361	0.226
2002.1	0.337	0.357	0.223
2002.2	0.333	0.352	0.220
2003.1	0.329	0.348	0.217
2003.2	0.325	0.344	0.215
2004.1	0.321	0.339	0.212
2004.2	0.317	0.335	0.209
2005.1	0.313	0.331	0.207
2005.2	0.309	0.327	0.204

Proyecciones realizadas por la UPME según las resoluciones vigentes del MME y CREG (US\$/KPC) dólares constantes de diciembre de 1998.

Tabla A.1.10. Costos de transporte - sistema Costa Atlántica

## PLANTAS EXISTENTES A DICIEMBRE DE 1998

PLANTAS POR EMPRESA	Nominal (MW)	Efectiva (MW)	Neta (MW)	FACTOR DE POTENCIA	# DE UNIDADES	TECNOLOGIA	AÑO DE PUESTA EN SERVICIO
<b>EPPM</b>							
GUADALUPE III	270,00	270,00	270,00	0,85	6	P	1966
GUADALUPE IV	216,00	200,00	200,00	0,90	3	F	1985
GUATAPE	561,20	560,00	560,00	0,85	8	P	1980
LA TASAJERA	313,50	309,90	309,90	0,95	3	P	1994
MEN. ANTIOQUIA	56,60	50,00	50,00	--	--	--	--
PLAYAS	207,70	207,70	201,00	0,90	3	F	1988
RIOGRANDE I	75,50	75,00	75,00	0,80	3	F	1956
SIERRA1 (n)	150,00	150,00	150,00	0,85	1	G	1998
SIERRA2 (n)	150,00	150,00	150,00	0,85	1	G	1998
TRONERAS	42,00	42,00	42,00	0,86	2	F	1965
<b>EPPM</b>	<i>2.042,50</i>	<i>2.014,60</i>	<i>2.007,90</i>				
<b>ELECTROHUILA</b>							
MENORES	16,20	4,00	4,00	--	--	--	--
<b>ELECTROHUILA</b>	<i>16,20</i>	<i>4,00</i>	<i>4,00</i>				
<b>ELECTROLIMA</b>							
MENORES	8,30	4,00	4,00	--	--	--	--
PRADO	51,00	49,00	49,00	0,85	4	F	1973
<b>ELECTROLIMA</b>	<i>59,30</i>	<i>53,00</i>	<i>53,00</i>				
<b>CEDELCA</b>							
FLORIDA II	26,00	26,00	26,00	0,8	2	F	1975
RÍO MAYO	26,30	21,00	21,00	0,8	3	F	1969
MENORES	7,00	7,00	7,00	--	--	--	--
<b>CEDELCA</b>	<i>59,30</i>	<i>54,00</i>	<i>54,00</i>				
<b>CEDENAR</b>							
MENORES	7,00	7,00	7,00	--	--	--	--
<b>CEDENAR</b>	<i>7,00</i>	<i>7,00</i>	<i>7,00</i>				
<b>CENS</b>							
TIBÚ 1	7,00	5,00	5,00	0,85	1	FO-V,GV	1965
TIBÚ 2	6,00	5,00	5,00	0,85	1	FO-V,GV	1965
TIBÚ 3	6,00	5,00	5,00	0,85	1	FO-V,GV	1965
TASAJERO	163,00	163,00	153,00	0,85	1	CV	1985
<b>CENS</b>	<i>182,00</i>	<i>178,00</i>	<i>168,00</i>				
<b>ESSA</b>							
BARRANCA 1	13,00	12,50	12,00	0,85	1	GV,FO-V	1982
BARRANCA 2	13,00	12,50	12,00	0,85	1	GV,FO-V	1982
BARRANCA 3	66,00	66,00	63,00	0,85	1	GV,FO-V	1972
BARRANCA 4	34,00	32,00	30,00	0,85	1	GV-TG	1978
BARRANCA 5	22,00	21,00	20,00	0,90	1	TG	1983
PALENQUE 3	15,00	15,00	14,00	0,80	1	GV	1972
MEN. NORDESTE	30,00	18,00	18,00	0,80	1	F	1954
<b>ESSA</b>	<i>193,00</i>	<i>177,00</i>	<i>169,00</i>				
<b>EBSA</b>							
PAIPA 1	33,00	31,00	28,00	0,80	1	CV	1963
PAIPA 2	74,00	74,00	68,00	0,85	1	CV	1975
PAIPA 3	75,00	74,00	68,00	0,85	1	CV	1982
<b>EBSA</b>	<i>182,00</i>	<i>179,00</i>	<i>164,00</i>				
<b>ELECTRIBOL</b>							
COSPIQUE 1	20,00	4,00	4,00	0,80	1	CV	1972
COSPIQUE 2	12,50	4,00	4,00	0,80	1	CV	1972
COSPIQUE 3	12,50	8,00	8,00	0,80	1	CV	1972
COSPIQUE 4	12,50	9,00	8,00	0,80	1	CV	1972
COSPIQUE 5	12,50	12,00	11,00	0,80	1	G/TG	1972
<b>ELECTRIBOL</b>	<i>70,00</i>	<i>37,00</i>	<i>35,00</i>				
<b>ELECTRANTA</b>							
LA UNIÓN 1	13,50	9,00	8,00	0,80	1	G-TG	1971
LA UNIÓN 2	13,50	10,00	9,00	0,80	1	G-TG	1971
LA UNIÓN 3	22,40	18,00	18,00	0,80	1	G-TG	1971
LA UNIÓN 4	14,00	10,00	9,00	0,80	1	G-TG	1971
<b>ELECTRANTA</b>	<i>63,40</i>	<i>47,00</i>	<i>44,00</i>				

## PLANTAS EXISTENTES A DICIEMBRE DE 1998

PLANTAS POR EMPRESA	Nominal (MW)	Efectiva (MW)	Neta (MW)	FACTOR DE POTENCIA	# DE UNIDADES	TECNOLOGIA	AÑO DE PUESTA EN SERVICIO
PROELÉCTRICA			397,00				
PROELÉCTRICA 1	46,00	46,00	45,00	0,97	1	TG	1993
PROELÉCTRICA 2	46,00	46,00	45,00	0,97	1	TG	1993
<b>PROELÉCTRICA</b>	<b>92,00</b>	<b>92,00</b>	<b>90,00</b>				
CHB							
BETANIA	540,00	540,00	540,00	0,90	3	F	1987
TEBSA							
BARRANQUILLA 1	0,00	0,00	0,00	0,85	1	CV	1980
BARRANQUILLA 2	-	-	-	-	-	CV	--
BARRANQUILLA 3	66,00	66,00	62,00	0,85	1	CV	1980
BARRANQUILLA 4	69,00	69,00	65,00	0,85	1	CV	1980
TEBSA 11	97,70	97,70	97,00	0,85	1	TG	1996
TEBSA 12	97,70	97,70	97,00	0,85	1	TG	1996
TEBSA 13	97,70	97,70	97,00	0,85	1	TG	1996
TEBSA 14	169,00	157,00	154,00	0,85	1	TG	1997
TEBSA 21 (n)	96,00	95,70	95,00	0,85	1	TG	1997
TEBSA 22 (n)	96,00	95,70	95,00	0,85	1	TG	1997
TEBSA 24 (n)	130,00	125,00	115,00	0,85	1	TG	1998
<b>TEBSA</b>	<b>919,10</b>	<b>901,50</b>	<b>877,00</b>				
CHIVOR S.A.							
CHIVOR	1.000,00	1.000,00	1.000,00	0,90	8	P	1982
MERILÉCTRICA							
MERILÉCTRICA (n)	156,00	156,00	154,00	0,9	1	G	1998
TERMOVALLE							
TERMOVALLE (n)	214,00	214,00	210,00	0,9	2	GV	1998
<b>TOTAL SISTEMA INTERCONECTADO</b>	<b>12.263,90</b>	<b>12.046,10</b>	<b>11.905,20</b>				

Fuente: Equipo información operativa CND - ISA, enero 1999.

Nota: El 7 de enero de 1999 entró en servicio la planta Termopaipa 168 MW.

## CONVENCIONES

G	Térmica gas	TG	Térmica turbogas
F	Hidráulica con Francis	TGV	Térmica turbogas con inyección de vapor.
P	Hidráulica con Pelton	FO	Térmica fuel-oil
CV	Térmica carbón-vapor	ACPM	Térmica ACPM
GV	Térmica gas-vapor	ACPMV	Térmica ACPM con inyección de vapor.
FO-V	Térmica fuel-oil vapor	[n]	Estas plantas entraron al SIN durante 1998

## PROYECTOS ELÉCTRICOS DE GENERACIÓN EN FACTIBILIDAD Y DISEÑO

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	TECNOLOGÍA	PROBABLE FECHA DE ENTRADA	PROMOTOR	FASE
TermoEmcali	233.8	Ciclo Combinado	Feb-99	EMCALI - JMC	3
TermoSantander	80	Ciclo Abierto	Sin confirmar	ESSA	3
TermoSierra C.C.	179	Ciclo Combinado	Nov-00	EEPPM	2
TermoCentro C.C.	100	Ciclo Combinado	Oct-00	ISAGEN	2
TermoCandelaria	300	Ciclo Abierto	Dic-99	TermoCandelaria S.C.A. E.S.P.	2
Térmica Pto. Berrio	58.4	Ciclo Abierto	Ene-01	EADE S.A. E.S.P.	1
TermoBiblis	1000	Ciclo Combinado	Sin confirmar	ELECTROENERGÍA	1
TermoFlores IV	150	Ciclo Combinado	Jul - 00	Flores III Ltda. & Cia. SCA ESP	1
TermoDorada II	48.8	Ciclo Abierto	Sin confirmar	IC INDUSTRIAS	1
TermoLumbí	300	Ciclo Combinado	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
TermoUpar	300	Ciclo Abierto	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
TermoYarigües	225	Ciclo Combinado	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Térmica del Café	215	Ciclo abierto	I trim. 2001	Promotora Térmica del Café S.C.A.	1
TermoNeiva	165	Ciclo Combinado	Sin confirmar	TERMONEIVA S.A.	1
TermoRío	340	Ciclo Combinado	Proyecto sin definir	TERMORIO S.A.	1
<b>Térmico de Carbón - Capacidad registrada: 1110 MW</b>					
TermoPacífico	200	Convencional	Proyecto sin definir	EMCALI - IPCO	2
TermoCesár	300	Convencional	Proyecto sin definir	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
TermoCauca	100	Lecho Fluidizado	Dec-00	TERMOCAUCA S.A.	2
Siniñana	150	Convencional	Ene-01	EADE S.A. E.S.P.	1
GenerCauca	160	Convencional	Sept-00	GENERCAUCA S.A.	1
TermoSabana	7.5	Convencional- Cogener.	Jul-00	Gestión & Desarrollo	1
Térmica San Bernardino	50	Lecho Fluidizado	2001	Somos Energía del Cauca S.A.	1
Tasajero II	150	Convencional	Jun-02	TERMOTASAJERO S.A.	1
<b>Fuel Oil, Otro - Capacidad registrada: 300 MW</b>					
Petrosur	150	Fuel Oil Vapor	Sin confirmar	PETROSUR S.A.	2
Geotermia	150	Geotermia	Ene-01	GEOTERMIA ANDINA	1
<b>Hidroeléctrica (Embalse) Capacidad registrada: 7304 MW</b>					
Porce II	392	Turbina Francis	Jun-99	EEPPM	3
Nechí	645	Turbina Pelton	Sin confirmar	EEPPM	2
Sogamoso	1035	Turbina Francis	Ene-06	HIDROSOGAMOSO S.A.	2
San Francisco	46	Sin Información	Ene-01	EADE S.A. E.S.P.	1
Guacío	136	Turbina Francis	Sin confirmar	EEPPM	1
Guamues I	428	Turbina Francis	Ene-01	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
Guamues II	605	Turbina Pelton	Ene-04	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
Patía I	880	Sin información	Ene-09	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
Patía II	911	Sin información	Ene-14	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
Miel II	400	Turbina Francis	Ene-05	HIDROMIEL S.A.	1
Andaquí	706	Turbina Francis	Ene-10	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Cabrera	600	Turbina Francis	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Fonce	520	Turbina Pelton	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
<b>Hidroeléctrica (Mediana y Pequeña Central) - Capacidad registrada: 364 MW</b>					
Río Piedras	22.4	Turbina Pelton	Abr-99	GENERAR S.A. E.S.P.	3
Sabaleras (rehabil.)	2.06	Turbina Francis	99	CEMENTOS EL CAIRO S.A.	3
Sonsón II	9.8	Turbina Pelton	Abr-00	EADE S.A. E.S.P.	2
Patico La Cabrera	14.5	Turbina Francis	Oct-00	GENELEC S.A.	2
Montañitas	24.5	Turbina Pelton	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	2
Cañaveral	68	Turbina Pelton	Jul-02	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
Encimadas	94	Turbina Pelton	Jul-02	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
Central del Río Palo	35	Turbina Francis	Dic-02	CIA. DE ELECTRICIDAD DE TULUA	1
Alejandro	16.3	Sin Información	Nov-00	EADE S.A. E.S.P.	1
Aures	24.9	Turbina Pelton	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Cocorná	29.7	Sin Información	Jun-02	EADE S.A. E.S.P.	1
Río Frío	8.5	Turbina Pelton	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Santa Rita (Rehab.)	1	Turbina Pelton	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Cucuana	88	Turbina Francis	Sin confirmar	ELECTRIF DEL TOJIMA	1
Río Amoyá	78	Turbina Pelton	Oct-2002	GENERADORA UNIÓN S.A.	1
Coello 1, 2, 3	3.75	Turbina Kaplan	Jun-99 - abr-99	HIDROESTUDIOS	1
La Herradura	23.6	Turbina Pelton	Sin confirmar	LA HERRADURA S.A. E.S.P.	1
La Vuelta	9.8	Turbina Pelton	Sin confirmar	LA VUELTA S.A. E.S.P.	1

Nota: Las fechas enunciadas no deben ser consideradas para los análisis energéticos.

## RESUMEN DE LA INFORMACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE PROYECTOS DE GENERACIÓN

Tabla A.1.11. Proyectos termoeléctricos a gas - ciclo combinado - análisis con impuestos

PROYECTO	CAP. EN SITIO (MW) (1)	ENERGIA (GWh) (2)	PPTO. INV (US\$ MILL)	COSTO INDICE INV (US\$/kW) (3)	COSTO INDICE INV (US\$/MWh) (4)	COSTO INDICE AO&M		COSTO TRANSPORTE GAS		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)		
Costa Atlántica	92.06	564.49	81.52	885.58	18.07	23.88	1.94	1.93	2.06	25.82	4.00	7.25	33.53
Villavicencio	90.07	552.31	85.60	950.38	19.39	23.88	1.94	4.93	6.35	28.81	8.29	8.64	41.02
Magdalena Medio	90.40	554.32	84.21	931.58	19.00	23.88	1.94	3.21	4.15	27.10	6.09	8.69	38.20
Cali	88.26	541.21	82.18	931.05	18.99	23.88	1.94	5.92	8.46	29.80	10.40	8.59	42.84
<b>CICLO COMBINADO DE 150 MW</b>													
Costa Atlántica	138.08	846.73	117.80	853.11	17.40	23.88	1.94	1.93	2.06	25.82	4.00	7.25	32.86
Villavicencio	135.10	828.46	123.83	916.52	18.70	23.88	1.94	4.93	6.35	28.81	8.29	8.64	40.33
Magdalena Medio	135.60	831.48	121.82	898.38	18.33	23.88	1.94	3.21	4.15	27.10	6.09	8.69	37.53
Cali	132.39	811.82	118.87	897.88	18.32	23.88	1.94	5.92	8.46	29.80	10.40	8.59	42.17
<b>CICLO COMBINADO DE 200 MW</b>													
Costa Atlántica	184.11	1128.98	152.90	830.47	16.85	23.88	1.94	1.93	2.06	25.82	4.00	7.25	32.31
Villavicencio	180.14	1104.61	160.55	891.23	18.08	23.88	1.94	4.93	6.35	28.81	8.29	8.64	39.71
Magdalena Medio	180.80	1108.64	158.49	876.60	17.79	23.88	1.94	3.21	4.15	27.10	6.09	8.69	36.98
Cali	176.52	1082.43	153.96	872.16	17.70	23.88	1.94	5.92	8.46	29.80	10.40	8.59	41.55
<b>CICLO COMBINADO DE 300 MW</b>													
Costa Atlántica	276.17	1693.47	221.38	801.26	16.26	23.88	1.94	1.93	2.06	25.82	4.00	7.25	31.72
Villavicencio	270.21	1656.92	232.33	859.83	17.45	23.88	1.94	4.93	6.35	28.81	8.29	8.64	39.07
Magdalena Medio	271.19	1662.96	228.57	842.83	17.10	23.88	1.94	3.21	4.15	27.10	6.09	8.69	36.30
Cali	264.78	1623.64	223.04	842.35	17.09	23.88	1.94	5.92	8.46	29.80	10.40	8.59	40.94

(\*) Los cálculos no consideran intereses durante la construcción. La información técnica y los presupuestos para las plantas a gas son de referencia.

Los análisis se realizan considerando una vida útil de 20 años, con tasa de descuento del 10%, en dólares constantes de diciembre de 1997.

(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 energía actualizada a la misma tasa.

Tabla A.1.12. Proyectos termoeléctricos a gas - ciclo combinado - análisis sin impuestos

PROYECTO	CAP. EN SITIO (MW) (1)	ENERGIA (GWh) (2)	PPTO. INV (US\$ MILL)	COSTO INDICE INV (US\$/kW) (3)	COSTO INDICE INV (US\$/MWh) (4)	COSTO INDICE AD&M		COSTO TRANSPORTE GAS		COSTO TOTAL (AD&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)		
Costa Atlántica	92.06	564.49	71.22	773.71	15.78	23.88	1.94	1.93	1.94	25.82	3.88	7.25	31.13
Villavicencio	90.07	552.31	75.77	830.32	16.94	23.88	1.94	4.93	5.06	28.81	7.00	8.64	37.28
Magdalena Medio	90.40	554.32	74.82	813.90	16.34	23.88	1.94	3.21	3.29	27.10	5.23	8.69	34.68
Cali	88.26	541.21	71.29	813.44	16.34	23.88	1.94	5.92	6.20	29.80	8.14	8.59	37.92
<b>CICLO COMBINADO DE 150 MW</b>													
Costa Atlántica	138.08	846.73	110.64	773.71	15.20	23.88	1.94	1.93	1.94	25.82	3.88	7.25	30.55
Villavicencio	135.10	828.46	113.66	830.32	16.32	23.88	1.94	4.93	5.06	28.81	7.00	8.64	36.66
Magdalena Medio	135.60	831.48	112.21	813.90	15.99	23.88	1.94	3.21	3.29	27.10	5.23	8.69	34.33
Cali	132.39	811.82	106.93	813.44	15.98	23.88	1.94	5.92	6.20	29.80	8.14	8.59	37.57
<b>CICLO COMBINADO DE 200 MW</b>													
Costa Atlántica	184.11	1128.98	147.52	773.71	14.70	23.88	1.94	1.93	1.94	25.82	3.88	7.25	30.05
Villavicencio	180.14	1104.61	151.55	830.32	15.78	23.88	1.94	4.93	5.06	28.81	7.00	8.64	36.12
Magdalena Medio	180.80	1108.64	149.69	813.90	15.47	23.88	1.94	3.21	3.29	27.10	5.23	8.69	33.80
Cali	176.52	1082.43	142.58	813.44	15.46	23.88	1.94	5.92	6.20	29.80	8.14	8.59	37.05
<b>CICLO COMBINADO DE 300 MW</b>													
Costa Atlántica	276.17	1693.47	221.29	773.71	14.20	23.88	1.94	1.93	1.94	25.82	3.88	7.25	29.54
Villavicencio	270.21	1656.92	227.34	830.32	15.24	23.88	1.94	4.93	5.06	28.81	7.00	8.64	35.58
Magdalena Medio	271.19	1662.96	224.47	813.90	14.94	23.88	1.94	3.21	3.29	27.10	5.23	8.69	33.27
Cali	264.78	1623.63	213.84	813.44	14.93	23.88	1.94	5.92	6.20	29.80	8.14	8.59	36.52

(\*) Los cálculos no consideran intereses durante la construcción. La información técnica y los presupuestos para las plantas a gas son de referencia. Los análisis se realizan considerando una vida útil de 20 años, con tasa de descuento del 10%, en dólares constantes de diciembre de 1997.

(3) 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.

(4) 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 energía actualizada a la misma tasa.

Tabla A.1.13. Proyectos termoeléctricos a gas - ciclo abierto - sin impuestos

PROYECTO	CAP. EN SITIO (MW) (1)	ENERGIA (GWh) (2)	PPTO. INV (US\$ MILL)	COSTO INDICE INV (US\$/kW) (3)	COSTO INDICE INV (US\$/MWh) (4)	COSTO INDICE AO&M		COSTO TRANSPORTE GAS		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)		
Costa Atlántica	91.98	402.89	41.39	450.00	13.98	12.52	1.94	2.77	2.78	15.29	4.72	10.14	32.33
Villavicencio	88.40	387.21	43.46	491.63	15.27	12.52	1.94	6.64	6.94	19.16	8.88	12.22	40.75
Magdalena Medio	89.80	393.31	42.76	476.17	14.79	12.52	1.94	4.37	4.50	16.89	6.44	12.29	37.38
Cali	84.79	371.39	41.72	492.08	15.29	12.52	1.94	7.96	8.68	20.48	10.62	12.15	42.73
<b>CICLO COMBINADO DE 150 MW</b>													
Costa Atlántica	137.98	604.34	62.09	450.00	13.98	12.52	1.94	2.77	2.78	15.29	4.72	10.14	32.33
Villavicencio	132.61	580.82	65.19	491.63	15.27	12.52	1.94	6.64	6.94	19.16	8.88	12.22	40.75
Magdalena Medio	134.70	589.96	64.14	476.17	14.79	12.52	1.94	4.37	4.50	16.89	6.44	12.29	37.38
Cali	127.19	557.08	62.59	492.08	15.29	12.52	1.94	7.96	8.68	20.48	10.62	12.15	42.73
<b>CICLO COMBINADO DE 200 MW</b>													
Costa Atlántica	183.97	805.79	82.79	450.00	13.98	12.52	1.94	2.77	2.78	15.29	4.72	10.14	32.33
Villavicencio	176.81	774.42	86.92	491.63	15.27	12.52	1.94	6.64	6.94	19.16	8.88	12.22	40.75
Magdalena Medio	179.59	786.62	85.52	476.17	14.79	12.52	1.94	4.37	4.50	16.89	6.44	12.29	37.38
Cali	169.58	742.77	83.45	492.08	15.29	12.52	1.94	7.96	8.68	20.48	10.62	12.15	42.73
<b>CICLO COMBINADO DE 300 MW</b>													
Costa Atlántica	275.95	1208.68	124.18	450.00	13.98	12.52	1.94	2.77	2.78	15.29	4.72	10.14	32.33
Villavicencio	265.21	1161.63	130.39	491.63	15.27	12.52	1.94	6.64	6.94	19.16	8.88	12.22	40.75
Magdalena Medio	269.39	1179.93	128.28	476.17	14.79	12.52	1.94	4.37	4.50	16.89	6.44	12.29	37.38
Cali	254.37	1114.16	125.17	492.08	15.29	12.52	1.94	7.96	8.68	20.48	10.62	12.15	42.73

(\*) Los cálculos no consideran intereses durante la construcción. La información técnica y los presupuestos para las plantas a gas son de referencia. Los análisis se realizan considerando una vida útil de 15 años, con tasa de descuento del 10%, en dólares constantes de diciembre de 1997.

(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 energía actualizada a la misma tasa.

Tabla A.1.14. Proyectos termoeléctricos a gas - ciclo abierto - con impuestos

PROYECTO	CAP. EN SITIO (MW) (1)	ENERGIA (GWh) (2)	PPTO. INV (US\$ MILL)	COSTO INDICE INV (US\$/kW) (3)	COSTO INDICE INV (US\$/MWh) (4)	COSTO INDICE AO&M		COSTO TRANSPORTE GAS		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)		
Costa Atlántica	91.98	402.89	46.92	510.09	15.85	12.52	1.94	2.77	2.96	15.29	5.15	10.14	34.39
Villavicencio	88.40	387.21	47.35	535.61	16.64	12.52	1.94	6.64	8.69	19.16	12.44	12.22	44.55
Magdalena Medio	89.80	393.31	47.32	526.97	16.37	12.52	1.94	4.37	5.67	16.89	8.68	12.29	40.54
Cali	84.79	371.39	43.60	5514.20	15.98	12.52	1.94	7.96	11.86	20.48	17.25	12.15	47.97
<b>CICLO COMBINADO DE 150 MW</b>													
Costa Atlántica	137.98	604.34	79.53	510.09	15.85	12.52	1.94	2.77	2.96	15.29	5.15	10.14	34.39
Villavicencio	132.61	580.82	80.26	535.61	16.64	12.52	1.94	6.64	8.69	19.16	12.44	12.22	44.55
Magdalena Medio	134.70	589.96	80.21	526.97	16.37	12.52	1.94	4.37	5.67	16.89	8.68	12.29	40.54
Cali	127.19	557.08	792.51	5514.20	15.98	12.52	1.94	7.96	11.86	20.48	17.25	12.15	47.97
<b>CICLO COMBINADO DE 200 MW</b>													
Costa Atlántica	183.97	0.00	106.04	510.09	15.85	12.52	1.94	2.77	2.96	15.29	5.15	10.14	34.39
Villavicencio	176.81	0.00	107.01	535.61	16.64	12.52	1.94	6.64	8.69	19.16	12.44	12.22	44.55
Magdalena Medio	179.59	0.00	106.94	526.97	16.37	12.52	1.94	4.37	5.67	16.89	8.68	12.29	40.54
Cali	169.58	0.00	1056.67	5514.20	15.98	12.52	1.94	7.96	11.86	20.48	17.25	12.15	47.97
<b>CICLO COMBINADO DE 300 MW</b>													
Costa Atlántica	275.95	0.00	159.06	510.09	15.85	12.52	1.94	2.77	2.96	15.29	5.15	10.14	34.39
Villavicencio	265.21	0.00	160.52	535.61	16.64	12.52	1.94	6.64	8.69	19.16	12.44	12.22	44.55
Magdalena Medio	269.39	0.00	160.42	526.97	16.37	12.52	1.94	4.37	5.67	16.89	8.68	12.29	40.54
Cali	254.37	0.00	1585.01	5514.20	15.98	12.52	1.94	7.96	11.86	20.48	17.25	12.15	47.97

(\*) Los cálculos no consideran intereses durante la construcción. La información técnica y los presupuestos para las plantas a gas son de referencia. Los análisis se realizan considerando una vida útil de 15 años, con tasa de descuento del 10%, en dólares constantes de diciembre de 1997.

(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 energía actualizada a la misma tasa.



Tabla A.1.15 Proyectos termoeléctricos a carbón- análisis con impuestos

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	ENERGIA ANUAL (GWh) (1)	PRESUPUESTO DE INVERSION (US\$ Millones)	COSTO INDICE DE INVERSION US\$/kw (2)	COSTO INV. ANUAL (US\$/MWh)	COSTO EQ. AO&M FIJO (US\$/Kw-año) (3)	COSTO EQ. AO&M VAR. (US\$/MWh)	COSTO COMB PLANTA (US\$/MWh)	COSTO DE ENERGIA MEDIA (US\$/MWh)
SINIFANA	150	919.8	226.96	1513.07	24.66	34.30	3.63	10.54	44.42
SAN JORGE	300	1839.6	446.35	1487.83	28.62	32.40	3.11	9.48	46.49
TASAJERO II	150	919.8	220.35	1469.00	23.82	34.30	3.63	6.69	39.73
TERMOCESAR	300	1839.6	410.53	1368.43	25.55	32.40	3.11	9.22	43.16
TIBITA	300	1839.6	469.85	1566.18	29.90	32.40	3.11	6.41	44.70
ZIPA VI	150	919.8	236.79	1578.61	29.84	34.30	3.63	9.12	48.18
TERMOCAPARRAPI	300	1839.6	413.58	1378.60	28.95	32.40	3.11	9.12	46.46
SAN LUIS	150	919.8	229.50	1530.02	29.14	34.30	3.63	7.95	46.31
TERMOPACIFICO	200	1226.4	294.91	1474.54	29.21	34.30	3.63	13.51	51.94
TERMOYUMBO IV	150	919.8	221.19	1474.57	27.86	34.30	3.63	12.60	49.68
TERMOGUAJIRA	150	919.8	220.35	1469.00	27.81	34.30	3.63	10.70	47.73

(1) La energía anual se obtuvo con un factor de utilización de 0.7

(2) Indicador calculado como la razón entre el presupuesto y la capacidad

(3) Equivalente variable de AO&M Fijo calculado con factor de utilización de 0.7

Los análisis se realizan considerando una tasa de descuento del 10%, en dólares constantes de diciembre de 1997.

Tabla A.1.16 Proyectos termoeléctricos a carbón - análisis sin impuestos

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	ENERGIA ANUAL (GWh) (1)	PRESUPUESTO DE INVERSION (US\$ Millones)	COSTO INDICE DE INVERSION US\$/kw (2)	COSTO INV. ANUAL (US\$/MWh)	COSTO EQ. AO&M FIJO (US\$/Kw-año) (3)	COSTO EQ. AO&M VAR. (US\$/MWh)	COSTO COMB PLANTA (US\$/MWh)	COSTO DE ENERGIA MEDIA (US\$/MWh)
SINIFANA	150	919.8	200.85	1339.00	21.83	34.30	3.63	10.54	41.59
SAN JORGE	300	1839.6	395.00	1316.67	25.32	32.40	3.11	9.48	43.19
TASAJERO II	150	919.8	195.00	1300.00	21.08	34.30	3.63	6.69	36.99
TERMOCESAR	300	1839.6	363.30	1211.00	22.61	32.40	3.11	9.22	40.22
TIBITA	300	1839.6	415.80	1386.00	26.46	32.40	3.11	6.41	41.26
ZIPA VI	150	919.8	209.55	1397.00	26.40	34.30	3.63	9.12	44.74
TERMOCAPARRAPI	300	1839.6	366.00	1220.00	25.62	32.40	3.11	9.12	43.13
SAN LUIS	150	919.8	203.10	1354.00	25.79	34.30	3.63	7.95	42.96
TERMOPACIFICO	200	1226.4	260.98	1304.90	25.85	34.30	3.63	13.51	48.58
TERMOYUMBO IV	150	919.8	195.74	1304.93	24.65	34.30	3.63	12.60	46.47
TERMOGUAJIRA	150	919.8	195.00	1300.00	24.61	34.30	3.63	10.70	44.53

(1) La energía anual se obtuvo con un factor de utilización de 0.7

(2) El presupuesto se consideró sin impuestos, aranceles ni intereses durante su construcción

(3) Indicador calculado como la razón entre el presupuesto y la capacidad

(4) Equivalente variable de AO&M Fijo calculado con factor de utilización de 0.7

Los análisis se realizan considerando una tasa de descuento del 10%, en dólares constantes de diciembre de 1997.



Tabla A.1.17 Proyectos hidroelectricos en factibilidad y con diseño parcial o total.

PROYECTO	TIPO (1)	CAPACIDAD (MW)	NÚMERO DE UNIDADES	ENERGÍA MEDIA (Gwh)	SIN IMPUESTOS			CON IMPUESTOS		
					PPTO. INVERSIÓN (US\$ Millones)	COSTO ÍNDICE INVERSIÓN (US\$/kW) (3)	COSTO ENERGÍA MEDIA (US\$/MWh)	PPTO. INVERSIÓN (US\$ Millones)	COSTO ÍNDICE (US\$/kW) (3)	COSTO ENERGÍA MEDIA (US\$/MWh)
URRA I (2)	H	340	4	1623	ND	ND	ND	ND	ND	ND
PORCE II	H	392	3	2044	ND	ND	ND	ND	ND	ND
MIEL I	H	375	3	1460	443.33	1182.22	41.43	513.93	1370.48	47.26
SOGAMOSO	H	1035	4	4940	1028.90	994.10	30.48	1194.56	1154.16	35.39
FONCE	H	520	3	2577	601.92	1157.54	29.55	698.84	1343.93	33.76
NECHI	H	645	3	3561	ND	ND	ND	ND	ND	ND

(1) H: Hidroeléctrica

(2) Por su carácter multipropósito, curva de operación y baja caída se han efectuado simulaciones, aisladas y en el sistema, que confirman este valor de la energía media.

(3) Indicador calculado a partir de la razón simple entre presupuesto y capacidad instalada actualizada, se trabajó con la del año anterior. Se trabajó con un costo de AO&M de 7.52 US/kW año y con tasa de Descuento del 10 % (Dólares constantes de Diciembre de 1997).

# **REGISTRO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. INSTRUCTIVO PARA DILIGENCIAMIENTO DE FORMULARIOS DE INSCRIPCIÓN**

### **ANTECEDENTES**

Como consecuencia de las disposiciones legales que regulan el sector energético (Ley 142 de servicios Públicos Domiciliarios y Ley 143 Eléctrica), se hace necesario que el Estado cuente con mecanismos ágiles que le permitan velar porque la actividad de atención de la demanda de energía eléctrica se desarrolle dentro de criterios de calidad, confiabilidad, oportunidad y costo.

En cumplimiento de las recomendaciones establecidas en el documento CONPES 2763 del 15 de Febrero de 1995 Estrategias para el Desarrollo y la Expansión del Sector Eléctrico 1995-2007, y teniendo en cuenta que el desarrollo de proyectos de generación está permitido a diversos actores tanto públicos como privados, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) ha establecido un registro informativo de los proyectos del plan de expansión a ser ejecutados por los diferentes agentes.

## OBJETIVOS

- Efectuar el seguimiento y control de la evolución del Plan de Expansión del Sector Eléctrico.
- Facilitar a la UPME el acceso a información técnica y económica confiable referente a las alternativas de expansión, necesaria para la revisión del plan de expansión.
- Beneficiar a los diferentes agentes involucrados en el proceso proporcionando elementos de juicio para establecer la conveniencia de acometer proyectos.

## REGISTRO DE PROYECTOS

El registro de proyectos no tiene ningún costo, es de carácter informativo y consta de tres fases de acuerdo con el estado de avance del proyecto. Las fases están definidas así:

**Fase 1:** Un proyecto se considera en la primera fase cuando está inscrito ante el Ministerio del Medio Ambiente o la corporación autónoma regional correspondiente y la entidad promotora cuenta con estudios preliminares.

**Fase 2:** Un proyecto se considera en la segunda fase cuando la entidad promotora haya finalizado los estudios de factibilidad.

**Fase 3:** Un proyecto se considera en la tercera fase cuando la entidad promotora esté lista para iniciar la construcción del proyecto.

**Vigencia de la inscripción:** El registro en cada fase posee un término de vencimiento. Si, pasado ese término, el promotor no ha solicitado cambio de fase, o la UPME, ha verificado que no se han cumplido los requisitos para Cambio Automático, el proyecto será retirado del registro.

Vigencia fase 1:	1 año proyectos térmicos, 2 años proyectos hidráulicos
Vigencia fase 2:	1 año, todos los proyectos
Vigencia fase 3:	1 año, antes del inicio de la construcción

El proyecto saldrá automáticamente del Registro tan pronto entre en la etapa de operación comercial.

**Cambio de fase:** para cambiar de fase, el promotor enviará a la UPME la documentación correspondiente, junto con el formulario de la fase correspondiente.

**Cambio automático:** Si la UPME verifica que se han dado las condiciones para

cambio de fase indicadas a continuación, procederá a efectuar el cambio automático, sin que medie solicitud del promotor.

De fase 1 a fase 2: aprobación del DAA por la autoridad ambiental  
Solicitud de conexión a la red

De fase 2 a fase 3: Expedición de la Licencia Ambiental  
Conexión a la red aprobada.  
Contratos de suministro y transporte de combustible firmados (si es un proyecto térmico).

**Entrega de la información:** En cada fase los requisitos de información para la inscripción dependen del tipo de proyecto según sea hidroeléctrico, termoeléctrico a gas, termoeléctrico a carbón etc. El agente promotor deberá consignar la información solicitada en un formulario entregado por la UPME, el cual consta de un resumen de características y anexos de información técnica que dependen del tipo de proyecto. Con respecto a la información requerida para cada fase, el agente que realice la inscripción deberá presentar la documentación adicional necesaria que soporte su cumplimiento.

Antes de solicitar el formulario correspondiente, identifique la fase en la cual se encuentra su proyecto.

Los formularios se entregan en medio magnético, y deben ser diligenciados en la misma forma, pero además deberá presentarse una copia impresa de los mismos.

Requisitos de las fases: Cada fase tiene un conjunto de requisitos que se describen a continuación.

### Primera fase:

#### Información requerida:

Proyectos Hidroeléctricos:

- Certificado vigente de constitución y gerencia de la entidad promotora ante la Cámara de Comercio.
- Constancia de finalización de estudios de prefactibilidad.
- Copia de la inscripción del proyecto ante el Ministerio del Medio Ambiente o la corporación autónoma regional respectiva.
- Datos técnicos del proyecto.

## Proyectos Termoeléctricos a Carbón:

- Certificado vigente de constitución y gerencia de la entidad promotora ante la Cámara de Comercio
- Ingeniería conceptual finalizada.
- Certificación de la inscripción del proyecto ante el Ministerio del Medio Ambiente o la corporación autónoma regional respectiva.
- Datos técnicos del proyecto

## Proyectos Termoeléctricos a Gas y otros:

- Certificado vigente de constitución y gerencia de la entidad promotora ante la Cámara de Comercio.
- Datos técnicos del proyecto.
- Certificación de la inscripción del proyecto ante el Ministerio del Medio Ambiente o la corporación autónoma regional respectiva.

## Segunda Fase

### Información requerida:

#### Proyectos Hidroeléctricos:

- Constancia de finalización de estudios de factibilidad.
- Certificado de la aprobación del Diagnóstico Ambiental de Alternativas (D.A.A.) por parte del Ministerio del Medio Ambiente o la corporación autónoma regional respectiva.
- Información respecto a posible esquema financiero.
- Información respecto a posible esquema empresarial.
- Información respecto a opciones de compra de terrenos.
- Solicitud de conexión a la red hecha al transportador respectivo (diligenciada y radicada).

Proyectos Termoeléctricos a Carbón y Gas:

- Certificación de la aprobación del Diagnóstico Ambiental de Alternativas (D.A.A.) por parte del Ministerio del Medio Ambiente o la corporación autónoma regional respectiva.
- Constancia de finalización de estudios de factibilidad.
- Información respecto a posible esquema financiero.
- Información respecto a posible esquema empresarial.
- Información respecto a opciones de compra de terrenos.
- Solicitud de conexión a la red hecha al transportador respectivo. (diligenciada y radicada).
- Esquema de compra de combustible.
- Diseños en ejecución.

### Tercera Fase

#### Información requerida:

- Licencia Ambiental expedida.
- Cronograma de ejecución del proyecto.
- Esquema financiero definitivo.
- Esquema empresarial definitivo.
- Contratos de venta de energía firmados (a menos que se pretenda vender la energía en la bolsa).
- Aprobación de conexión a la red.
- Diseño terminado.

Adicionalmente para proyectos termoeléctricos deberán presentarse los contratos de suministro de combustible firmados.

El procedimiento de registro y su carácter podrán sufrir modificaciones en el futuro.

Los archivos que contienen los formularios del registro están en formato de Word para Office 97 y se han denominado así:

**REGISTF1:** Resumen de características, Proyecto en Fase 1

**REGISTF2:** Resumen de características, Proyecto en Fase 2

**REGISTF3:** Resumen de características, Proyecto en Fase 3

**REANEXH2:** Anexo información técnica, Proyecto Hidroeléctrico en Fase 2

**REANEXT2:** Anexo información técnica, Proyecto Termoeléctrico en Fase 2

**REANEXH3:** Anexo información técnica, Proyecto Hidroeléctrico en Fase 3

**REANEXT3:** Anexo información técnica, Proyecto Termoeléctrico en Fase 3

Cualquier información adicional será suministrada por los funcionarios de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

Avenida 40A # 13-09 Piso 5°, Santa Fe de Bogotá D.C, Colombia.

PBX: 338 3050 y 320 3288. FAX: 2 887419 y 287 4125.

E-mail: [info@correo.upme.gov.co](mailto:info@correo.upme.gov.co)



# **EL LICENCIAMIENTO AMBIENTAL DE PROYECTOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN**

## **PROCEDIMIENTO GENERAL PARA LA OBTENCIÓN DE LA LICENCIA AMBIENTAL**

Para obtener una Licencia Ambiental, el procedimiento a seguir será el siguiente<sup>56</sup>, ver figura A.3.1.

El interesado formulará una petición por escrito dirigida a la autoridad ambiental competente, en la cual solicitará que se determine si el proyecto, obra o actividad por realizar requiere o no de la elaboración del DAA.

Solicitará que se fijen los términos de referencia de los estudios ambientales correspondientes, cuando éstos no estuvieran definidos por la autoridad ambiental y allegar la siguiente información:

- Nombre o razón social del solicitante.
- Nombre del representante legal.

<sup>56</sup> MMA. Decreto 1753 del 3 de agosto de 1994, capítulo 6.

- Poder debidamente otorgado, cuando se actúe mediante apoderado.
- Certificado de existencia y representación legal para el caso de persona jurídica.
- Domicilio y nacionalidad.
- Descripción explicativa del proyecto, obra o actividad, que incluya por lo menos su localización, dimensión y costo estimado.
- Indicación de las características ambientales generales del área de localización del proyecto, obra o actividad.
- Información sobre la presencia de comunidades, incluidas campesinas, negras e indígenas, localizadas en el área de influencia del proyecto, obra o actividad propuesta.
- Indicar si el proyecto, obra o actividad afecta el Sistema de Parques Nacionales Naturales y sus zonas de amortiguación cuando éstas estén definidas.

Con base en la información suministrada, la autoridad ambiental decidirá sobre la necesidad o no de presentar el DAA y definirá sus términos de referencia, cuando éstos no hayan sido previamente establecidos para el sector, en un plazo no mayor de treinta (30) días hábiles. Dentro de este mismo término, la autoridad ambiental competente dictará un acto de iniciación de trámite que se notificará y publicará en los términos del artículo 70 de la Ley 99 de 1993.

Con base en los términos de referencia para elaborar el DAA, fijados por la autoridad ambiental competente, el propietario o promotor del proyecto deberá realizar los estudios respectivos, para lo cual dispondrá de los plazos que considere viables, siempre en concordancia con los estudios de prefactibilidad o de factibilidad que adelante para el respectivo proyecto.

Elaborado el DAA, debe ser presentado ante la autoridad ambiental competente la cual elegirá en un plazo no mayor de sesenta (60) días, a partir de su presentación, la alternativa o las alternativas sobre las cuales debe elaborarse el correspondiente Estudio de Impacto Ambiental -EIA-.

Si no es necesaria la presentación de un DAA, o elegida(s) la(s) alternativa(s) sobre las cuales debe elaborarse el EIA, la autoridad ambiental competente en un término que no podrá exceder de sesenta (60) días hábiles, fijará los términos de referencia, cuando éstos no hayan sido definidos previamente para el sector, para la elaboración del EIA.

Dentro de los treinta (30) días hábiles siguientes a la presentación del EIA, se podrá pedir al interesado la información adicional que se considere indispensable. En este caso se interrumpirán los términos que tiene la autoridad para decidir, hasta tanto el interesado aporte la información adicional solicitada.

La autoridad ambiental competente decidirá sobre la viabilidad ambiental del proyecto, obra o actividad y otorgará o negará la respectiva licencia ambiental, en un término que no podrá exceder de sesenta (60) días hábiles contados a partir de la expedición del citado auto si se trata de una CAR o un municipio y de 120 días si se trata del MMA.

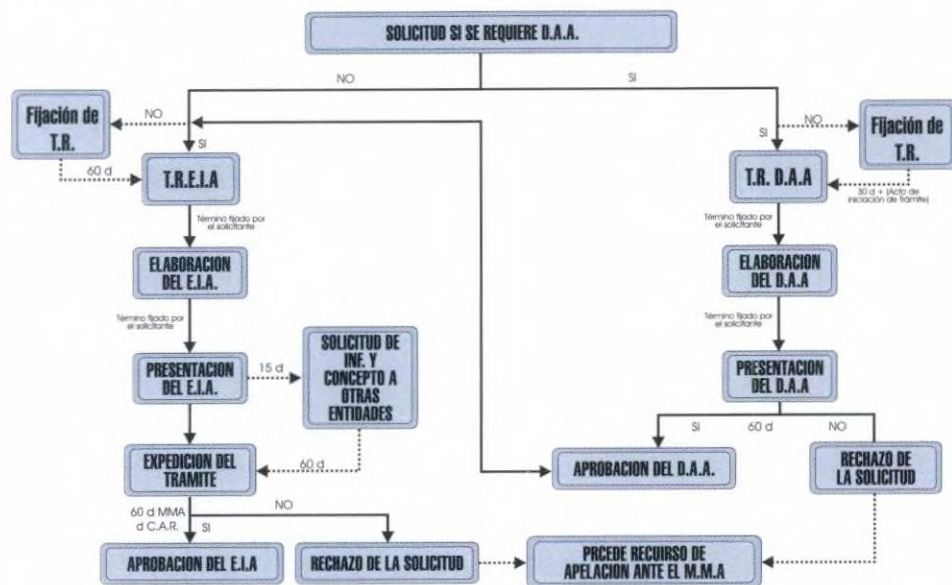


Figura A.3.1. Procedimiento para la obtención de una licencia ambiental

### Observaciones Especiales

Al otorgarse la Licencia Ambiental, se otorgarán simultáneamente los permisos, autorizaciones o concesiones, de competencia de la autoridad ambiental, que el proyecto, obra o actividad requiera conforme a la ley.

Contra la resolución por la cual se otorga o se niega la Licencia Ambiental, procede el recurso de reposición ante la misma autoridad ambiental que profirió el acto, y el recurso de apelación ante el MMA cuando el acto sea expedido por las demás autoridades ambientales competentes.

## DESARROLLO DE LOS TRÁMITES AMBIENTALES PARA LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

### Proyectos de generación con gas que ingresaron al SIN entre 1997 y 1998

Al contrastar los trámites ambientales para proyectos de generación con gas que solicitaron Licencia Ambiental ordinaria (no se consideraron: el proyecto Termocentro pues solicitó Licencia Ambiental Única<sup>57</sup> y los proyectos Termoflores

<sup>57</sup> Se entiende por Licencia Ambiental Única aquella que involucra en su trámite el otorgamiento de los permisos de explotación de aguas subterráneas, concesión de aguas superficiales y subterráneas, permiso de vertimientos, permiso de emisiones atmosféricas, entre otros. Se entiende por Licencia Ambiental Ordinaria aquella que no involucra en su trámite otorgamiento de permisos. A partir de junio de 1996 cuando entró en vigencia la Res. MMA # 655, no se hace diferencia entre licencia única u ordinaria.

III y Tebsa debido a que ya tenían operando otras unidades en el mismo terreno del proyecto) se puede observar que, a excepción de uno, todos tuvieron una duración en los trámites ambientales de alrededor de 30 semanas. (Figuras A.4.2 y A.4.3).

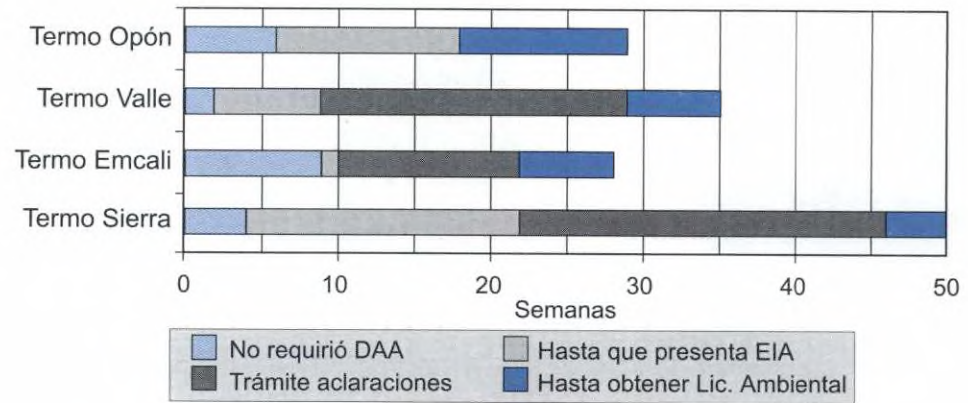


Figura A.3.2. Trámite ambiental. Proyectos que no requerían DAA

La meta del MMA (estipulada en el decreto 1753/94) para dar respuesta, desde la inscripción del proyecto ante el ministerio hasta que este resuelve acoger o no la propuesta del promotor acerca de la opción de presentar DAA, es de 4 semanas. En la práctica el ministerio cumplió este objetivo en 2 de los casos analizados. Respecto del tiempo para la entrega del EIA, este depende fundamentalmente del promotor y ha oscilado entre 1 y 18 semanas.

Respecto del trámite de aclaraciones (solicitud de información y petición del concepto técnico a otras entidades, por parte del MMA) el tiempo considerado por el MMA es de máximo 14 semanas<sup>58</sup>. A este respecto dos de los proyectos analizados no requirieron de aclaraciones y otros dos proyectos superaron el tiempo previsto por el ministerio para este trámite. Por otra parte, los proyectos que involucraron esta actividad prácticamente duplicaron el tiempo total de trámite de la Licencia Ambiental.

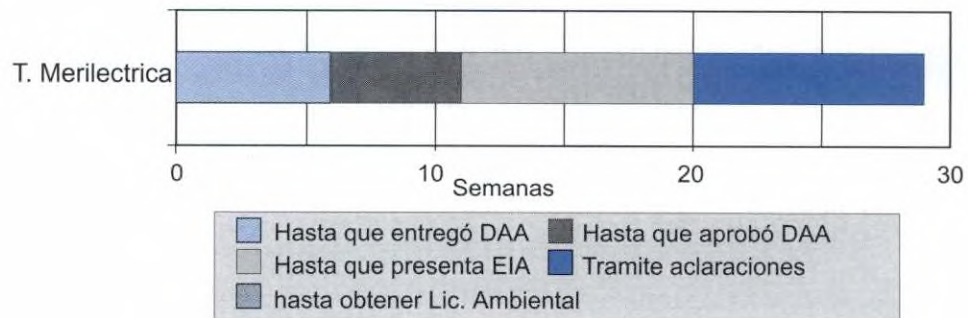


Figura A.3.3. Trámite ambiental. Proyectos que requerían DAA.

<sup>58</sup> En el momento de efectuarse la petición de información, los términos de referencia del EIA se suspenden para retomarlos cuando la información se complementa.

Con relación al tiempo entre la última aclaración efectuada por el promotor y el acta mediante la cuál se concede la Licencia Ambiental, el ministerio tiene una meta de 8 semanas para efectuar esta revisión y en la práctica solo dos de estos proyectos recibieron concepto del ministerio fuera de este periodo.

Para el proyecto que presentó DAA, el ministerio requirió de 5 semanas para la aprobación de este, que es una cifra inferior a la meta del ministerio estimada en 16 semanas.

Si bien el ministerio tiene influencia sobre la duración de tres de los procesos anteriores, el relacionado con la solicitud de aclaraciones es el que más impacto tiene sobre el tiempo de trámite y puede ser manejado totalmente por el interesado en la gestión de la licencia.

Por lo anterior es necesario hacer las siguientes consideraciones:

El tiempo de trámite de las Licencias Ambientales ha estado dentro de lo previsto por el ministerio (42 semanas que involucran únicamente trámites y análisis internos). Si se tiene en cuenta que este se encuentra en un proceso de aprendizaje, el cuál ha involucrado elaborar términos de referencia diferentes para cada tipo de proyecto, el ministerio ha cumplido con los tiempos de trámite estipulados, ya que desde un principio los tiempos previstos son conocidos por los interesados. Lo anterior no implica que el MMA deje de revisar y mejorar sus procesos internos.

La solicitud de aclaraciones por parte del MMA surge en la medida en que la información o los análisis presentados en el EIA por parte del promotor no sustentan debidamente las recomendaciones y conclusiones de los estudios. Por consiguiente es labor de los promotores efectuar un análisis concienzudo del EIA y principalmente del DAA, con el fin de reducir al máximo la posible imprecisión de los estudios. Es decir, el responsable directo de la dilación del trámite ambiental es el promotor.

### **Líneas de transmisión que entrarán en el período 1999-2003**

Con relación al plazo de 4 semanas establecido por el MMA para aceptar o no el requerimiento de presentación del DAA y fijar términos de referencia para el DAA si lo requiere, o para el EIA si no requiere el DAA, el menor valor es de 7 semanas y el máximo de 65 semanas, con valores intermedios de 11, 16, 21, 24, 27, 36 y 43 semanas.

No se presentó ningún caso relacionado con aclaraciones necesarias sobre los proyectos. Se interpuso un recurso de reposición para el proyecto Porce II, subestaciones Porce, Barbosa justificado en la no necesidad de realizar DAA, que demoró 43 semanas para aceptarse.

Los tiempos mínimo y máximo para la obtención de la licencia ambiental para proyectos a los cuales no se les requirió DAA, fueron de 41 y 155 semanas, con valores intermedios de 44, 64, 80, 81 y 85 semanas (ver figura A.3.4).

Los dos proyectos que requirieron la presentación del DAA, necesitaron 24 y 32 semanas para su aprobación, comparado con el tiempo esperado de 16 semanas. Y con relación al tiempo total para la obtención de la licencia ambiental (42 semanas que involucran únicamente trámites y análisis internos), éstos fueron de 66 y 161 semanas (ver figura A.3.5), comparado con el tiempo esperado de 42 semanas.

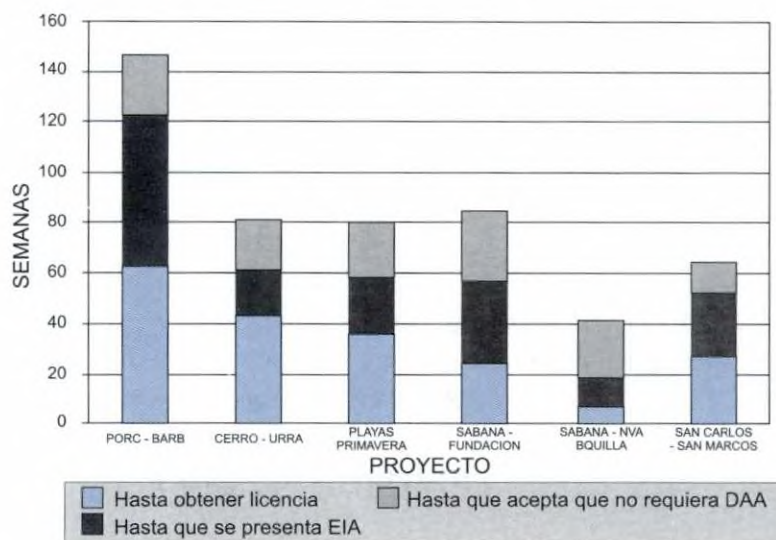


Figura A.3.4. Trámite ambiental. Proyectos de transmisión que no requirieron DAA

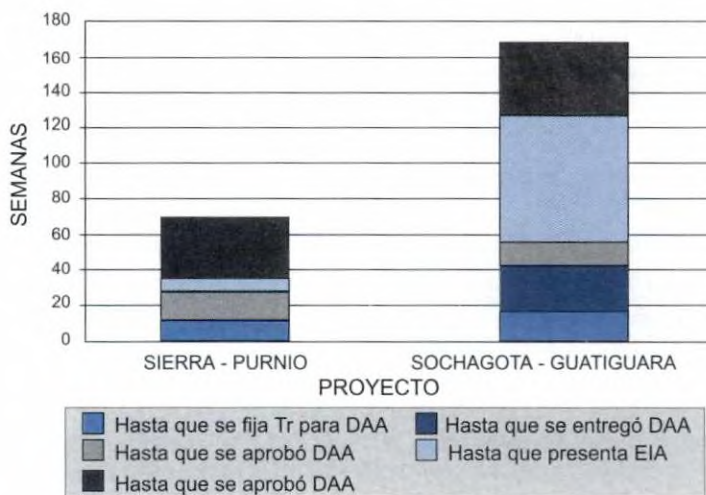


Figura A.3.5. Trámite ambiental. Proyectos de transmisión que requirieron DAA.

Por lo anterior es necesario hacer las siguientes consideraciones:

El tiempo promedio de trámite de las Licencias Ambientales para líneas que no requieren DAA es de 85 semanas y para líneas que requieren DAA es de 105 semanas. El ministerio no ha cumplido con los tiempos de tramites estipulados. Se deben considerar algunos problemas relacionados con la falta de claridad en la justificación para no realizar el DAA presentada por los inversionistas, la falta de experiencia en la aplicación de la licencia ambiental con los permisos implícitos, tanto de las autoridades ambientales como de los inversionistas.

La expedición de los términos de referencia genéricos establecidos mediante resolución ha contribuido aunque no substancialmente a reducir los tiempos del tramite de licencias ambientales.

En la tabla A.3.1 se resumen los indicadores ambientales propuestos, sus variables principales y las fórmulas para calcularlos.

INDICADOR	SIGLA	VARIABLES	CALCULO
Estabilidad de la Zona del Provento	ESTABIL	INTEROS = Susceptibilidad a la erosión (Cualitativa 0 - 1) VOLTEX = Susceptibilidad por tipo de obra: V+ VOLOBRA. V = Volumen por vías VOLOBRA = PRESALUV+ PRESCANT + VOLEXCA+ VOLMINCA+ 0.01-1* VOLMINSO PRESALUV = Volumen Excavación PRESCANT = Volumen Material de Préstamo VOLEXCA = Volumen Excavaciones área construcción VOLMINCA = Volumen de explotación Minera cielo abierto. VOLMINSO = Volumen Explotación minera socavón.	ESTABIL = VOLTEX* INTEROS
Alteración de las Características del Suelo	ALTERS	AFECTAC = Afectación del Suelo (Cualitativa 0 - 1) A = Area afectada en Ha.	ALTERS = AFECTAC * A
Alteración del Caudal	DFLUJO	Q = Caudal medio del afluente (1t/s) N = Número usuarios afluente q = Caudal captado proyecto 1t/s k = Caudal usado por cada usuario 1t/s	$DFLUJO = \frac{\sum(N * K) + q}{Q}$
Alteración de la Calidad del Agua		Aguas Superficiales y Subterráneas: Medición de parámetros varios.	Escala comparativa. Comparar variación antes y después Con respecto al Dec. 159-1/8-1
Alteración de la Calidad del Aire		Emisión de gases, partículas y ruido.	Escala comparativa. Medición, comparar con Dec. 02/82 y Dec. 9-18/95.
Alteración de la Biota Acuática	BIOCUA	An = Area afectada In = Importancia del sistema	$BIOCUA = \frac{\sum An * In}{\sum An}$
Alteración de la Biota Terrestre	BIOTERR	An = Area de interés In = Importancia por tipo de vegetación	$BIOTERR = \frac{\sum An * In}{\sum An}$

INDICADOR	SIGLA	VARIABLES	CALCULO
Alteración de otros ecosistemas	BIOTROS	An = Área de interés In = Importancia por tipo de vegetación	$\text{BIOTROS} = \frac{\sum An * In}{\sum An}$
Población Desplazada	POBLD	FD = Número de familias desplazadas v = grado de vulnerabilidad	$\text{POBLD} = \frac{\sum FD * v}{\sum FD}$
Cambio en el uso del Suelo	DUSOS	An = Área por clase agrológica (Ha) pa = Potencial agroclimático por clase agrológica	$\text{DUSOS} = \frac{\sum (An * pa)}{\sum An}$
Producción desplazada	PRODES	Vp = Valor de la producción en cada cultivo o sistema productivo. ir = Factor de recuperabilidad e importancia regional	$\text{PRODES} = \frac{\sum (Vp * ir)}{\sum Vp}$
Pérdida del Patrimonio Histórico Cultural		Cualitativo	
Deterioro del Ordenamiento Regional	DETOR	FA = Número de familias afectadas. na = nivel de afectación	$\text{DETOR} = \frac{\sum (FA * na)}{\sum FA}$
Trauma Social	TRAUSO	FA = Número de familias afectadas. naf = Nivel de afectación física nac = Nivel de afectación cultural	$\text{TRAUSO} = \frac{\sum (FA * naf * nac)}{\sum FA}$
Empleo Desplazado	EMPDES	PT = Puestos de trabajo o no calificados afectados rec = Grado de recuperabilidad de los puestos de trabajo	$\text{EMPDES} = \frac{\sum (PT * rec)}{\sum PT}$
Potencialización de Conflictos		Cualitativo	
Mejora en la red física de comunicaciones	COMUNIC	FM = Número de familias cuyas redes físicas de comunicación mejoraron. nm = nivel de mejora	$\text{COMUNIC} = 1 - \frac{\sum (FM * nm)}{\sum FM}$
Mejora en la disponibilidad para la inversión social	DINVSOC	IMP = Impuestos pagados por la empresa al municipio. MUN = partida del municipio para inversión social anual	$\text{DINVSOC} = 1 - \frac{IMP}{MUN}$
Generación de Empleo en la Región	GENEMPL	PT = Número de puestos de trabajo generados cpt = Clasificación de los puestos de trabajo	$\text{GENEMPL} = 1 - \frac{\sum (PT * cpt)}{\sum PT}$
Regalías y transferencias	PRETRA	RETRA = Regalías y transferencias pagadas a la región en un año. PREG = Presupuesto regional anual.	$\text{PRETRA} = 1 - \frac{RETRA}{PREG}$

Tabla A.3.1 Resumen de indicadores ambientales





## **Anexo 4**

# **PROCEDIMIENTO Y CRITERIOS PARA ESTUDIOS DE CONEXIÓN AL STN**

### **PROCEDIMIENTO GENERAL DE CONEXIÓN**

A partir de las resoluciones CREG 025/95, 030/96, 051/98, 070/98 y la resolución CREG 004/99, se puede establecer el siguiente Procedimiento de Conexión (figura A.4.1.) para el caso de nuevas conexiones al STN debido a la entrada de nuevos proyectos<sup>39</sup> (generación, transformación). Adicionalmente, la resolución CREG 004/99 establece que las obras que correspondan al STN a partir de la conexión de un proyecto de generación, deben ser sometidas a un proceso de convocatoria pública para su construcción y operación.

<sup>39</sup> La UPME está obligada a emitir concepto sobre la conexión de los siguientes tipos de proyecto: conexión de generación en el STN, STR y SDL; ampliación de transformación en el STN y cualquier modificación del STN. Con relación a proyectos de conexión distintos de los enumerados anteriormente, en los STR o SDL, los promotores de estos proyectos deben informar a la UPME de las modificaciones que se efectuarán, sin que esto implique un concepto de la UPME.

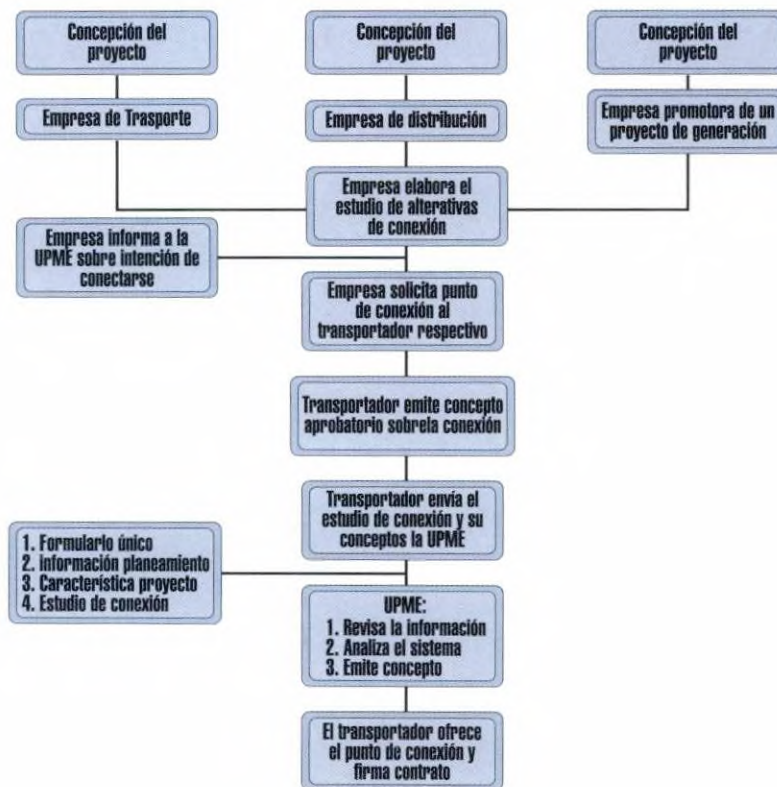


Figura A.4.1. Procedimiento de conexión al STN

## CONCEPTO DE LA UPME

### Objetivo.

Analizar los efectos sobre el desempeño del Sistema Interconectado Nacional ante la inclusión de nuevos proyectos, teniendo en cuenta el plan de expansión vigente, los proyectos que modifiquen el STN que están debidamente aprobados y legalizados mediante un contrato vigente y las condiciones de máximo esfuerzo de las redes.

### Procedimiento

Se presenta un procedimiento cuyo fin es el de efectuar la revisión de la información, evaluar y emitir el concepto de conexión a partir del estudio de conexión que el promotor del proyecto presente a la UPME.

- Formato único para la conexión al STN.

- Revisión de la Información Básica de Planeamiento y de la Información Detallada para el Planeamiento, correspondiente a los Apéndices I y II de la resolución CREG 025/95.
- Análisis de las alternativas de conexión presentadas en el estudio.
- Análisis del desempeño del sistema para el año de entrada del proyecto.
- Análisis del desempeño del sistema para condiciones críticas de la red.
- Análisis del desempeño del sistema para años futuros.
- Revisión de la disponibilidad de combustible para el proyecto (cuando el estudio se refiere a la conexión de un proyecto de generación térmico).
- Se emite concepto sobre la viabilidad de la conexión.

### Criterios

Estos criterios permiten evaluar sobre una base homogénea los diferentes estudios de conexión que se presentan:

- La información básica y detallada debe ser diligenciada completamente por el promotor y aprobada por el transportador.
- Se debe emplear la proyección de demanda de energía y potencia de la UPME para el sistema Nacional y Regional.

Para efectuar los análisis de desempeño de la red se deberán tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Proyectos de generación y transmisión incluidos en el Plan de Expansión de Referencia, con las fechas actualizadas según el informe de avance del plan de expansión.
- Proyectos de generación o transmisión diferentes a los incluidos en el plan de referencia, cuyo concepto de conexión fue aprobado por la UPME y cuentan con un contrato de conexión firmado.
- Condiciones que causen esfuerzo en la red cercana al proyecto. Se deberá presentar una descripción de tal condición y los estudios respectivos.
- Se debe definir un periodo en años, a partir del año de entrada del proyecto, con el fin de efectuar un análisis de desempeño de la red. La cantidad de años a

considerar en los análisis, dependerá del comportamiento del sistema ante la entrada del proyecto y de otros proyectos que se deban considerar según el Plan de Referencia.

## **Análisis mínimos que debe incluir un estudio de conexión**

- Estado Estacionario en condiciones normales y de contingencia.
- Corto Circuito Monofásico y Trifásico.
- Estabilidad Transitoria y Dinámica.

Todos estos estudios deben cumplir con las condiciones de calidad, seguridad y confiabilidad definidas por la CREG.

# Transmisión

1998 - 2010



MINISTERIO DE  
MINAS Y ENERGÍA



UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA



Av. 40A No.13 - 09 Pisos 5 y 22 Edificio UGI PBX: 338 3050 - 320 3288 Fax: 288 7419 - 287 4125  
Línea gratuita: 9800 11729 Email: [info@correo.upme.gov.co](mailto:info@correo.upme.gov.co) - Página web: <http://www.upme.gov.co>  
Santa Fe de Bogotá D.C.