RESUMEN EJECUTIVO

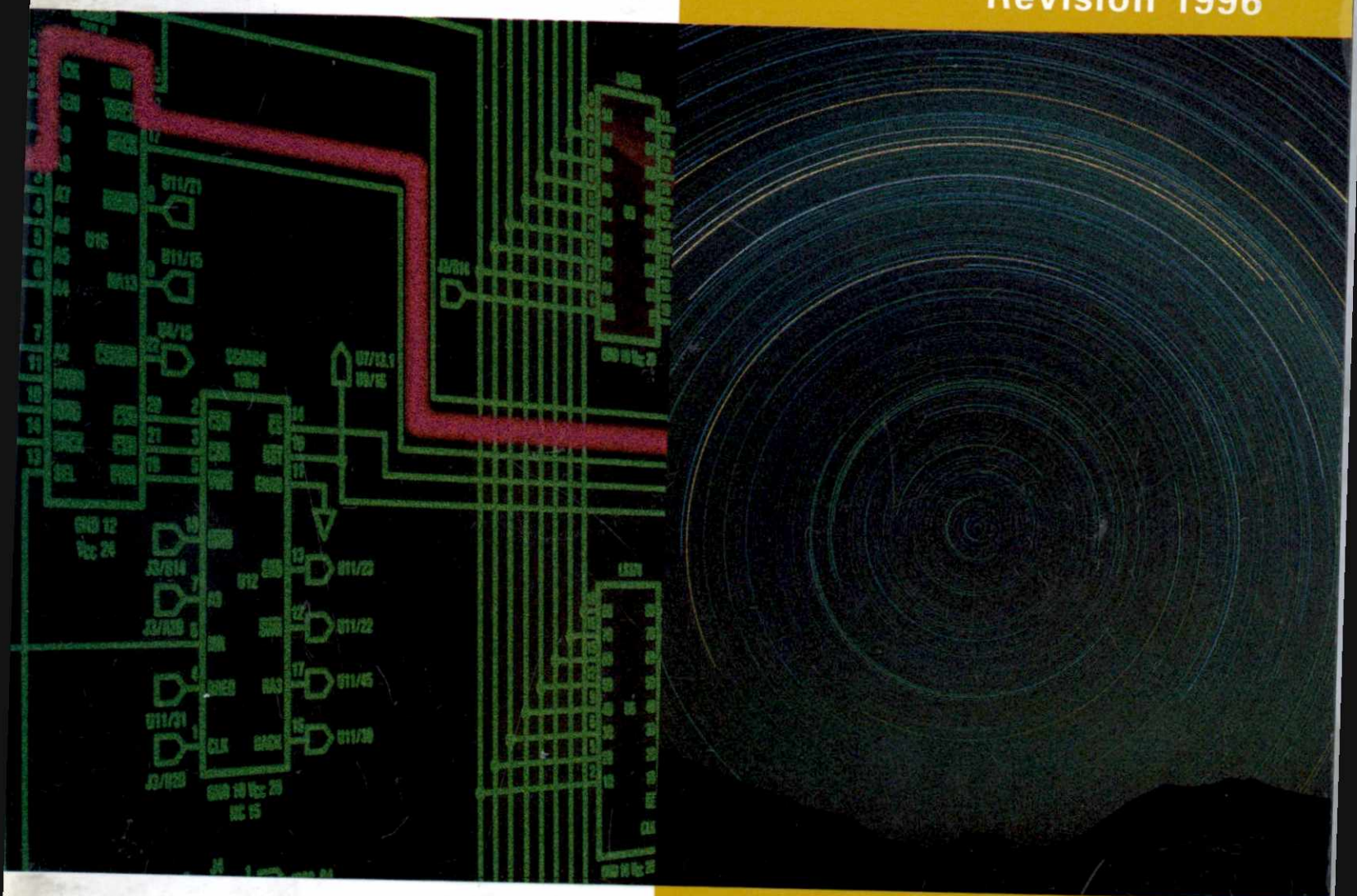
PLAN DE EXPANSIÓN

DE REFERENCIA

GENERACIÓN - TRANSMISIÓN

1996 - 2010

Revisión 1996

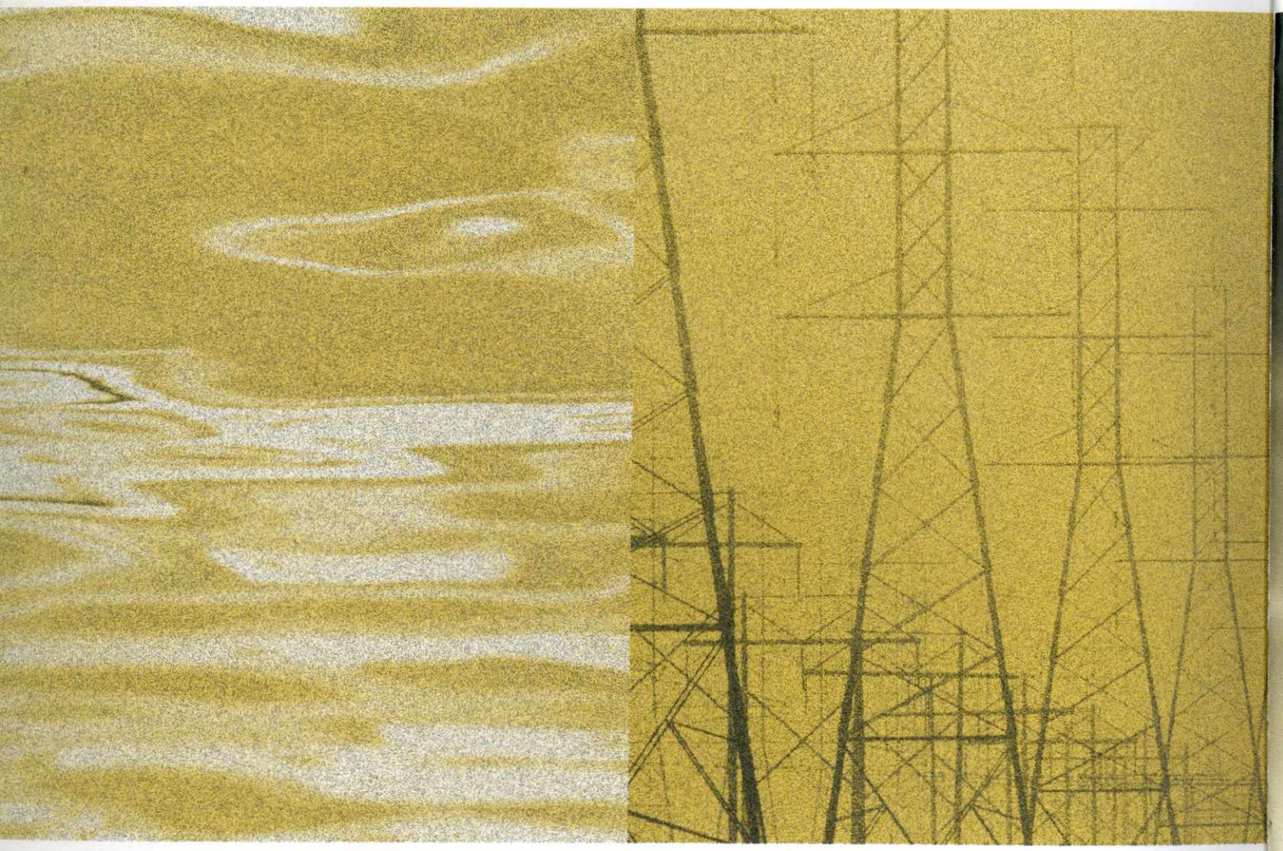


Ministerio de Minas y Energía

ISA

UPME

UNIDAD DE PLANEACION MINERO - ENERGETICA



Resumen Ejecutivo

Indice

INTRODUCCIÓN	4
MARCO INSTITUCIONAL Y REGULATORIO	4
SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO	5
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	6
RESERVAS Y SUMINISTRO DE COMBUSTIBLES	7
ANÁLISIS DE CORTO PLAZO 1996 - 2000	8
ANÁLISIS DE LARGO PLAZO 2001 - 2010	12
ANÁLISIS FINANCIERO	15
CONSIDERACIONES AMBIENTALES	16
COGENERACIÓN	17
AGENDA DE DECISIONES Y RECOMENDACIONES	17

Resumen Ejecutivo

INTRODUCCIÓN

Desde comienzos de los años 90 se han llevado a cabo importantes reformas en el modelo de desarrollo económico Colombiano. La Constitución Política expedida en 1991 estableció las pautas para el manejo de la economía, manteniendo como responsabilidad del Estado la atención de las necesidades básicas de la población. El nuevo modelo de desarrollo concentra su atención en la identificación de modalidades e instrumentos que promuevan la libre acción de los individuos, la eficiencia y la equidad.

En lo pertinente al sector energético, el Estado asume la planeación, la regulación y el control del sector, creando espacios para la participación del sector privado en la ejecución de inversiones importantes para el abastecimiento de energía.

En el marco de este nuevo modelo de desarrollo, la Unidad de Planeación Minero Energética contando con el apoyo técnico de Interconexión Eléctrica S.A., presenta el nuevo Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión para el período 1996-2010, el cual amplia el horizonte de planeamiento de la versión anterior que cubría el período 1995-2007. Este documento tiene como principal objetivo proveer información y señales de corto y largo plazo a los diferentes agentes económicos sobre la inversión en generación y transmisión de energía eléctrica requerida para garantizar un suministro confiable y eficiente de electricidad en el país.

El Plan es el resultado de un proceso de análisis que relaciona el sector eléctrico con el sistema energético y socioeconómico, en concordancia con los lineamientos del Plan Energético Nacional y del Plan Nacional de Desarrollo. Para su elaboración se tomaron en consideración los siguientes criterios:

- Atender la demanda con una confiabilidad superior al 95% en el largo plazo.
- Incrementar la firmeza del sistema, aumentando la participación térmica.
- Mejorar la eficiencia energética, considerando tecnologías más eficientes y limpias.
- Diversificar el uso de fuentes energéticas disponibles en el país como el agua, el carbón y el gas natural.

MARCO INSTITUCIONAL Y REGULATORIO

La reformas introducidas en los decretos de modernización del Estado y en las leyes 142 y 143 de 1994 buscan crear competencia en la generación; involucrar al sector privado en las actividades sectoriales; permitir el libre acceso a las redes de transmisión y distribución y fortalecer las actividades regulatorias y de control.

Al Ministerio de Minas y Energía, máxima autoridad sectorial, le corresponde adoptar la política y dictar los reglamentos relativos a la generación, transmisión, interconexión y distribución. La

planeación indicativa le ha sido encomendada a la UPME que elabora el Plan Energético Nacional y los planes subsectoriales. La CREG tiene, entre otras, las funciones de establecer las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente y promover la evolución gradual del mercado hacia la libre competencia.

El control, vigilancia y fiscalización de las empresas, se le asigna a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, que tiene facultades para sancionarlas o intervenirlas cuando las empresas incumplan de manera reiterada las normas establecidas.

Las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad pueden ser desarrolladas por empresas públicas, privadas o mixtas, nacionales o extranjeras. La actividad de comercialización puede ser ejercida por empresas de generación o distribución o por agentes independientes.

El mercado de electricidad en Colombia se clasifica en dos categorías: el mercado regulado y el mercado mayorista. El mercado regulado lo constituyen las ventas a pequeños y medianos consumidores. El mercado mayorista lo conforman las ventas que realizan las empresas eléctricas entre sí -generadores y comercializadores-, y entre ellas y los grandes usuarios, bajo reglas de libre oferta y demanda, y se da bajo dos modalidades: transacciones de corto plazo en la Bolsa de Energía y contratos de largo plazo.

La Bolsa de Energía se puso en marcha el 20 de julio de 1995, bajo la administración de ISA, empresa que no tiene actividades de generación o comercialización. En la Bolsa se realizan, hora a hora, transacciones de electricidad en cantidades y precios determinados por la libre oferta y demanda de acuerdo con las reglas comerciales definidas en el Reglamento de Operación.

Durante el tiempo que ha operado la Bolsa de Energía se han registrado transacciones de corto plazo por cerca del 25% de la demanda total del sistema con un precio promedio de bolsa de 25.07 $/kWh. El restante 75% de la demanda ha sido cubierta mediante contratos de compra de energía de largo plazo, de los que se han firmado un total de 168, para un total de 17702 GWh a una tarifa media de 35.5 $/kWh.

Actualmente la Comisión de Regulación analiza aspectos complementarios que incentiven una mayor participación del sector privado, como cargo por capacidad, estatuto de racionamiento, modalidades de la participación de los autogeneradores y cogeneradores.

SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO

El sistema eléctrico colombiano tiene actualmente una capacidad instalada de 10454 MW (sin incluir 180 MW de importación de Venezuela), distribuida entre 7838 MW hidráulicos (75%) y 2616 MW térmicos (25%). Se cuenta con un total de 18 generadores de los cuales 16 son públicos y 2 privados. Se espera que a comienzos de 1997 ingrese un generador privado más y a finales de 1997 por lo menos otros 3.

El análisis de la evolución del consumo de energía eléctrica revela una estrecha relación con el proceso de desarrollo socioeconómico de Colombia. La tasa de crecimiento del consumo de energía eléctrica ha mantenido una alta asociación con el crecimiento de la economía. Durante 1995 la demanda de energía eléctrica tuvo un crecimiento del 5.52% respecto del año 1994, alcanzando un total de 41967 GWh. Cabe anotar que durante los primeros seis meses de 1996 se ha presentado un bajo incremento de la demanda de energía, como consecuencia

entre otras razones de la alta lluviosidad registrada en los primeros meses del año, época tradicionalmente seca, lo que implica una reducción de los requerimientos de refrigeración y ventilación en sitios cálidos y una disminución en riego de cultivos; el desmonte de subsidios en las tarifas para el sector residencial; la penetración del gas natural y del gas licuado de petróleo en algunas ciudades; y la disminución de la tasa de crecimiento económico.

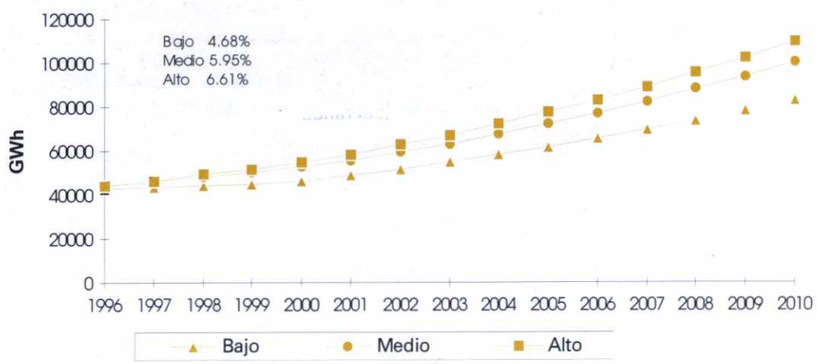
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELÉCTRICA

Las proyecciones de demanda de energía eléctrica y de potencia fueron estimadas en función de las expectativas de crecimiento económico del país y de otras variables que afectan el comportamiento del consumo de electricidad. Se tienen los estimativos sobre crecimiento económico y demográfico elaborados por el DNP, la política tarifaria definida por la CREG, los precios de los energéticos actualmente vigentes, así como su proyección en el corto y largo plazo, los cronogramas y metas revisadas del Plan de Masificación del Gas, del Plan de Uso Racional y Eficiente de la Energía y del Plan de disminución de Pérdidas.

Una vez definidas estas variables se formulan escenarios de demanda para analizar sensibilidades frente a variaciones en las tasas de crecimiento del PIB, retrasos y adelantos en la política tarifaria, modificaciones en las metas del Plan de Masificación de Gas y en los Programas de Uso Racional de Energía.

FIGURA 1

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA



En el escenario alto, la demanda de electricidad crece a una tasa media anual de 6.61% y en el año 2010 alcanzaría un valor cercano a los 110000 GWh, es decir 2.5 veces la demanda actual. En el escenario medio la demanda crece a un ritmo anual del 5.95% para llegar en el 2010 a un nivel cercano a los 100000 GWh, con una reducción de 10000 GWh al final de período respecto del escenario anterior. Este resultado obedece a la consideración de los ahorros esperados de energía y potencia derivados de las medidas de uso eficiente de energía adoptadas por el Gobierno Nacional. Para el escenario bajo se tuvo en cuenta el reducido crecimiento de la demanda que se ha registrado en el presente año, así como las más recientes expectativas de crecimiento económico del DNP, obteniéndose un demanda de energía eléctrica de alrededor de 82600 GWh en el año 2010, con un crecimiento promedio anual del 4,68%

RESERVAS Y SUMINISTRO DE COMBUSTIBLES

Para la definición de las estrategias de abastecimiento de la demanda de energía eléctrica de largo plazo del Plan de Expansión de Referencia, se parte del análisis de los recursos energéticos existentes en el país, sus reservas y sus costos de explotación y operación.

Si bien existen buenas expectativas sobre las reservas de gas natural en Colombia, para la estructuración de un plan a largo plazo se consideró conveniente partir de cifras confirmadas o con alta probabilidad de confirmarse, es decir, de las reservas probadas y probables. El total de las reservas de gas natural en el país asciende a 11468 GPC[1], de las cuales 7747 GPC son probadas[2] y 3721 GPC son probables[3].

Con la culminación, en el segundo semestre de 1996, de la construcción del sistema troncal definido en el Plan de Masificación, se interconectarán los principales cuencas productoras de gas natural y los más importantes centros de consumo, uniendo los campos de la Guajira, Huila, Magdalena Medio y Piedemonte Llanero. Esta y otras obras de infraestructura, garantizarán el suministro del gas natural a todo el país.

Los precios del gas natural están regulados tanto en boca de pozo como en entrada en troncal y el costo del transporte depende de la localización del consumidor. Los precios en entrada en troncal se indexaron con la evolución de precio del crudo a nivel internacional, y se consideraron las expectativas de crecimiento del precio del transporte. Para los generadores durante todo el período de análisis los precios varían entre 1.50 US$/MBTU y 3.0 US$/MBTU.

Colombia cuenta con las mayores reservas de carbón en Latinoamérica, con características físico-químicas[4] que lo convierten en uno de los mejores carbones a nivel mundial. Las reservas medidas[5] se estiman en la actualidad en 6637 millones de toneladas métricas, mientras que las reservas indicadas[6] están en el rango de los 1831 millones de toneladas métricas, lo cual hace que no existan restricciones de suministro.

[1] GPC: 10^9 pies cúbicos .
[2] Se calculan con base en análisis de datos geológicos y de ingeniería. El gas es recuperable en las condiciones económicas y de operación existentes.
[3] Son las resultantes de una suposición realista acerca de los volúmenes que serán recuperados adicionalmente de campos conocidos.
[4] Carbón que presenta un alto contenido calorífico y bajo nivel de azufre.
[5] Corresponden a las reservas económicamente extraibles usando las tecnologías existentes y cuya cantidad es estimada con base en la evidencia geológica y de ingeniería.
[6] Que incluyen recobros adicionales de depósitos conocidos, en exceso de las reservas medidas

Los precios del carbón mineral no están regulados y se espera que mantengan la estabilidad mostrada durante los últimos años. Dependiendo del proyecto, el carbón puesto en planta oscila entre 0.6 US$/MBTU y 1.4 US$/MBTU.

ANÁLISIS DE CORTO PLAZO 1996 - 2000

Para el período de planeamiento de corto plazo no es muy factible presentar cambios drásticos en la lista de proyectos que conforman el Plan de Expansión de Referencia, por cuanto la mayoría de los proyectos se encuentra en proceso

TABLA 1

Opciones Consideradas en el Corto Plazo

Proyecto	MW	Fecha Actual		Fecha Análisis Energético Junio 1996		Total Año (MW)
Repotenciación Barranquilla*	97	mayo	1996	mayo	1996	
Repotenciación Barranquilla*	97	junio	1996	junio	1996	
Repotenciación Barranquilla*	97	julio	1996	julio	1996	291
TermoDorada	50	noviembre	1996	enero	1997	
TermoCentro	200	enero	1997	febrero	1997	
Repotenciación Barranquilla	130	marzo	1997	mayo	1997	
TermoValle	130	mayo	1997	julio	1997	
TermoMeriléctrica	160	octubre	1997	octubre	1997	
Repotenciación Barranquilla	97	septiembre	1997	noviembre	1997	
TermoOpón	200	octubre	1997	diciembre	1997	967
TermoValle	69	marzo	1998	mayo	1998	
Repotenciación Barranquilla	97	enero	1998	marzo	1998	
TermoSierra	300	mayo	1998	mayo	1998	
Repotenciación Barranquilla	130	septiembre	1998	noviembre	1998	596
TermoPaipa IV	150	marzo	1999	marzo	1999	
Urrá	85	mayo	1999	mayo	1999	
Porce 2	131	junio	1999	junio	1999	
Urrá	85	agosto	1999	agosto	1999	
Porce 2	131	septiembre	1999	septiembre	1999	
Urrá	85	noviembre	1999	noviembre	1999	
Porce 2	131	diciembre	1999	diciembre	1999	
Urrá	85	diciembre	1999	diciembre	1999	883
TermoCesar	300	junio	2000	agosto	2000	300
Total				diciembre	**2000**	**3037**

* En operación comercial.

de construcción. Por esta razón, se consideró de la mayor relevancia analizar el impacto en la confiabilidad y el costo de la energía ante la entrada en diferentes fechas de diversos proyectos al Sistema Nacional en los próximos cinco años.

El análisis de corto plazo pretende dar señales a los agentes, tanto del sector público como del sector privado, interesados en participar en proyectos de generación y transmisión. Adicionalmente, provee información para la celebración de contratos de energía y para realizar transacciones en la Bolsa de Energía. Dado que el avance del Plan de Expansión se puede modificar en la medida en que cambien las condiciones futuras y evolucione la gestión de los proyectos, se plantean ocho alternativas de instalación de capacidad de carácter indicativo en función de los escenarios de demanda y de la fecha de entrada de los proyectos. Para el análisis de corto plazo se utilizaron algunas de las opciones que se presentan en la tabla 1.

Otros proyectos registrados en la UPME y que se consideran potenciales para entrar a operar en el corto y mediano plazo se presentan en la tabla 2. Estos proyectos pueden sustituir algunos de los proyectos incluidos en la tabla 1, en la medida que se presenten atrasos en las obras.

TABLA 2

Otros Proyectos Registrados en la UPME

Proyecto	MW	Fecha Actual Junio 1996		Total Año (MW)
TermoBerrío	100	diciembre	1996	100
Mamonal 3 I	95	marzo	1997	
Flores III	150	mayo	1997	
TermoSantander*	96	II trimestre	1997	
Petrosur	150	IV trimestre	1997	
Mamonal 3 II	55	diciembre	1997	546
Cusiana B.P.	160	I trimestre	1998	
TermoEmcali	220	I trimestre	1998	380
TermoPacífico	200	III trimestre	1999	200
Total				**1226**

* Se incluye para algunas alternativas analizadas

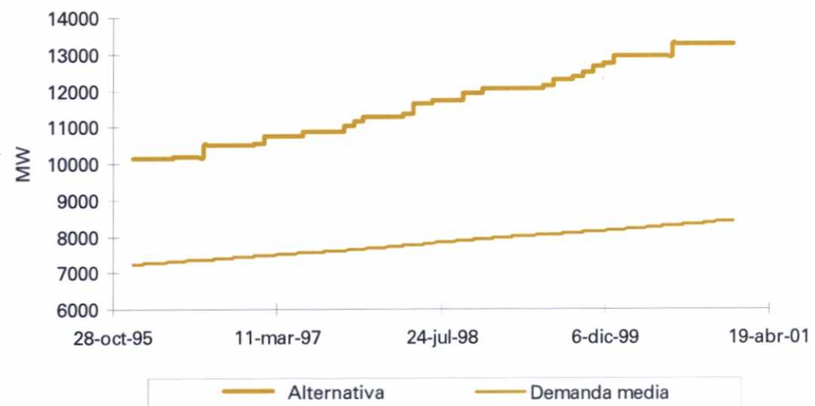
Para el escenario de demanda media, las adiciones de capacidad en todo el período varían entre 1907 MW hasta 2677 MW. En caso de presentarse una demanda alta, las adiciones de capacidad varían desde 3037 MW hasta 2248 MW.

Aunque todas las alternativas analizadas presentan una confiabilidad superior al 95%, en caso de presentarse hidrologías críticas, la alternativa correspondiente a una capacidad de generación adicional de 3037 MW tendría un mejor desempeño. Por esta razón esta alternativa se

eligió como base para los análisis de largo plazo. En la figura 2 se presenta la adición de capacidad anual de esta alternativa, comparada con la evolución de la demanda media.

FIGURA 2

Adición de Capacidad en la Alternativa de 3037 MW



La evaluación financiera de las alternativas de expansión en el corto plazo se realizó mediante el método del valor anual equivalente. El valor presente neto de las anualidades resultantes, representa el costo financiero esperado de cada alternativa y es uno de los parámetros que permite compararlas. Para la alternativa en cuestión, el costo total es de 1453 millones de dólares de 1995.

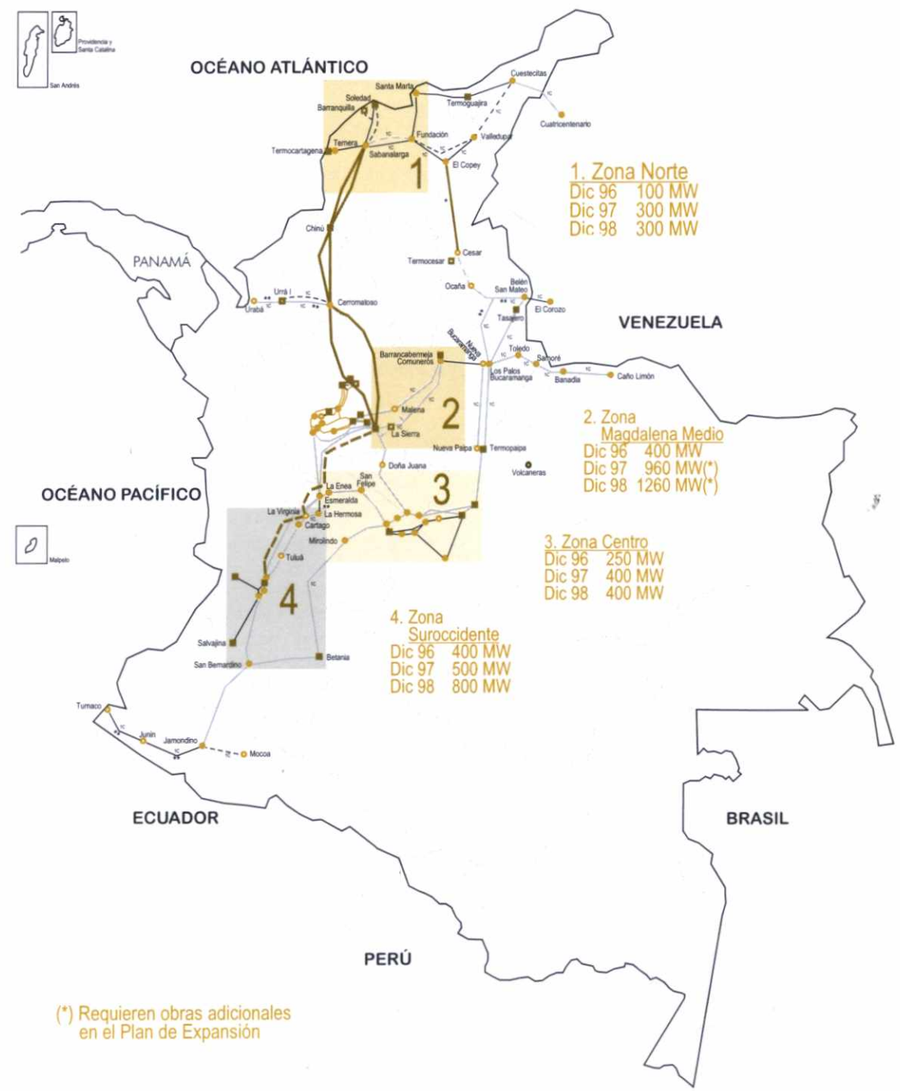
El costo marginal del sistema, para cada mes, está definido como el costo incremental del último recurso despachado. A este costo se le adiciona el costo equivalente en energía del cargo por capacidad. Para la alternativa de mejor desempeño se encontró un costo marginal promedio para el mes de 25.6 US$/MWh y de 35.1 US$/MWh para la hora pico.

La transmisión eléctrica es un elemento fundamental que garantiza la competencia en la generación, asegura la viabilidad del mercado mayorista e impulsa el desarrollo del mercado de los grandes consumidores, así como la actividad de distribución. Dado que la mayoría de los proyectos de generación que se desarrollarán en el período 1996-2000 están definidos y con ellos su transmisión asociada, los análisis de transmisión para el corto plazo solo estiman las obras necesarias para permitir el acceso de nuevos agentes en este lapso de tiempo y las obras necesarias para reducir las restricciones que en la actualidad presenta el Sistema de Transmisión Nacional -STN-.

Con estas obras, el STN ofrece las opciones de instalación de nueva capacidad de generación que se muestran en la figura 3.

FIGURA 3

Disponibilidad de Transmisión para Instalación de Generación



ANÁLISIS DE LARGO PLAZO 2001-2010

Para el análisis de largo plazo se plantearon cuatro estrategias alternativas en función de diversos porcentajes de participación de los recursos agua, carbón y gas en el abastecimiento de la demanda prevista de energía eléctrica. Todas ellas son factibles y se podrán realizar en la medida en que las condiciones de precios y tecnologías evolucionen favorablemente.

Este análisis se refiere básicamente al escenario de demanda media, aunque se evaluó también la capacidad necesaria en caso de presentarse una demanda alta de energía eléctrica. Es claro que si se disminuye el ritmo de crecimiento de la demanda, los requerimientos de capacidad disminuirán igualmente.

Mediante modelos de análisis de inversiones y simulación de despacho hidrotérmico se estudiaron las diferentes alternativas de abastecimiento de la demanda de energía eléctrica (LP-1, LP-2, LP-3 y LP-4) y se determinaron, entre otros, los requerimientos de capacidad para cumplir con el criterio de confiabilidad, los requerimientos de combustible, el desempeño energético del sistema, los factores de utilización esperados de las plantas, la participación de los energéticos en la composición final del sistema y los costos marginales estimados.

En la tabla 3 se presenta la composición de las alternativas analizadas en el período 2001-2010 para el escenario de demanda de energía eléctrica medio (5.95% promedio anual).

TABLA 3

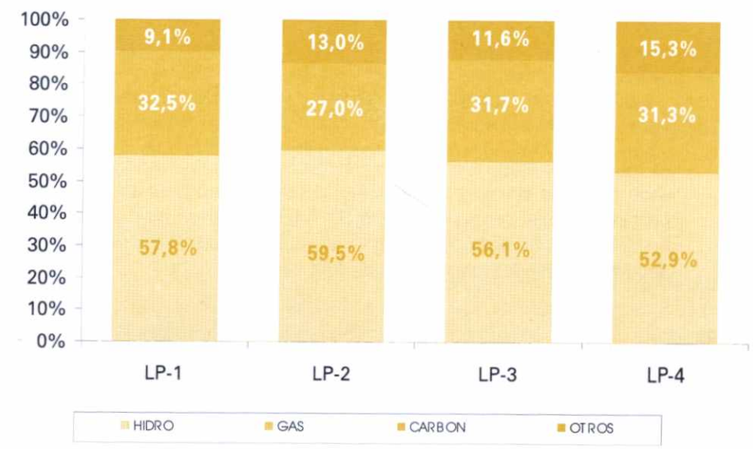
Composición de las Alternativas (MW)
Escenario de Demanda Medio (5.95%)

Composición	Alternativa			
2001-2010	LP-1	LP-2	LP-3	LP-4
Hidro	2,531	2,864	2,014	1,361
Gas	3,607	2,529	3,342	3,236
Carbón	450	1,200	900	1,600
Total	**6,588**	**6,593**	**6,256**	**6,197**

La participación de los energéticos al final del horizonte del estudio (año 2010) varía de acuerdo con las alternativas, tal como se indica en la figura 4.

FIGURA 4

Composición de la Generación en el año 2010



Para todas las alternativas se observa el incremento gradual de la generación térmica, representando al final del horizonte cerca de la mitad de la generación total esperada.

Si la demanda de energía aumenta hasta alcanzar el escenario de demanda alto (6.61% promedio anual), se requiere de una capacidad adicional que se determinó a partir del catálogo de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos disponibles, con tres alternativas adicionales. En este caso, las capacidades varían entre 8488 MW y 8690 MW. La participación de los energéticos al final del horizonte de estudio se encontrará en los siguientes rangos: hidráulica entre 50% y 54%, gas entre 30% y 34% y carbón entre 12% y 20%.

El costo marginal promedio es de 20 US$/MWh. Los valores máximos fluctúan entre 34 y 47 US$/MWh (dependiendo de la alternativa). El valor mínimo es de 14 US$/MWh. A este valor se le deberá adicionar el cargo por capacidad, que si se supone igual a 11 US$/MWh durante todo el período, conduce a un valor promedio de 31 US$/MWh.

Dado que existen incertidumbres en la evolución de las diferentes variables, como atrasos en la entrada en operación de proyectos, sobrecostos en la inversión, incrementos en la demanda de energía y en los precios de los combustibles; para el análisis de las estrategias de generación, se efectuaron análisis de sensibilidad con el fin de determinar cual de ellas presenta las menores desviaciones o sobrecostos económicos.

A partir de la evaluación económica de las diferentes estrategias y considerando condiciones medias para la demanda, costos de combustibles e inversión, se obtienen en valor presente neto los valores totales de las estrategias, con los totales presentados en la tabla 4.

TABLA 4

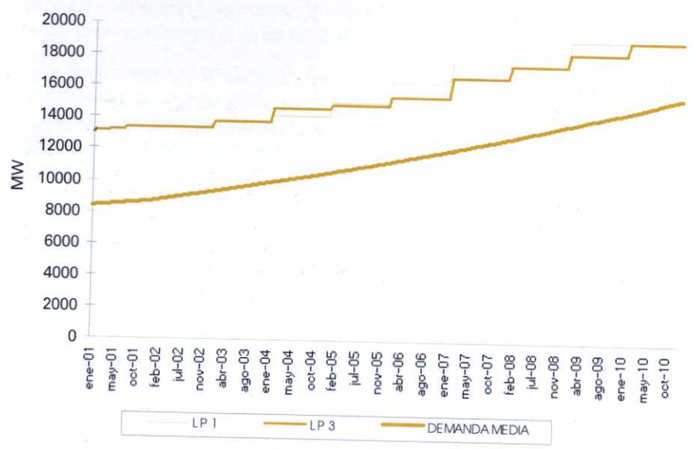
Valor Total de las Estrategias (Millones de US$ de 1995)

Alternativa			
LP-1	LP-2	LP-3	LP-4
2948	3146	2890	3282

La robustez económica de cada estrategia se evalúa analizando la desviación en costos que tiene cada una con respecto a la de menor costo en cada escenario. De esta manera, se puede mencionar que las estrategias LP-1 y LP-3 son las de mejor desempeño económico. En la figura 5 se comparan los incrementos de capacidad asociados con estas estrategias frente a la demanda de energía, para el período 2001 - 2010.

FIGURA 5

Adición de Capacidad en las Estrategias LP-1 y LP-3



Tomando como punto de partida las alternativas presentadas para la expansión de la generación para el período 2001 - 2010 y la proyección de demanda de potencia para el escenario

medio, se determinaron los requerimientos de transmisión necesarios para garantizar la evacuación de la energía generada en los diferentes años de análisis del plan, ajustándolos a los criterios y condiciones establecidos en el Código de Redes[7].

Con base en los análisis realizados se determinó que hacia el futuro - año 2010 -, el sistema de transmisión deberá ser capaz de ofrecer diferentes puntos de conexión a 500 kV en los principales sitios o regiones del país, previéndose que para el año 2005 el sistema de transmisión cuente con líneas a 500 kV hacia el Centro, desde el Magdalena Medio o desde el Nordeste, dependiendo de los desarrollos de generación que se tengan hasta ese momento hacia el Suroccidente y en la Costa Atlántica. Esto debido a que las estrategias de generación consideradas prevén una alta capacidad instalada en las regiones de la Costa Atlántica, Nordeste y Magdalena Medio, lo cual obliga a reforzar la transmisión hacia las zonas de Bogotá y Suroccidente y a buscar otra ruta de evacuación de generación de la Costa Atlántica. De esta manera se espera consolidar una red de transmisión en forma de anillo cerrado a 500 kV.

ANÁLISIS FINANCIERO

La evaluación financiera del Plan de Generación y Transmisión, fundamentada en el cálculo del costo incremental promedio de largo plazo (CIPLP) que representa el costo económico de la energía, se realizó para las cuatro estrategias de expansión para el período 1996 - 2010. En el esquema actual de operación del mercado de energía eléctrica, un proyecto de generación puede recibir ingresos por tres conceptos: por la venta de energía en Bolsa, por la venta de energía a través de contratos de largo plazo y por el cargo por capacidad.

Las inversiones están constituidas básicamente por los costos CIF en sitio de planta, que incluyen la parte de generación y las inversiones necesarias en transmisión para conectarse al STN. Se consideraron, además, los diferentes impuestos y aranceles aplicados en cada tipo de proyecto.

Los costos de operación de la planta están divididos en: costos fijos, costos variables por administración y mantenimiento; y costos de suministro y transporte de combustible. En los análisis que se llevaron a cabo no se incluyeron los costos de financiación.

Se encontró que para tasas de descuento inferiores al 11%, las plantas hidroeléctricas son las mas competitivas; para tasas superiores, las plantas a gas de ciclo abierto son las que presentan menores costos de energía media. Aunque los costos índices de inversión de las plantas de carbón son los mas altos, se observa que debido a la exención de impuestos de renta y el factor de utilización resultante, compiten de manera significativa con las plantas de gas de ciclo combinado.

Se construyó un flujo de costos totales para cada uno de los proyectos que componen una estrategia de expansión, el cual incluye desembolsos de la inversión, operación y mantenimiento fijo y variable así como de combustible durante la vida útil del proyecto. Teniendo el flujo de fondos y de energía de todos los proyectos de una estrategia, se obtuvo para cada una de ellas el flujo de costos totales y el valor presente con una tasa de descuento del 10% en dólares constantes de 1995. El CIPLP se obtuvo como la razón entre el valor presente de los costos y el valor presente de la demanda. Los resultados se presentan en la tabla 5.

7 Resolución CREG 25 de 1995

TABLA 5

CIPLP 1996-2010 (US$/MWh)
(Dólares de 1995)

Estrategia	Con Impuestos	Imp. a la Inversión	Sin Impuestos
LP - 1	43.13	41.97	37.89
LP - 2	43.46	42.28	37.99
LP - 3	43.47	42.40	38.26
LP - 4	43.22	42.09	38.26

Como puede observarse, el costo marginal promedio obtenido en los análisis de corto y de largo plazo es menor que el CIPLP, lo cual sugiere la conveniencia de evaluar continuamente el comportamiento de la Bolsa para garantizar la expansión de largo plazo y revisar el cargo por capacidad si fuera necesario.

CONSIDERACIONES AMBIENTALES

La nueva Constitución incorporó el concepto de desarrollo humano sostenible, como una condición social y económica de la actividad humana y creó las bases para la consolidación de la gestión ambiental, como una manera de contribuir al bienestar social de los colombianos. El factor ambiental es uno de los elementos que despiertan mayor interés en las discusiones previas al diseño y ejecución de planes de desarrollo.

Las bases legales, en especial la ley 99 de 1993, establecen medidas y procedimientos que causan la transferencia de cantidades importantes de recursos por parte del sector eléctrico al Sistema Nacional Ambiental -SINA-.

Los costos de gestión ambiental se ubican alrededor del 1.5% de la inversión total en proyectos para plantas de generación con gas, del 2.4% para plantas de carbón y del 7% para plantas hidráulicas. Asumiendo un precio de venta de energía en bloque de 30 $/kWh desde 1996 hasta el 2010, las transferencias por generación, obligadas por la ley 99, pueden representar un valor presente neto de alrededor de 800 millones de dólares.

En el presente Plan de Expansión se cubre el primer paso de la evaluación de los impactos ambientales ocasionados por el sistema energético colombiano, es decir se estiman las emisiones de dióxido de carbono, óxidos de azufre y óxidos de nitrógeno provenientes del parque de generación térmico. Para cada estrategia se evaluaron las emisiones por tipo de combustible. El SOx aumenta desde 11.4 kton hoy en día, hasta valores entre 57.7 y 128.3 kton en el 2010, dependiendo de la estrategia considerada. Los NOx crecen desde 20.7 kton hasta valores entre 100 y 141 kton, y el CO_2 aumenta desde 5 millones de toneladas en 1996 hasta valores entre 27 y 33 millones de toneladas en el 2010.

COGENERACIÓN

Una alternativa que surge dentro de este nuevo esquema de competencia, participación privada y uso eficiente y racional de la energía se conoce como la cogeneración, que se define como la producción simultánea y secuencial de energía eléctrica o mecánica útil y formas de energía térmica útil (calor o vapor), usadas en cualquier proceso productivo.

La UPME desarrolló una metodología para la estimación del potencial de cogeneración que es posible desarrollar bajo el nuevo esquema regulatorio, es decir financieramente viable. Con base en esta metodología se procedió a realizar una encuesta en el sector industrial colombiano. De la información recolectada se determinó un potencial de cogeneración técnico factible de 248 MW, del cual, bajo las condiciones del mercado actual, el 70%, es decir 175 MW son financieramente atractivos. Al expandir los resultados de las encuestas analizadas al total de la muestra, se estimó un potencial de cogeneración para el país de 423 MW.

AGENDA DE DECISIONES Y RECOMENDACIONES

Se presentan a continuación las determinaciones que se deben adoptar en el corto y mediano plazo, con el fin de procurar el desarrollo futuro del sector eléctrico, y se indican las actividades por desarrollar entre 1996 y 1999 relacionadas con la oferta, demanda, transmisión, integración con los otros subsectores energéticos, legislación, regulación y comercialización de la energía que se requieren para el cumplimiento de las metas presentadas en este plan.

RESERVAS Y SUMINISTRO DE COMBUSTIBLES

Recomendar al Ministerio de Minas y Energía y a ECOPETROL, que establezcan políticas y programas de exploración y de producción de hidrocarburos con el fin de garantizar adiciones a las reservas de gas natural en el largo plazo.

Recomendar a la UPME, ECOPETROL y ECOGAS, el establecimiento de mecanismos de seguimiento de la expansión del sistema nacional de transporte de gas natural con el fin de garantizar el suministro oportuno de este combustible en el mediano y largo plazo.

Recomendar a ECOCARBON, la conformación de mecanismos de vinculación al mercado eléctrico, que permitan apoyar la realización de proyectos de generación termoeléctrica.

Recomendar a ECOPETROL, que a través del Instituto Colombiano del Petróleo continúe los estudios de utilización de emulsiones y crudos pesados para la generación térmica.

SISTEMA DE GENERACIÓN

Adoptar el presente plan indicativo de expansión de la generación y la transmisión de energía eléctrica para el período 1996-2010.

Promover la entrada de 3037 MW en el período 1996-2000, para asegurar el cubrimiento de la demanda de energía y potencia en las fechas consideradas para los análisis energéticos, en caso de presentarse el escenario de demanda alto.

Completar durante los siguientes dos años los diseños de los siguientes proyectos hidroeléctricos: Calima III, Sogamoso, Nechí, Fonce, Guaico y Riachón, por parte de las empresas promotoras.

Actualizar por parte de la UPME, los costos de inversión de proyectos termoeléctricos e hidroeléctricos y diseñar una estrategia para monitorear su evolución.

Analizar por parte de la CREG y de la UPME, alternativas que permitan viabilizar la participación decidida de plantas de generación con carbón, con el fin de garantizar la diversificación de la canasta de recursos energéticos, establecida como uno de los propósitos en el Plan Energético Nacional.

Continuar bajo la coordinación de la UPME y con la colaboración de las empresas correspondientes, el proceso de mejoramiento del análisis de la demanda de energía eléctrica y de gas, estudio éste que deberá ser desarrollado durante los próximos 12 meses.

Definir por parte del Ministerio de Minas y Energía, las entidades responsables para la continuación del plan de estudios de proyectos de generación y asignar los recursos necesarios para esta tarea, en particular para los estudios de plantas hidroeléctricas y de fuentes no convencionales.

Realizar por parte de la UPME, un seguimiento permanente al plan de expansión de generación con el fin de recomendar las medidas necesarias para garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica a la población.

Contratar por parte de ISA, un estudio de auditoria de disponibilidad de plantas térmicas.

Contratar por parte del Ministerio de Minas y Energía, ECOCARBON y la UPME, el diseño de la estrategia de reconversión a tecnologías termoeléctricas limpias, de acuerdo con lo establecido en la Ley 99 de 1993.

SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Iniciar por parte de ISA, los diseños y consecución de la financiación de las obras encaminadas a reducir las restricciones globales ocasionadas por la generación de Guajira, San Carlos y Betania, con el fin de que estén disponibles a más tardar en el primer trimestre de 1999.

Iniciar por parte de EEB, los diseños y consecución de la financiación de las obras encaminadas a reducir las restricciones globales ocasionadas por la generación de Paraíso y Guaca, con el fin de que estén en servicio a más tardar en el primer trimestre de 1999.

Iniciar por parte de CENS, los diseños y consecución de la financiación de las obras encaminadas a reducir las restricciones globales ocasionadas por la generación de Tasajero, con el fin de que estén disponibles a más tardar en el primer trimestre del 2000.

Iniciar por parte de CORELCA, Electrificadora del Atlántico, Electrificadora del Bolívar, ESSA, EEB, EPSA y CHEC, los diseños y consecución de la financiación de las obras encaminadas a reducir las restricciones locales, con el fin de que estén en servicio a más tardar en el segundo trimestre de 1999.

Adelantar por parte de ISA, la entrada en operación del tercer transformador en Sabanalarga 230/500 kV, a más tardar en septiembre de 1998.

Dados los tiempos de diseño y ejecución de obras de transmisión, comparados con los tiempos para montaje de proyectos térmicos, se requiere que las empresas transportadoras adelanten estudios de preinversión y diseño de refuerzos de transmisión en sus diferentes regiones y a nivel de la interconexión. En el caso de ISA se deberán iniciar los diseños y estudios de:

- Refuerzo de transmisión entre la zona central del país y el suroccidente a 500 kV.
- Obras necesarias para la instalación de una generación adicional de 300 MW en el Magdalena Medio: i) prolongación del doble circuito de la variante Sierra a la línea San Carlos - Doña Juana hasta la subestación Doña Juana, ii) línea a 230 kV en doble circuito entre las subestaciones Doña Juana - San Felipe, iii) línea a 230 kV Malena - Playas.
- Obras necesarias en caso de que se tenga alta capacidad instalada en la Costa Atlántica, en coordinación con Corelca: subestación Barranquilla 500 kV y línea entre Barranquilla y Chinú a 500kV preenergizada a 230 kV hasta Sabanalarga.
- Obras en caso de que se tenga alta generación en Nordeste y Magdalena Medio: subestaciones Faca 230 y 500 kV, área de Malena 500 kV, Nueva Bucaramanga 500 kV y área de San Carlos 500 kV, y líneas a 500 kV partiendo de Malena hacia Faca, Nueva Bucaramanga y San Carlos.

Realizar por parte de las empresas transportadoras, el control y seguimiento para que los proyectos en ejecución entren en las fechas previstas y reportadas a la UPME.

REGULACIÓN ENERGÉTICA

Recomendar a la CREG, con el apoyo de ISA y ECOPETROL, el estudio de la coherencia de las señales económicas de los peajes de transmisión y de los costos de transporte de gas para efecto de localización óptima de proyectos.

Revisar por parte del Ministerio de Minas y Energía y de la CREG, los aspectos relacionados con la fijación de precios del gas en boca de pozo especialmente en lo relacionado con el tratamiento del gas.

Expedir por parte de la CREG, el Estatuto de Racionamiento, el Código de Distribución de Energía Eléctrica, incluyendo el procedimiento de conexión a sistemas regionales de transmisión, la reglamentación para autogeneradores y cogeneradores y el Código de Transporte de Gas Natural.

Definir por parte de la CREG, la reglamentación sobre el cobro y pago de restricciones, con el fin de dar las señales adecuadas para que éstas sean reducidas a su mínimo económico.

Revisar por parte de la CREG, el cargo de capacidad con el fin de garantizar la expansión de la generación en el largo plazo.

Revisar por parte de la CREG, los peajes de transmisión con el fin de hacerlos más estables en el largo plazo de tal manera que efectivamente den la señal de localización de plantas.

Definir por parte de la CREG, las normas de calidad del servicio de energía eléctrica y de calidad del gas.

Estudiar por parte de la CREG, un Sistema de Garantías para respaldar las operaciones del Sistema de Intercambios Comerciales.

Estudiar por parte de la CREG, las alternativas de reglamentación del artículo 27 de la ley eléctrica, con el fin eliminar la incertidumbre y los problemas asociados al suministro de combustibles.

ASPECTOS AMBIENTALES

Recomendar al Ministerio del Medio Ambiente, la evaluación de límites de emisión de gases contaminantes para generación termoeléctrica.

Recomendar al Ministerio del Medio Ambiente, la creación de mecanismos que garanticen que las transferencias del sector eléctrico al SINA, sean aprovechadas en la conservación y restauración del medio ambiente por las corporaciones regionales, de desarrollo y municipios.

Recomendar al Ministerio del Medio Ambiente, la elaboración de guías y manuales para los Diagnósticos Ambientales de Alternativas y los Estudios de Impacto Ambiental.

Recomendar al Ministerio del Medio Ambiente, la definición de pautas para el ordenamiento y manejo de cuencas hidrográficas y de las autoridades regionales del agua.

Colaborar por parte del Ministerio de Minas y Energía, en el seguimiento de las licencias ambientales de proyectos de generación y en la evaluación de los impactos ambientales del plan.

OTRAS ACCIONES

Impulsar por parte de la UPME, la definición obligatoria del registro de proyectos de generación.

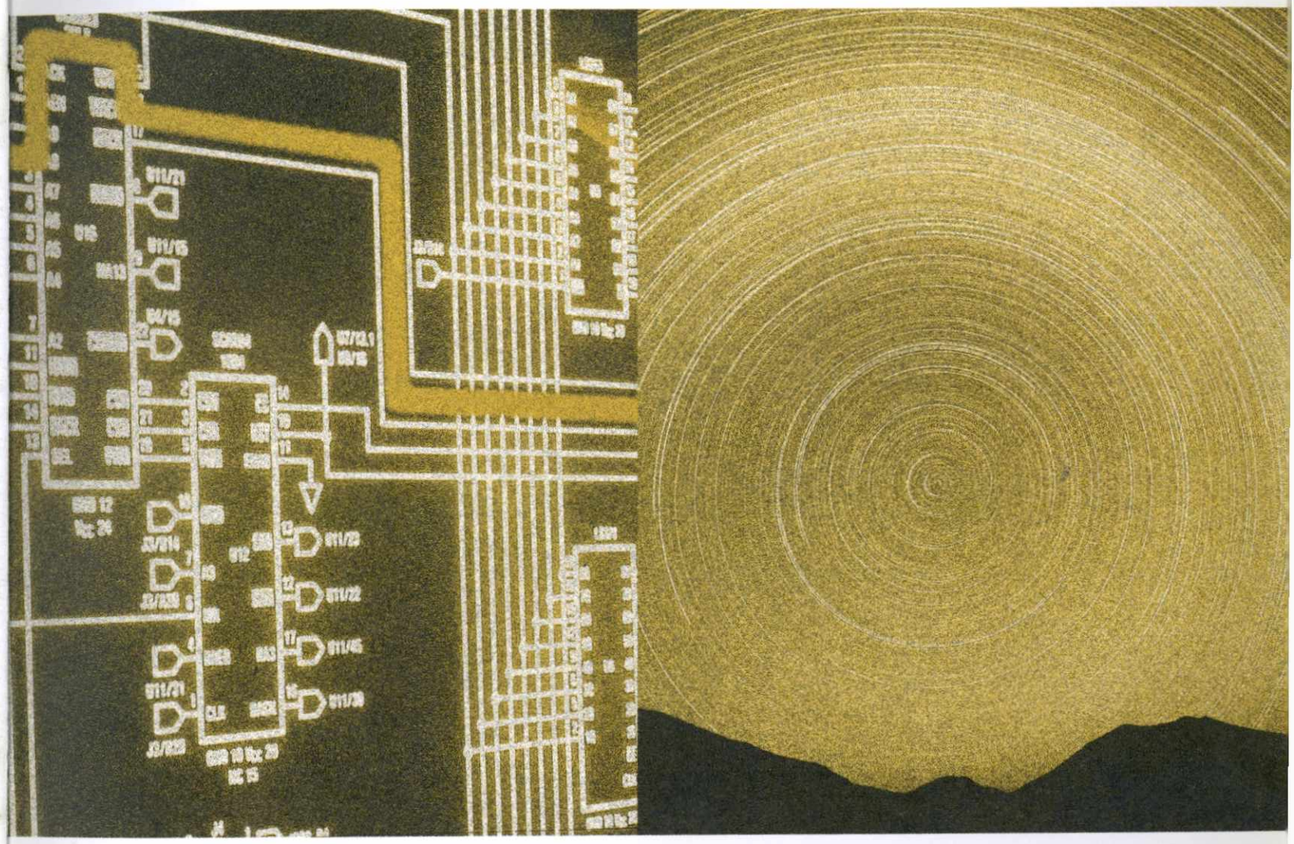
Actualizar por parte de la UPME, las metodologías de planeamiento para considerar adecuadamente las nuevas condiciones de funcionamiento del sector -multiplicidad de funciones objetivo y tasas de retorno individual por proyectos.

Estimar bajo la coordinación de la UPME, los costos económicos de los combustibles con el fin de evaluar si el mercado está conduciendo a una asignación eficiente los recursos energéticos del país.

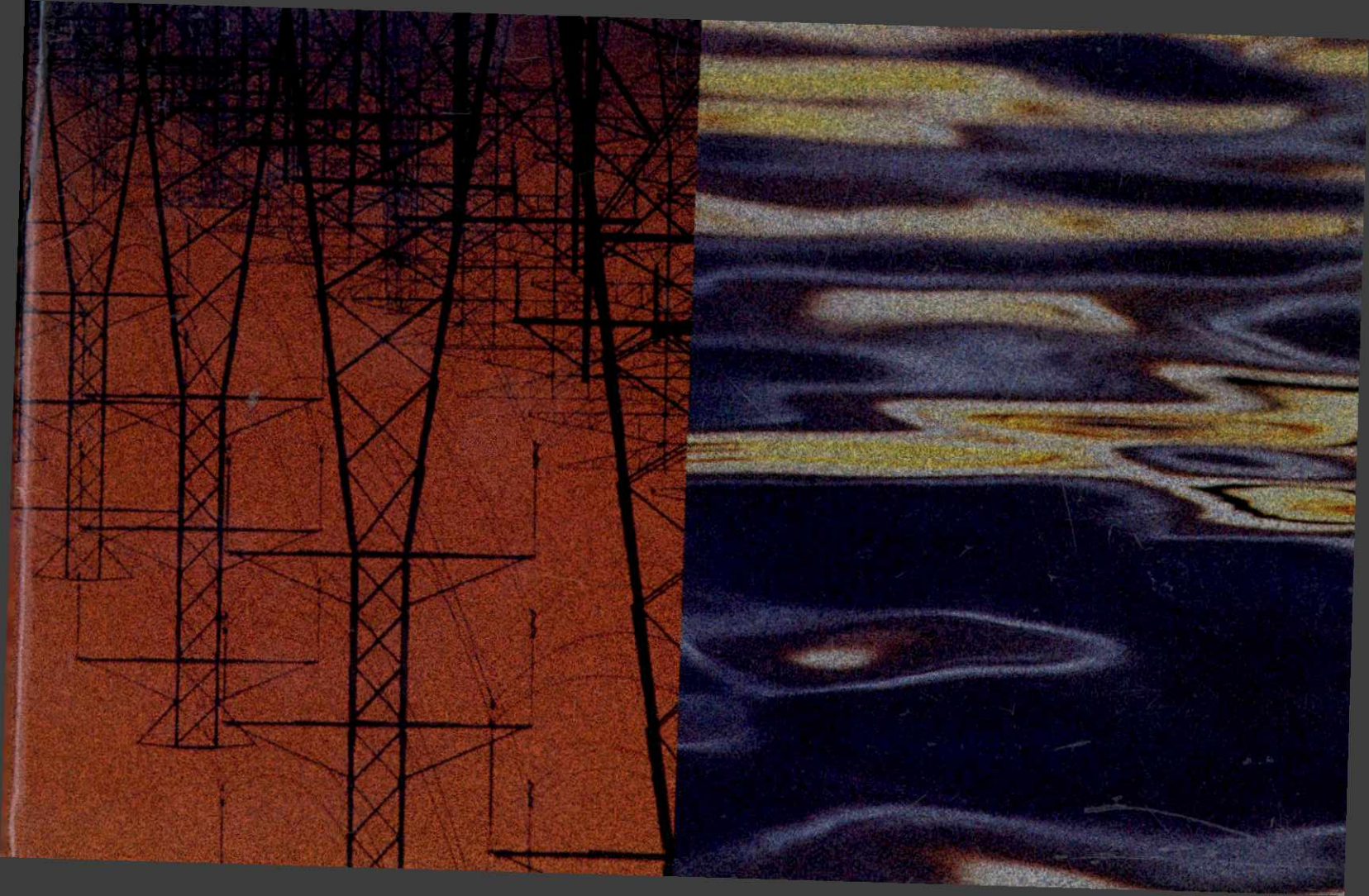
Garantizar por parte del Departamento Nacional de Planeación, el Ministerio de Hacienda y el Ministerio de Minas y Energía, un cronograma adecuado para el pago de subsidios a las empresas de energía.

Impulsar por parte de la UPME y el INEA, la implementación de proyectos de conservación de energía y administración de carga en el marco del documento CONPES sobre uso racional de energía.

Definir por parte de Comité Nacional de Pérdidas, las proyecciones y metas del programa de reducción de pérdidas y crear mecanismos para verificar su cumplimiento.



ISA
Calle 12 Sur No. 18-168
Medellín Colombia, Sur América. www.isa.com.co
E-mail: isa@isa.com.co

UPME
UNIDAD DE PLANEACION MINERO - ENERGETICA
Avenida 40A No. 13-09 Piso 5. Santafé de Bogotá, Colombia
Sur América. E-mail: upme1@inter.net.co

Edición: UPME, ISA. Diseño Miguel Suárez
Impresión: Sáenz y Cía. Ltda.