

The background of the cover features a bright sun in the upper right corner, with rays of light spreading across the sky. In the lower half, there are dark silhouettes of several people standing in a line, holding hands. The overall color palette is dominated by shades of blue and white, creating a clean and professional look.

Plan Energético Nacional

Contexto y Estrategias

2006-2025

PLAN ENERGÉTICO NACIONAL 2006-2025

Contexto y Estrategias

Ministro de Minas y Energía
Hernán Martínez Torres

Unidad de Planeación Minero Energética – UPME

Director General
Carlos Arturo Flórez Piedrahita

Subdirector de Planeación Energética
Alberto Rodríguez Hernández

Equipo de Trabajo UPME

Beatríz Herrera Jaime
Jairo Pedraza Castañeda
Francisco Toro Zea
Luis Carlos Romero Romero

Con el apoyo de la Subdirección de Planeación Energética
y la firma Consultora COSENIT S.A.

Coordinación Editorial
Teresa Huertas Molina

Diseño e Impresión Dígito & Diseños

ISBN 978-958-97855-7-7

Derechos Reservados

La redacción de este documento se finalizó en diciembre de 2006
Bogotá D. C. abril 2007

TABLA DE CONTENIDO

Presentación	7
Introducción	9
Resumen	13
Capítulo I: Entorno Internacional	25
1. Tendencias mundiales	27
2. Reservas internacionales de petróleo y gas	28
3. Estructura de consumo mundial de energía primaria	30
4. Precios de los energéticos	36
5. La importancia de la variable ambiental	39
6. Energía en América Latina	40
Capítulo II: Entorno Nacional	45
1. La economía colombiana: evolución y perspectivas	47
2. Diagnóstico energético nacional	50
3. Comportamiento de los precios relativos de los energéticos	55
4. Situación actual	59
Capítulo III: Prospectiva	73
1. Perspectiva del comportamiento de la demanda energética en Colombia 2006-2025	75
2. Caso base	78
3. Requerimientos de energía primaria - caso base	99
4. Sensibilidades realizadas	107
5. Emisiones de CO ₂	118

6. Visión de largo plazo del Sistema de Transmisión Nacional . . .	120
--	-----

Capítulo IV: El Plan Visión Colombia 2019 y el Plan Nacional de Desarrollo 2006 - 2010 123

1. Consideraciones generales del Plan Visión Colombia 2019	125
2. Los objetivos del Pen 2003-2020 en el marco del Plan 2019.	130
3. Proyecto del Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010	133

Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional 2006 - 2025 139

1. Objetivo Central: Maximizar la contribución del Sector Energético al desarrollo sostenible del País	142
2. Objetivo Principal 1: Asegurar la disponibilidad y el pleno abastecimiento de los recursos energéticos para atender la demanda nacional y garantizar la sostenibilidad del sector energético en el largo plazo	144
3. Objetivo Principal 2: Consolidar la Integración Energética Regional	166
4. Objetivo Principal 3: Consolidar esquemas de competencia en los mercados	171
5. Objetivo Principal 4: Formación de precios de mercado de los energéticos que aseguren competitividad	184
6. Objetivo Principal 5: Maximizar cobertura con desarrollo local	194
7. Tema Transversal 1: Fuentes no Convencionales - FNCE y Uso Racional de la Energía - URE.	200
8. Tema Transversal 2: Medio ambiente y salud pública	214
9. Tema Transversal 3: Ciencia y tecnología	222
10. Tema Transversal 4: Marco institucional y normativo	228
11. Tema Transversal 5: Información, promoción y capacitación	232

SIGLAS Y CONVENCIONES 237

PRESENTACIÓN

En un mundo cada vez más globalizado, incierto y dinámico, las circunstancias bajo las cuales se da sentido y valor a una estrategia son cambiantes. Por esta razón, es necesario hacer un alto en el camino periódicamente para revisar el entorno, interpretar el contexto y reformular las estrategias a seguir en el desarrollo de una política de largo plazo. Ese es el fundamento para actualizar cuatrienalmente el Plan Energético Nacional, que se constituye en referencia y orientador de las decisiones sectoriales.

El Plan Visión Colombia 2019, así como del Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010 y de manera coherente el PLAN ENERGÉTICO NACIONAL 2006 – 2025 CONTEXTO Y ESTRATEGIAS, han puesto como eje de sus propuestas el desarrollo sostenible, que debe ser conducente al crecimiento económico, a elevar la calidad de vida y al bienestar social, sin agotar la base de recursos naturales renovables en que se sustenta, ni deteriorar el medio ambiente o el derecho de las generaciones futuras a utilizarlo para la satisfacción de sus propias necesidades.

El comportamiento reciente de los precios de la energía a nivel mundial y un pormenorizado estudio de los factores estructurales que subyacen a tal situación, indican que es muy probable se mantengan en niveles superiores a los de décadas pasadas.

Esto, unido a la incertidumbre en la disponibilidad de hidrocarburos en Colombia, conllevan a que el sector energético juegue un papel fundamental en el futuro de la economía colombiana. Los mayores precios del petróleo y del gas harán más competitivo el carbón -especialmente para la industria y la generación eléctrica- y el desarrollo de las fuentes no convencionales de energía.

En este panorama se refuerza aún más la importancia de una política energética integral que considere los diferentes subsectores y que complemente las medidas para promover la oferta energética con acciones para fomentar el uso racional y eficiente de la energía.

El PEN plantea una serie de estrategias a tener en cuenta en el desarrollo de la política energética, con una visión de largo plazo, a fin de asegurar el abastecimiento energético, sin desconocer los beneficios de la autosuficiencia, avanzar en la integración regional, consolidar los mercados energéticos, propiciar la formación de precios eficientes y generar desarrollo local alrededor del suministro de energía para los sectores marginales y las zonas no interconectadas.

Para lograr los objetivos propuestos, es fundamental la inversión privada en el desarrollo de la infraestructura que requiere el País y ésta se da en la medida en que exista la coherencia y coordinación de la institucionalidad del Estado, junto con la participación activa de la sociedad.

Con un sector energético seguro, confiable y eficiente, entre todos podemos hacer de Colombia un País sostenible y competitivo.



HERNÁN MARTÍNEZ TORRES
Ministro de Minas y Energía

INTRODUCCIÓN

La Ley 143 de 1994 en su Artículo 16, establece dentro de las funciones de la UPME la de elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional - PEN, en concordancia con el Proyecto del Plan Nacional de Desarrollo. A través del PEN se dan lineamientos de política para el desarrollo del sector energético del País en el largo plazo.

En cumplimiento de sus funciones, la UPME inició en el 2006 el proceso de actualización del PEN, para lo cual se ha nutrido de las siguientes fuentes de información y consulta:

- » El Plan Visión Colombia 2019, teniendo en cuenta la conveniencia de atender las directrices que traza para el País en el largo plazo.
- » Los estudios: “Formulación de una Estrategia Nacional de Abastecimiento Energético” y “Diseño de una Política Integrada de Precios de los Energéticos” contratados por la ANH y la UPME en el marco de un convenio celebrado por estas entidades.
- » El PEN 2003-2020, a fin de guardar plena consistencia con este Plan y, en lo posible, tener continuidad.
- » Documento del Proyecto del Plan Nacional de Desarrollo 2006 - 2010.
- » Documento de la Agenda Interna de Competitividad para el Sector de Energía.
- » Otros estudios y planes que desarrolla la UPME como parte de sus funciones propias de planificador de los sectores minero y energético.

- » Comentarios escritos y verbales al Documento Propuesta de Objetivos y Estrategias para el PEN 2006-2025, publicado en el mes de Octubre de 2006, y conversaciones sostenidas con asociaciones y gremios vinculados al sector energético, esto en el marco de un proceso participativo.

Con base en estas fuentes de información, así como en el desarrollo de las actividades de la UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA - UPME, se ha elaborado el PLAN ENERGÉTICO NACIONAL 2006 – 2025: CONTEXTO Y ESTRATEGIAS, el cual propone elementos que sirven de orientación para la toma de decisiones del sector energético nacional con una visión de largo plazo.

El primer capítulo hace referencia a la situación energética mundial y regional. Actualmente se presenta un creciente temor por la seguridad energética ante un futuro con disminución de reservas de hidrocarburos y a la vez el considerable incremento del consumo de energía para impulsar el rápido crecimiento de economías en transición, con el consecuente aumento de los costos. Panorama al que se suma la preocupación, cada vez mejor fundamentada, por los impactos ambientales causados por el uso de combustibles fósiles y la creciente toma de conciencia de la población sobre la necesidad de preservar el ambiente.

El segundo capítulo hace una breve descripción de la situación económica colombiana y la evolución del sector energético. Se destaca que nuestra economía viene en franca recuperación con tasas de crecimiento del PIB positivas y sostenidas, lo cual representa un mayor reto para el sector, a fin de satisfacer las necesidades de abastecimiento energético y contribuir al logro de resultados positivos de productividad y competitividad del País.

El tercer capítulo presenta un ejercicio de prospectiva de acuerdo con los supuestos de posible evolución del País en sus variables económicas, estimaciones de precios de los diferentes energéticos, planes de producción o políticas en implementación dentro del sector energético y resultados de estudios específicos realizados por la UPME.

Las proyecciones permiten observar la situación futura de la demanda por tipo de energético y por sector económico. Esto contrastado con los escenarios de oferta nos muestra la situación de abastecimiento de los energéticos, especialmente para los casos críticos como son petróleo, gas, las fuentes de generación de electricidad y el ACPM. Complementariamente se hacen algunas sensibilidades ante un mayor crecimiento de la economía y la aplicación de algunas medidas de política energética tendientes a asegurar el abastecimiento energético.

El capítulo cuarto presenta un breve resumen del Plan Visión Colombia 2019, en lo relacionado con el sector energético, considerando que este es una visualización del País que queremos y el tipo de sociedad que los colombianos esperamos tener hacia el año 2019, constituyéndose así en una guía del camino a seguir, que señala líneas de continuidad y genera el propósito colectivo de construir juntos esa visión. Adicionalmente, se hace referencia a los objetivos, estrategias y acciones que se plantean en el Proyecto del Plan Nacional de Desarrollo 2006 – 2010.

El capítulo quinto desarrolla la estructura del Plan alrededor del Objetivo Central de maximizar la contribución del sector energético al desarrollo sostenible del País y de los Objetivos Principales:

- 1. Asegurar la disponibilidad y el pleno abastecimiento de los recursos energéticos para atender la demanda nacional y garantizar la sostenibilidad del sector energético en el largo plazo**
- 2. Consolidar la integración energética regional**
- 3. Consolidar esquemas de competencia en los mercados**
- 4. Formación de precios de mercado de los energéticos que aseguren competitividad y uso racional de la energía.**
- 5. Maximizar cobertura con desarrollo local**

Considerando que las estrategias recomendadas para el cumplimiento de los Objetivos Principales presentan tópicos comunes, se identificaron los siguientes Temas Transversales que coadyuvan al cumplimiento de tales objetivos,

- 1. Fuentes no convencionales y uso racional de la energía**
- 2. Medio ambiente y salud pública**
- 3. Ciencia y tecnología**
- 4. Marco institucional y normativo**
- 5. Información, promoción y capacitación**

RESUMEN

A continuación se presenta un breve recuento del desarrollo de cada uno de los objetivos principales y temas transversales a través de los cuales se desarrollan las propuestas de estrategias y acciones del PEN. A fin de facilitar una visión sectorial, se presentan las estrategias agrupadas para los sectores de hidrocarburos, energía eléctrica, carbón y comunes a estos, aunque dentro del documento se desarrollan acorde con el objetivo o tema transversal tratado.

Objetivo Central: Maximizar la contribución del sector energético al desarrollo sostenible del País

El desarrollo sostenible conduce al crecimiento económico, a la elevación de la calidad de la vida y al bienestar social, sin agotar la base de recursos naturales renovables en que se sustenta, ni deteriorar el medio ambiente o el derecho de las generaciones futuras a utilizarlo para la satisfacción de sus propias necesidades.

En la medida que la economía crezca, requiere de un sector energético seguro, confiable, y eficiente para hacer de Colombia un País competitivo con desarrollo sostenible.

Objetivo Principal 1. Asegurar la disponibilidad y el pleno abastecimiento de los recursos energéticos para atender la demanda nacional y garantizar la sostenibilidad del sector energético en el largo plazo

El País requiere contar con los recursos energéticos, bien sea de producción nacional o importada, e infraestructura adecuada para atender las necesidades de los diferentes sectores socioeconómicos de consumo. No obstante, la sociedad colombiana tendrá un mayor nivel de bienestar cuando los recursos se encuentran en el territorio nacional en tanto ello promueve mayores ingresos fiscales y parafiscales y tiene un positivo impacto sobre el crecimiento económico, el empleo y las posibilidades de mejorar ingresos.

El concepto de sostenibilidad hace también referencia a las consideraciones de carácter ambiental y los aspectos de carácter institucional y normativo que permiten la solidez y permanencia de las estructuras productivas sectoriales.

En el desarrollo del objetivo se tienen en cuenta aspectos como el balance oferta/demanda, la transabilidad de los energéticos y la planeación indicativa, entre otros.

Objetivo Principal 2. Consolidar la integración energética regional

Es un deseo común para nuestro País y los de la región: aumentar la seguridad energética, diversificar las fuentes de abastecimiento y optimizar costos de inversión y operación; sin embargo, las consideraciones sobre los riesgos y las oportunidades asociadas con la integración, difieren estructuralmente de acuerdo con el escenario de disponibilidad de recursos en cada País. El logro de este objetivo depende así, tanto del País, como de la voluntad de las contrapartes y de acciones coordinadas entre los países

Objetivo Principal 3. Consolidar esquemas de competencia en los mercados

Fortalecer los mercados de aquellas actividades susceptibles de desarrollarse en competencia, es un objetivo que se mantiene en la medida que éste es el modelo económico aplicado. Se tocan aspectos particulares para cada sector energético dependiendo de la situación propia de cada mercado, como disponibilidad de información, integración vertical, concentración de propiedad, libre acceso e inversión privada, entre otros.

Objetivo Principal 4. Formación de precios de mercado de los energéticos que aseguren competitividad

Una política de precios cuyas señales sean a su vez el resultado de mercados de energía en competencia, contribuirá a la creación de un sistema energético colombiano más viable. Aunque este tema está estrechamente relacionado con el objetivo mencionado anteriormente, involucra aspectos específicos que ameritan su tratamiento como un objetivo independiente, tales como esquemas contractuales, componentes tarifarios y subsidios, entre otros.

Objetivo Principal 5. Maximizar cobertura con desarrollo local

El acceso a los servicios comerciales de energía es un modo importante de aumentar las oportunidades de generación de ingresos y de mejorar el clima social, pero debe hacerse de tal manera que sea viable y contribuya al desarrollo de un sistema energético ambientalmente sostenible.

Maximizar la contribución del sector energético a la equidad y desarrollo social de los ciudadanos más vulnerables, significa mejorar el nivel de vida de las comunidades localizadas en zonas conectadas y no interconectadas, población rural y estratos bajos de la población, por la vía de programas para el acceso a la energía comercial, que impulse a la vez programas de desarrollo productivo en las regiones. En este sentido se tratan aspectos como el desempeño de los fondos aplicados para aumento de cobertura y la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas, entre otros.

Tema Transversal 1. Fuentes no convencionales - FNCE y uso racional de la energía - URE

Como consecuencia del modelo implementado y sin desequilibrio entre la oferta y la demanda de energía, en Colombia se ha prestado poca atención al desarrollo de políticas exitosas, dirigidas a incluir en la canasta energética el uso de fuentes no convencionales de energía y al fomento de programas de eficiencia energética que aporten al mejor aprovechamiento de los recursos disponibles.

Se identifican y analizan algunas barreras que se pueden clasificar en técnicas, económicas, financieras, legales e institucionales, que representan la mayor incidencia en los resultados hasta ahora alcanzados.

Aunque los temas de FNCE y URE están incluidos en un mismo tema se desarrollan de manera separada considerando que las FNCE se relacionan con la generación de energía y la sustitución de fuentes convencionales, mientras el URE aplica a la demanda propendiendo por un mejor aprovechamiento de recursos relativamente escasos y no renovables.

Tema Transversal 2. Medio ambiente y salud pública

Minimizar los impactos sobre el medio ambiente y la salud pública es un lineamiento que se incorpora en el PEN bajo la premisa de que los beneficios de una acción firme y temprana para la protección del medio ambiente, compensa de lejos los costos económicos de no actuar. Siendo el bienestar público un tema transversal a muchas actividades, sectores y organismos, los planes y programas de desarrollo deben ejecutarse con enfoques sinérgicos en los distintos ámbitos territoriales y con una visión compartida de objetivos entre todos los agentes y autoridades.

Tema Transversal 3. Ciencia y tecnología

Para el caso de países como Colombia se requiere un fuerte impulso a los temas de desarrollo e innovación tecnológica y científica en el sector energético, considerando la multiplicidad de casos donde se requiere mayor eficiencia técnica y económica, para impulsar el desarrollo del sector. Se trata de adquirir el conocimiento en áreas específicas de interés nacional definidas por el Gobierno y que puedan ser aplicables a problemas nacionales de mediano y largo plazo.

Tema Transversal 4. Marco institucional y normativo

Para la implementación de los objetivos y estrategias del Plan, se requiere contar con un marco institucional y normativo que garantice reglas de juego claras y estables que faciliten la permanencia de los negocios. Dentro del análisis, este Plan hace énfasis en la necesidad de alcanzar los más altos niveles posibles de coordinación de las instituciones energéticas y las demás autoridades involucradas, las cuales resultan ser cada vez más numerosas.

Se abordan algunos temas puntuales como la capitalización de Ecopetrol y la armonización de los marcos regulatorios nacionales con los de países de la región.

Tema Transversal 5. Información, promoción y capacitación

Uno de los temas que surge en la mayoría de los tópicos y sectores tratados,

es la necesidad de que los agentes económicos cuenten con la información que necesitan para entender el desarrollo del sector e identificar las oportunidades de negocios. También se hace mención a los procesos educativos para el uso adecuado de la energía.

ESTRATEGIAS Y ACCIONES SUBSECTORIALES

A continuación se presentan algunas de las principales estrategias y acciones relacionadas para cada sector, considerando aquellas de mayor impacto. Se clasifican en corto y largo plazo asumiendo hasta el 2010 el periodo de corto plazo y entre el 2011 y 2025 como largo plazo. Aquellas que permanecen en el tiempo se clasifican en el primer periodo.

HIDROCARBUROS

CORTO PLAZO

- Mantener condiciones atractivas para asegurar inversiones en exploración y producción de hidrocarburos que permitan el descubrimiento de nuevas reservas.
 - Mejoramiento de la prospectividad geológica en áreas de frontera, mediante el incremento de las inversiones de la ANH en áreas de baja exploración, calentamiento de áreas y los contratos de evaluación técnica.
- Acelerar el recobro de las reservas existentes
 - Diseño e implementación de un Plan Estratégico para la promoción de la extracción y tratamiento de crudos pesados y extrapesados, a fin de consolidar un portafolio de reservas que contribuya al abastecimiento en el largo plazo con recursos locales.
- Garantizar la viabilidad y oportunidad de las operaciones de las empresas en la exploración y producción de hidrocarburos, mediante acciones como:
 - Mantener el Acuerdo Gobierno – Industria en los temas básicos de seguridad y cooperación de las autoridades militares, energéticas y otras relacionadas.
- Desarrollar mecanismos en el marco contractual de exploración y explotación de hidrocarburos tendientes a establecer condiciones que aseguren la atención prioritaria de la demanda interna de gas natural.
 - Evaluar criterios y mecanismos para el fácil acceso del País a los mercados internacionales del gas natural como GNC o el GNL.
 - Realizar un estudio que permita visualizar los efectos que sobre el precio final tendría la importación de gas natural, así como sus implicaciones en los subsectores de generación, transporte, industrial y doméstico.

- Seguimiento a la construcción del gasoducto binacional entre Colombia y Venezuela.
- Definir criterios para desarrollar una planeación que asegure el abastecimiento local.
 - Establecer la prioridad en el suministro de petróleo crudo a las refinerías locales, frente al consumo como combustible, o las exportaciones a los mercados internacionales.
 - Establecer en forma explícita la prioridad de atención de la demanda nacional de gas natural.
 - Determinar criterios de confiabilidad para el suministro de gas natural y combustibles líquidos.
- Fortalecer el desarrollo de la planeación indicativa en el subsector de hidrocarburos, elaborando un Plan Indicativo de expansión de la infraestructura, propendiendo por un desarrollo energético estable y sostenido.
 - Realizar análisis y ejercicios de prospectiva con actualizaciones anuales, a fin de evaluar la efectividad de la capacidad propia para garantizar el abastecimiento pleno y seguro de hidrocarburos, precisando las necesidades de infraestructura para alcanzar un adecuado desarrollo del subsector.
 - Identificar situaciones críticas para el abastecimiento y desarrollar los correspondientes planes de contingencia.
- Establecer la normatividad de acceso de terceros a la infraestructura de transporte y almacenamiento, así como los criterios para su expansión y remuneración.
- En la actividad de transporte, explorar nuevos modelos regulatorios con el propósito de garantizar la expansión de la infraestructura y disponer de ella cuando la demanda lo requiera.
- Desarrollar un nuevo mecanismo que propenda por el logro de los objetivos planteados en el régimen especial para los combustibles líquidos en zonas de frontera y que evite distorsiones en el mercado de combustibles.
- Definir esquemas para la verificación del cumplimiento de ejecución de obras frente a los planes quinquenales de inversión de las empresas de distribución de gas.
- Identificar la Entidad que administre los recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento y la supervisión de la ejecución de los proyectos.
- Cuantificar la disponibilidad del GLP para usos energéticos.
 - Caracterizar la oferta del GLP incluyendo los aportes de los nuevos proyectos de producción.

- Estudiar y definir proyectos de la utilización de GLP de Refinería con orientación hacia el sector petroquímico.
- Desarrollar un programa para consolidar el uso de GLP como energético en la periferia de las ciudades, en las cabeceras municipales que no cuentan con el servicio de gas natural y en las áreas rurales.
 - Adelantar un estudio donde se identifique el esquema de mercado que permita alcanzar los mayores niveles de cobertura y calidad del servicio.
- Definir el marco regulatorio e institucional que haga viable el desarrollo del sector del GLP, para lo cual se deberán tener en cuenta temas institucionales, de comportamiento de los agentes y tarifas.
- Asegurar la disposición oportuna y confiable de información operativa y comercial, de manera que facilite el desarrollo de una planeación indicativa adecuada para la toma de decisiones de los agentes y las instituciones del Estado.

LARGO PLAZO

- Adecuar los esquemas de operación de las refinerías para orientarlos hacia procesos del alta conversión, con tendencia hacia los destilados medios y menores ofertas de gasolinas.
- Promover el desarrollo de nuevas plantas de refinación considerando las ventajas que pueda tener una nueva refinería ubicada en el Pacífico colombiano. El ejercicio de prospectiva muestra que sería oportuna su entrada en el 2017.
- Sujeto a las evaluaciones de conveniencia técnica – económica y ambiental, maximizar la participación de los biocombustibles.
- Evaluar y definir criterios y mecanismos para el fácil acceso del País a los mercados internacionales del gas natural como GNC o el GNL.
 - Analizar la opción de instalar una planta de regasificación, con el propósito de servir de respaldo en caso de no incorporar nuevas reservas de gas. En el escenario de declinación de reservas la prospectiva muestra su necesidad antes del 2018.
- Evaluar la conveniencia de utilizar una tarifa estampilla calculada sobre la totalidad del sistema, con el fin de equilibrar la distribución regional de gas natural abriendo posibilidades para el desarrollo de nuevos mercados.

CARBÓN

CORTO PLAZO

- Cuantificar las reservas y capacidad disponible de producción de carbón para el abastecimiento de la demanda nacional como fuente energética en procesos

de combustión y materia prima para transformación, tal como CTL.

- Buscar una mayor participación del carbón en la canasta energética nacional
- Revisar la normatividad e identificar las barreras para que, en igualdad de condiciones con otras fuentes energéticas, se propicie el desarrollo de proyectos de generación eléctrica de bajo impacto ambiental a partir de carbón .
- Cuantificar las reservas de gas metano ligadas a mantos de carbón y promover su uso para proyectos de generación eléctrica.
- Impulsar el desarrollo del conocimiento científico y tecnológico del carbón y los procesos para su utilización en las nuevas tecnologías petroquímicas y de generación de energía.
- Desarrollar programas de promoción para el uso del carbón en la industria utilizando tecnologías de bajo impacto ambiental.
- Fomentar la integración de los pequeños productores a través de esquemas asociativos tipo cooperativa, para que de esta forma fortalezcan su productividad y mejoren las condiciones de competencia en el mercado.
- Propender por la formalización de la minería ilegal y el fortalecimiento de la minería informal, mediante programas que propicien el aumento de la productividad y cumplimiento de la normatividad, con acciones como el mejoramiento de las labores de fiscalización.
- Promover el desarrollo de sistemas de información, investigación de mercados y mecanismos de divulgación que faciliten la comercialización del producto por parte de los pequeños mineros.

LARGO PLAZO

- Incentivar la demanda del carbón del interior para la producción de combustibles líquidos y gases combustibles.
- En coherencia con lo anterior, evaluar la viabilidad de implementar sistemas de transporte a gran escala para el carbón en el interior del País.

ELECTRICIDAD

CORTO PLAZO

- Establecer un mecanismo de seguimiento al resultado de la aplicación del nuevo cargo por confiabilidad, como señal de expansión de la generación eléctrica y composición de la canasta energética.

- Para los casos en los cuales el sector privado no reaccione a las señales regulatorias y a fin de garantizar la expansión requerida en la actividad de generación eléctrica, se propone el desarrollo de mecanismos y puntos de activación para el cumplimiento por parte del Estado de su responsabilidad de “última instancia” en la prestación de los servicios públicos.
- Fortalecer el papel de la UPME en el desarrollo de los planes indicativos y la promoción de proyectos de generación eléctrica.
- Fortalecimiento de las acciones de la Superintendencia de Servicios Públicos para desincentivar comportamientos anticompetitivos y sugerir normatividad para la promoción de la competencia en el MEM.
- Institucionalizar un esquema de coordinación operativa gas – electricidad.
- Establecer prácticas de buen gobierno corporativo en las empresas con participación estatal mayoritaria, entre tanto se consolidan los procesos de vinculación de inversionistas estratégicos.
- Gestionar acciones para promover una participación plural en las convocatorias para la expansión del Sistema de Transmisión Nacional.
- Desarrollar la armonización regulatoria necesaria para la interconexión eléctrica Colombia-Panamá.
- Desarrollar a través de la normatividad los mecanismos que permitan el fortalecimiento de las empresas de distribución–comercialización considerando las características propias de los mercados, a fin de propiciar una adecuada gestión empresarial y la ejecución de los planes de inversión necesarios para ampliar cobertura, disminuir o mantener bajos niveles de pérdidas y prestar el servicio con la calidad requerida.
- Concretar los procesos de vinculación de inversionistas estratégicos a las empresas distribuidoras con participación mayoritaria de la Nación, a fin de fortalecer su gestión empresarial y mejorar la capacidad financiera.
- Desarrollar acciones y mecanismos que promuevan la competencia en la comercialización. para asegurar el traslado de un costo eficiente al mercado regulado y no regulado.
 - Consolidar el desarrollo regulatorio para las convocatorias públicas de compra de energía de un mecanismo de subastas por medio electrónico, anónimas y con un producto estándar.
 - Establecer el Código de Comercialización.
- Estudiar la aplicación de los subsidios de energía eléctrica desde el punto de vista de su focalización, con el fin de lograr la mayor cobertura posible

en la población objetivo optimizando el uso de los recursos del Fondo de Solidaridad - FSSRI.

- Para las Zonas no Interconectadas, implementar los esquemas de gestión con operadores especializados donde se incorporen incentivos para: introducir costos de eficiencia, mejor prestación del servicio en cuanto a calidad y cobertura, y reemplazo de los combustibles fósiles.

LARGO PLAZO

- Identificar las diferentes barreras u obstáculos a la generación distribuida con el fin de facilitar su desarrollo.
- Continuar el proceso de separación de la empresa que tiene las funciones de Administrador del MEM y del Centro Nacional de Despacho (actualmente XM) de cualquier agente que participe en el mercado de energía eléctrica.
- Desarrollar acciones y mecanismos que promuevan la competencia en la comercialización para asegurar el traslado de un costo eficiente al mercado regulado y no regulado.
 - Disminuir el límite para ser usuario no regulado.
 - Flexibilizar los requisitos de medida para los usuarios regulados que cambien de comercializador.
 - Desarrollar la normatividad y puesta en funcionamiento del sistema estandarizado de Contratos (SEC).
- Para las ZNI, como una etapa posterior al esquema de gestores, se propone el establecimiento de áreas exclusivas de prestación de servicio (concesiones), a fin de asegurar la responsabilidad por la cobertura y en donde se involucre a la comunidad como parte integral de la solución.

ALGUNOS TRANSVERSALES

- Crear un sistema de monitoreo de la competitividad del País en los subsectores energéticos
- Frente a la integración vertical en la cadena de gas y en la cadena de electricidad:
 - Revisar la coherencia de la normatividad verificando la existencia de reglas de diferenciamiento, según el grado de integración de las empresas en el mercado; de manera semejante respecto a los límites de participación en las actividades que son susceptibles de competencia.
 - Evaluar los efectos tanto positivos como negativos que actualmente se tienen, producto de la integración vertical (por privilegios dados en la Ley), para tomar las decisiones que correspondan, buscando consolidar la competencia en el mercado

y el mayor beneficio del usuario final; de manera semejante respecto a los límites de participación.

- Maximizar la cobertura del servicio de energía en el País para lo cual se debe:
 - Elaborar el portafolio de recursos energéticos para la prestación del servicio de energía en las zonas rurales, incluyendo los criterios ambientales, de bienestar y salud de la población.
 - Diseñar programas de uso de fuentes no convencionales de energía para la generación de electricidad, incluyendo las modificaciones de orden regulatorio que sean necesarias.
 - Aplicación y seguimiento al plan indicativo de cobertura de electricidad elaborado por la UPME acorde a lo establecido por la Ley.
- Reforzar la institucionalidad asociada con el desarrollo de las fuentes no convencionales de energía, consolidando sistemas de información, capacitación a las comunidades y definición de esquemas financieros para fomentar la implementación de los proyectos.
- Definir, priorizar e implementar los programas y sectores donde se efectuarán las acciones de URE, considerando criterios como intensidad de consumo, grado de impacto, viabilidad, inversión, financiación y tiempo de implementación. Además desarrollar el seguimiento y monitoreo a los proyectos.
- Minimizar los impactos del uso de los energéticos sobre el medio ambiente y la salud pública
 - Evaluar la viabilidad de disminuir el contenido de azufre en la gasolina y diesel a niveles inferiores a los establecidos para el 2010 y llevarlos a estándares internacionales.
 - Evaluación completa y sistemática de los efectos ambientales en la cadena del etanol y biodiesel.
 - Diseño de esquemas e instrumentos económicos para promover el uso de vehículos y combustibles más limpios y eficientes.
 - Fortalecer la implementación de las evaluaciones ambientales estratégicas.
- Direccionar los recursos que se destinan al desarrollo de ciencia y tecnología a través de líneas que obedezcan al interés del País. Por citar algunos ejemplos: el uso del carbón como recurso limpio con efectos mínimos sobre el medio ambiente, el desarrollo de fuentes no convencionales de energía y programas de URE.
- Diseño por parte del Ministerio de Minas y Energía de una política para el manejo de la información energética, identificando fuentes, canales de acceso, sistemas de verificación y medios de divulgación en los diferentes subsectores y actividades de las cadenas energéticas.

Capítulo I

Entorno Internacional



CAPÍTULO I: ENTORNO INTERNACIONAL

En este capítulo se presenta un análisis sobre el entorno energético regional y mundial, dado que cada vez es mayor y más evidente la necesidad de integrarse a los mercados que permitan intercambios energéticos entre los diferentes países de la región y a nivel mundial. Los temas tratados son los siguientes:

- » Tendencias que marcarán el desarrollo del sector energético en los próximos años.
- » Análisis del entorno internacional del Sector Eléctrico, con un alcance básicamente regional en el ámbito de Latinoamérica y el Caribe.
- » Fuentes no Convencionales y Uso Racional de la Energía, y su tratamiento desde una perspectiva internacional.

1. TENDENCIAS MUNDIALES

El creciente grado de interdependencias de las economías tras el fenómeno de la globalización, hace necesario analizar el desarrollo económico del mundo con un enfoque más complejo, para determinar los posibles ejes de crecimiento y su efecto en las distintas regiones. Argumentos como la competencia tecnológica principalmente entre los EE. UU. y Europa, las tendencias de la rápida modernización y urbanización de Asia (en especial China e India), generan cierto grado de influencia sobre las grandes economías emergentes, las cuales determinan en gran medida la evolución del consumo energético mundial al tiempo que éstas pueden convertirse en competidores comerciales y tecnológicos de los países industrializados.



Las tendencias en la oferta y la demanda de energía igualmente son afectadas por otros factores de compleja predicción como los precios de la energía, el cambio climático, y políticas públicas. Actualmente se pueden observar cambios en los mercados en respuesta a: los altos precios de la energía desde el año 2000, la gran influencia de los países en desarrollo en la demanda mundial, la percepción de la opinión pública en temas como la utilización de biocombustibles, el cambio climático y nuevas tecnologías como coal-to-liquids (CTL), gas to liquids (GTL) y el desarrollo de múltiples proyectos para incrementar el comercio ultramar de gas natural (GNL).

2. RESERVAS INTERNACIONALES DE PETRÓLEO Y GAS

El origen de la relación tan estrecha entre geopolítica y petróleo se encuentra en la manera como están repartidas las reservas de petróleo y gas en el mundo. Se observa que gran parte de las reservas, el 62%, están concentradas en el Medio Oriente, en particular en Arabia Saudita.

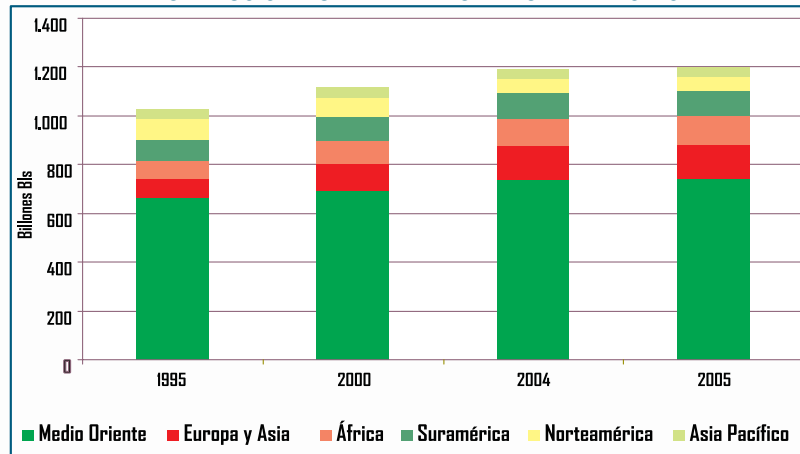
De acuerdo con la gráfica 1, el mundo ha venido recuperando en cierta forma las reservas utilizadas en la atención de la demanda y regiones como Europa, Asia, África y Latinoamérica han incrementado su reservas a tasas mayores que las de extracción, mientras que Norte América disminuyó sus reservas recuperables en un 32% en el periodo 1995-2005, en tanto que Europa y Asia aumentaron 72.3%, África 52.7%, Suramérica 23.5% y Medio Oriente un 12.8%.

Acerca del agotamiento de las reservas de petróleo que permiten un desarrollo sostenido de la oferta a nivel mundial, DOE-EIA¹ supone, partiendo del hecho de que todas o casi todas las reservas de petróleo en las cuencas sedimentarias más promisorias han sido descubiertas o están cerca de serlo, que la producción continuaría creciendo a una tasa del 2% hasta llegar a un valor de la producción máxima para posteriormente declinar a una tasa permanente de R/P igual a 10. En esas circunstancias, y según el modelo de la EIA, el pico de producción se esperaría que ocurra hacia el año 2037.

1. Fuente: EIA “Long term world oil supply scenarios”- August 2004.



Gráfica 1
DISTRIBUCIÓN MUNDIAL DE RESERVAS DE PETRÓLEO

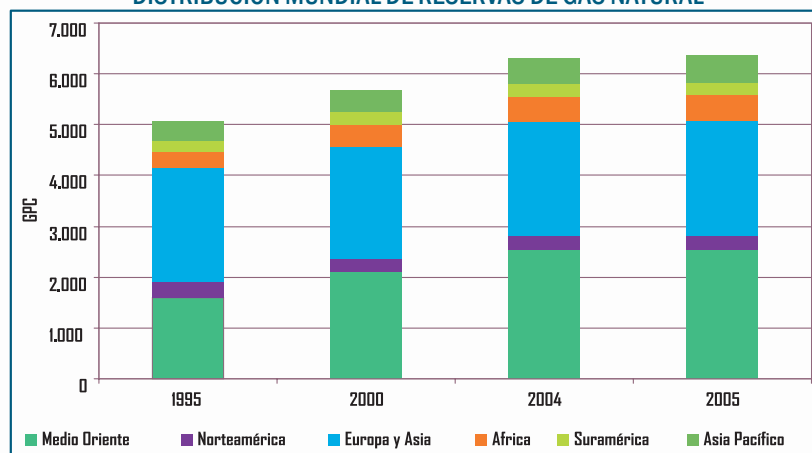


Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2006

En lo que se refiere a las reservas de gas natural, la situación es similar a la presentada para el caso del petróleo, en cuanto a la disminución de los volúmenes recuperables en Norteamérica, con una disminución del 12% en el periodo 1995-2005. La mayor parte de las reservas se encuentran en Europa-Asia y Asia Pacífico.

En la gráfica 2 se muestra la distribución mundial de las reservas de gas natural, en la cual se aprecia que Medio Oriente presenta la tasa más alta de reposición de reservas con un 59% en los últimos 10 años, seguida de África y Suramérica. En lo que respecta al gas natural, el tema del pico en la producción del recurso no parece ser algo que preocupe a los analistas. La relación reservas probadas contra consumo mundial indica que ésta ha venido creciendo paulatinamente hasta cerca de los 66 años a finales del 2005.

Gráfica 2
DISTRIBUCIÓN MUNDIAL DE RESERVAS DE GAS NATURAL

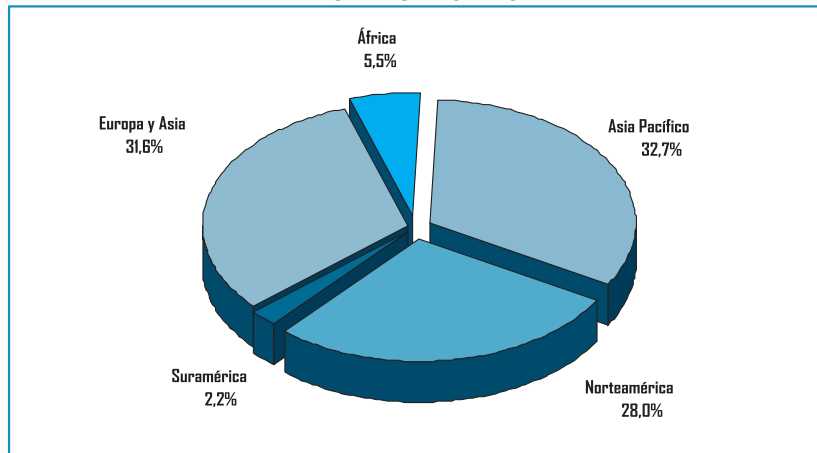


Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2006



A diferencia de lo que ocurre con el petróleo y el gas natural, a nivel mundial las reservas disponibles de carbón son plenamente suficientes para atender la demanda actual y proyectada, considerando que la relación reservas/producción es del orden de 300 años. La gráfica 3 presenta la disponibilidad del recurso por región.

Gráfica 3
RESERVAS DE CARBÓN



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2006

Regionalmente, Asia-Pacífico y Asia-Europa concentran la mayor disponibilidad de carbón, seguido de Norteamérica con un 28%, África representa el 5.5% y Suramérica 2.2%. Además de la abundancia de la oferta, las señales económicas y el entorno energético favorecen una consolidación de la demanda por este recurso. Para empezar, los mayores precios del petróleo y del gas harán más competitivo el carbón, especialmente en el sector de generación eléctrica, al tiempo que es posible favorecer la investigación y desarrollo de técnicas de uso limpio y conversión del carbón a líquidos, sustituyendo los derivados de petróleo.

3. ESTRUCTURA DE CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA PRIMARIA

La demanda mundial de energía primaria señala que en la actualidad un 87% de la energía que se consume es agotable, circunstancia que genera inseguridad con respecto al abastecimiento y volatilidad en los precios, impulsado entre otros factores, por los mayores requerimientos de las economías emergentes como China e India, cuyos crecimientos superan ampliamente el promedio mundial.

El consumo de energía primaria en 2005 ascendió a 465.2 cuatrillones de BTU con un incremento del 2.3% con respecto al 2004 y una tasa de crecimiento



promedio anual del 1.9% en los últimos 10 años (ver gráfica 4). El petróleo con un cuota de 36.2% en 2005, sigue siendo la fuente de mayor participación en la canasta energética y su crecimiento interanual de la última década registra una tasa del 1.72%.

El carbón ocupa la segunda posición con una contribución del 23.3% en 2005 y una tasa de crecimiento interanual de 1.9% en el periodo 1995-2005. En tercer lugar y con el mayor crecimiento en el consumo de energía primaria en el período 1995-2005, se sitúa el gas natural con una tasa de crecimiento promedio anual del 2.48%. Este energético contribuyó en la estructura de consumo primario de 2005, con una cuota del 22.6%. El aumento de las reservas y el desarrollo de las infraestructuras de transporte tanto internacionales como nacionales y locales, el bajo costo de inversión, su alto rendimiento en la generación eléctrica en ciclo combinado y su bajo poder contaminante en condiciones de desarrollo tecnológico apropiado, son factores que facilitan este crecimiento.

En cuarto lugar aparece la hidroenergía, cuya participación en la canasta de energía primaria alcanzó el 6.1% y un crecimiento promedio año del 1.6% en el periodo 1995-2005. De otra parte, la energía nuclear ha venido perdiendo peso relativo principalmente en los países industrializados, efecto provocado por la fuerte oposición social y posibles impactos ambientales en caso de fuga radioactiva. Su participación relativa en 2005 se aproximó al 5.7% de la canasta, con un crecimiento promedio año de 1.7% en la última década. Finalmente, las energías renovables han incrementado su participación y durante el 2005 representaron el 5.9% de la canasta energética con un crecimiento interanual del 1.12%.

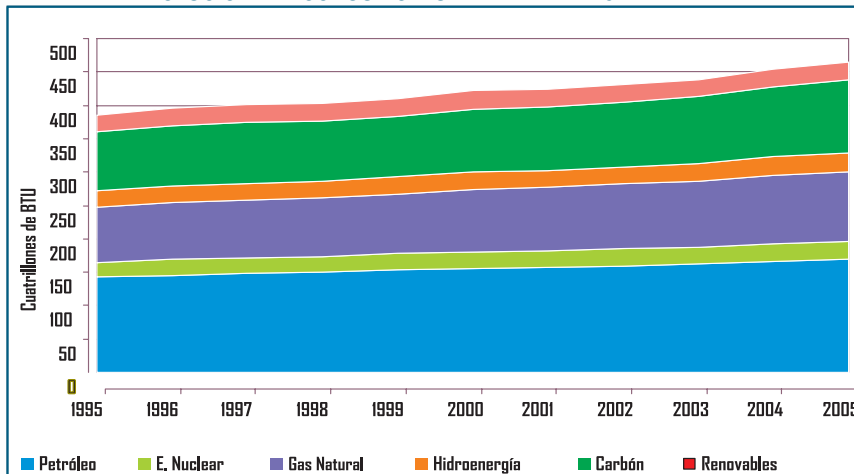
La energía primaria de mayor crecimiento en el consumo durante 2005 fue el carbón con 3.9%, derivado del aumento en economías emergentes como China, que consumió el 10.9% del carbón total.

Las tendencias indican que los países se inclinan a diversificar sus fuentes de generación eléctrica dando mayor importancia a las renovables y al gas natural, disminuyendo la participación de las nucleares y de los combustibles sólidos, debido a las consideraciones sociopolíticas y ambientales. En general los países de la OECD (Organization for Economic Cooperation and Development) son los mayores demandantes de energía primaria con el 52.6% del total, seguidos de China con el 14.7%, los demás países asiáticos con el 17.2%, la antigua Unión Soviética con el 9.6%, y el resto con el 5.3%.



Capítulo I: Entorno Internacional

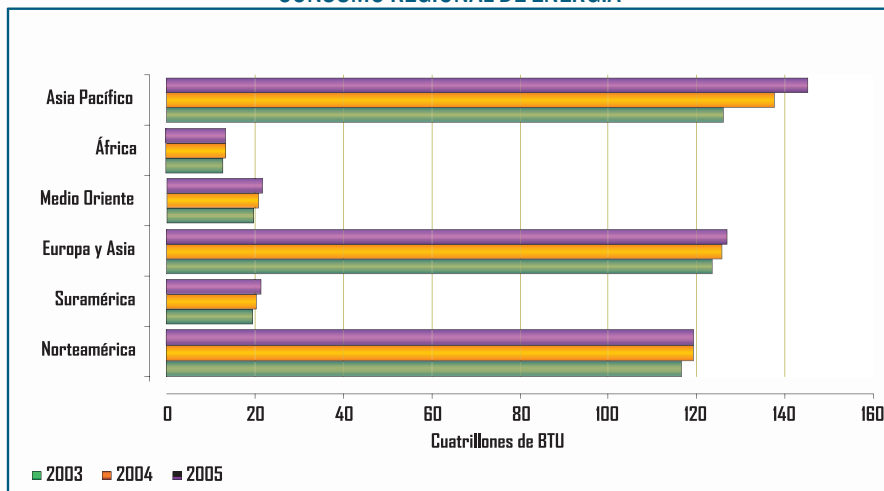
Gráfica 4
EVOLUCIÓN DEL CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA PRIMARIA



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2006 y DOE-EIA 2007

Regionalmente y en línea con el crecimiento económico, el consumo aumentó ligeramente en Europa y Japón, mientras que en Centro-Sur de América y en Asia-Pacífico la demanda aumentó el 4.5% y el 5.8% respectivamente, destacándose China con el 9.5%.

Gráfica 5
CONSUMO REGIONAL DE ENERGÍA

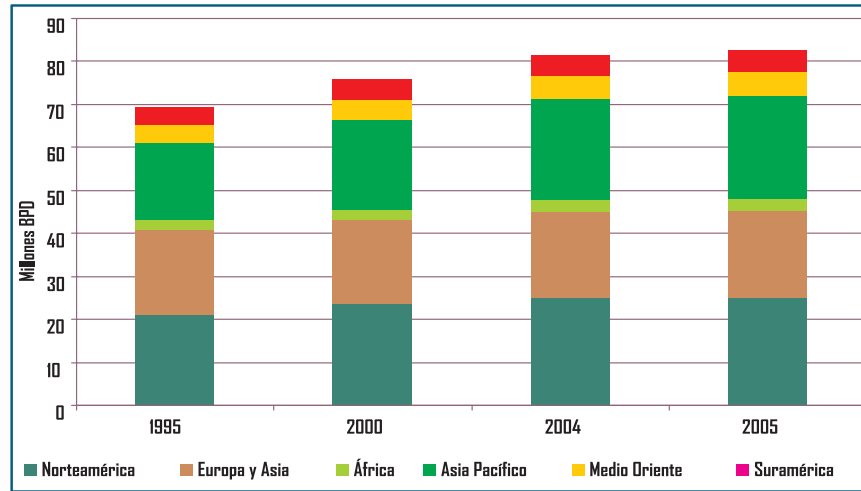


Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2006

La evolución del consumo mundial de petróleo indica que Norteamérica requiere la mayor cantidad de crudo para suplir sus necesidades, con una participación del 30%, seguido por los países asiáticos con 29% y Europa con el 25%. Medio Oriente y Suramérica en forma conjunta demandan el 12.7% y África el restante 3%. La gráfica 6 presenta la evolución del consumo regional de petróleo.



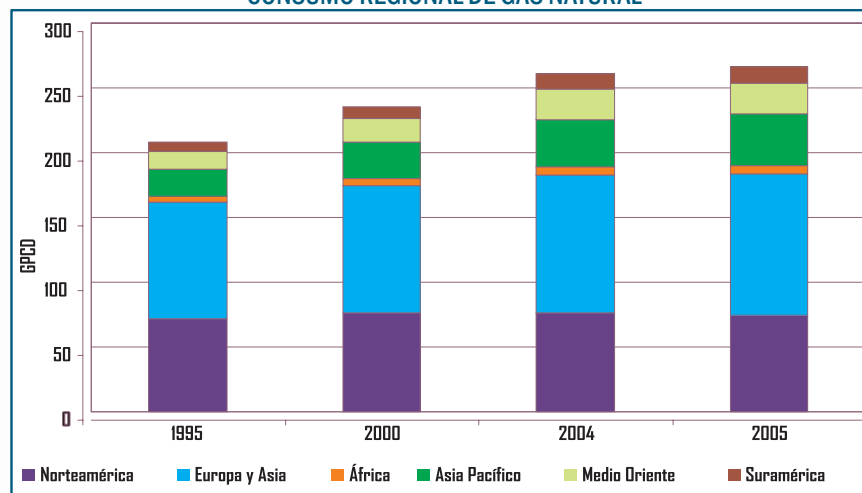
Gráfica 6
CONSUMO REGIONAL DE PETRÓLEO



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2006

En lo relacionado con gas natural, Europa y algunos países asiáticos ostentan la mayor cuota de consumo con un 40% del total, en tanto que Norteamérica consume el 28% y los demás representan 32%.

Gráfica 7
CONSUMO REGIONAL DE GAS NATURAL



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2006

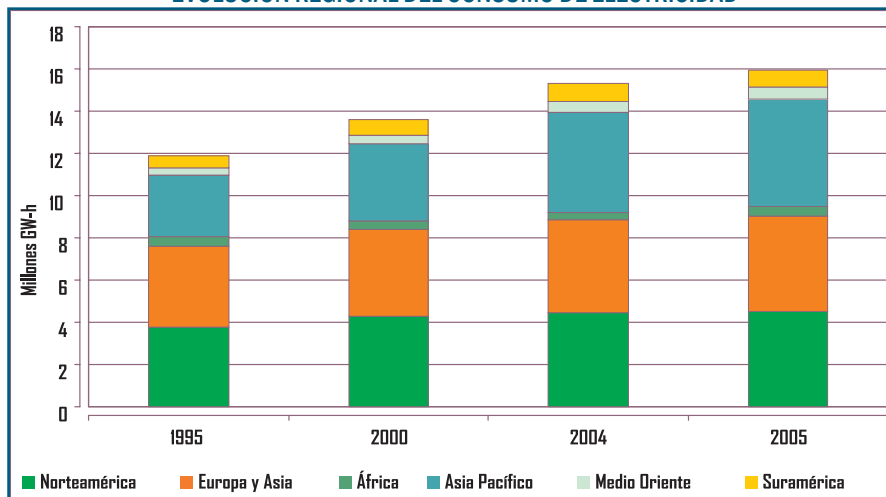
El gas natural viene presentando crecimientos significativos debido a la intensificación del comercio internacional de GNL (gas natural licuado), que ha permitido una mayor penetración para el sector de generación eléctrica.



Capítulo I: Entorno Internacional

Por su parte, el consumo de energía eléctrica continúa creciendo por encima de las demás energías finales con una tasa promedio anual del 3% en el periodo 1995-2005, y aumentos de capacidad de generación de todas las fuentes, pero predominantemente con carbón. El consumo de electricidad aumentó un 4.1% entre 2004 y 2005 sobresaliendo los países asiáticos, los cuales crecieron 6.6% en el último año. La generación de electricidad con gas se ha doblado desde 1980, destacando las nuevas tecnologías de cogeneración y ciclos combinados en los países desarrollados y también en aquellos que están en vía de desarrollo. La gráfica 8 representa la distribución de consumo en forma regional.

Gráfica 8
EVOLUCIÓN REGIONAL DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2006

La estructura de fuentes primarias para la generación señalan al carbón como la de mayor peso con 38%, seguido del gas natural con 20%, luego el agua con 18% y con 17% la energía nuclear. Las demás fuentes (renovables y derivados del petróleo) contribuyen con el 3%.

El consumo del carbón está contribuyendo a compensar algunas de las presiones económicas del aumento de los precios del crudo en muchas naciones, representando un importante cambio en el consumo de energía. Este protagonismo viene creciendo más rápido, debido a que los países en desarrollo están buscando las opciones menos caras para dotar de energía a sus economías.

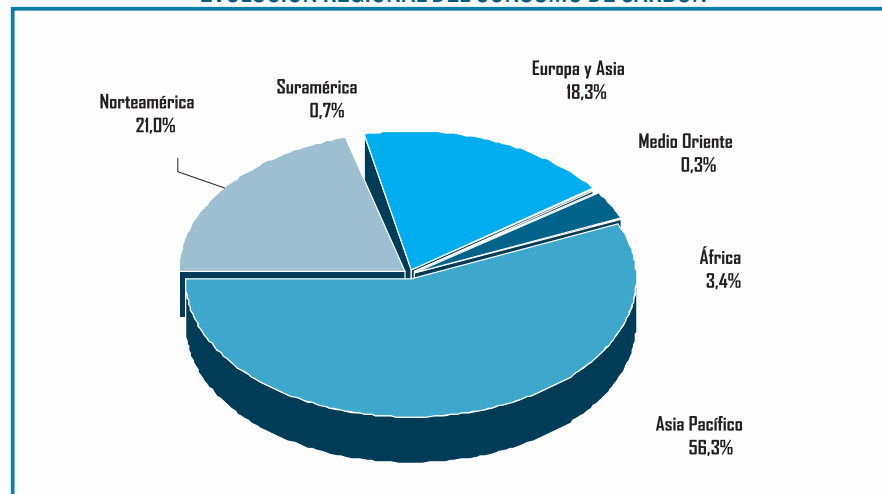
Durante el 2005, el carbón fue el recurso energético de más rápido crecimiento y el 80% de ese mayor crecimiento le correspondió a China. Del total producido



en el 2005, el 67% fue destinado a la generación eléctrica y 37% al consumo industrial. A su vez, en el campo de la generación de energía eléctrica, el carbón es el recurso más utilizado superando a los derivados del petróleo, al gas natural, a la energía nuclear y a los llamados recursos renovables como la hidroelectricidad.

Regionalmente, el continente asiático en especial China e India, territorios con las mayores reservas de carbón, son los mayores demandantes de este energético en particular para la generación de electricidad. Norteamérica y Europa representan más de un tercio del consumo mundial y en una proporción marginal Suramérica. La gráfica 9 presenta la distribución regional del consumo.

Gráfica 9
EVOLUCIÓN REGIONAL DEL CONSUMO DE CARBON



Fuente: International Energy Outlook 2006

En lo relacionado con la prospectiva de energía, es necesario señalar que de acuerdo con el escenario base del DOE-EIA la demanda global de energía crecerá a un promedio anual de 2% en los próximos veinte años, impulsada por el crecimiento económico de las economías emergentes, en donde los factores demográficos y la movilidad continuarán teniendo un impacto significativo en la demanda futura de energía en el mundo.

Los combustibles fósiles (petróleo, gas natural y carbón) continuarán su participación dominante en la demanda global de energía, aportando 83% de los requerimientos incrementales de energía hasta el año 2025, y aunque la participación del crudo en la canasta de energía primaria declinará ligeramente, el mismo continuará siendo la fuente energética más importante con 32.3% de participación para el año 2025,



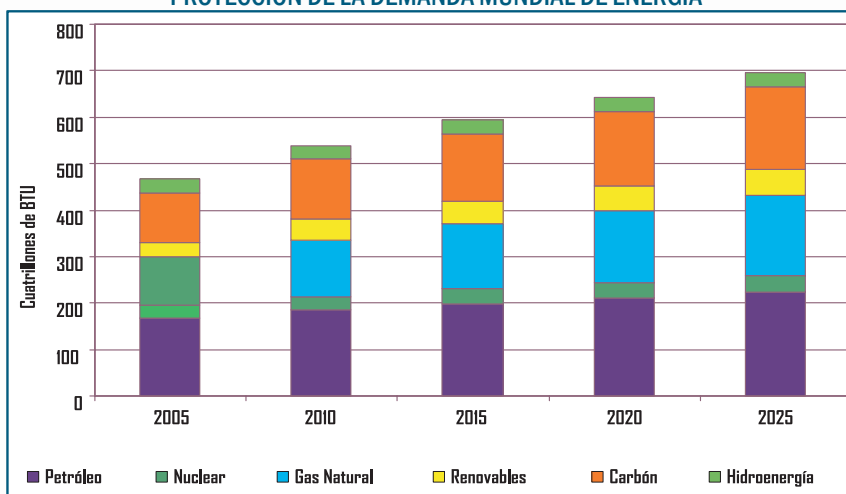
Capítulo I: Entorno Internacional

seguido del carbón con 25.3% y del gas natural con 24.7%

El carbón mantendrá su participación en la canasta de energía primaria y continuará siendo el combustible de mayor consumo en la generación eléctrica; los mayores crecimientos se darán en los países que no hacen parte de la OECD, siendo los asiáticos y en particular China e India donde se registrarán las tasas más significativas.

Se proyecta que la energía nuclear crecerá a una tasa interanual promedio inferior al 1.2%, y su participación en la canasta primaria declinará a 5%. No obstante los cambios originados por el calentamiento global han hecho que el mundo mire hacia la energía nuclear como alternativa para la disminución de emisiones de gases efecto invernadero, con lo cual se prevén cambios significativos en la participación de las energías renovables y la nuclear.

Gráfica 10
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA MUNDIAL DE ENERGÍA



Fuente: Annual Energy Outlook 2007

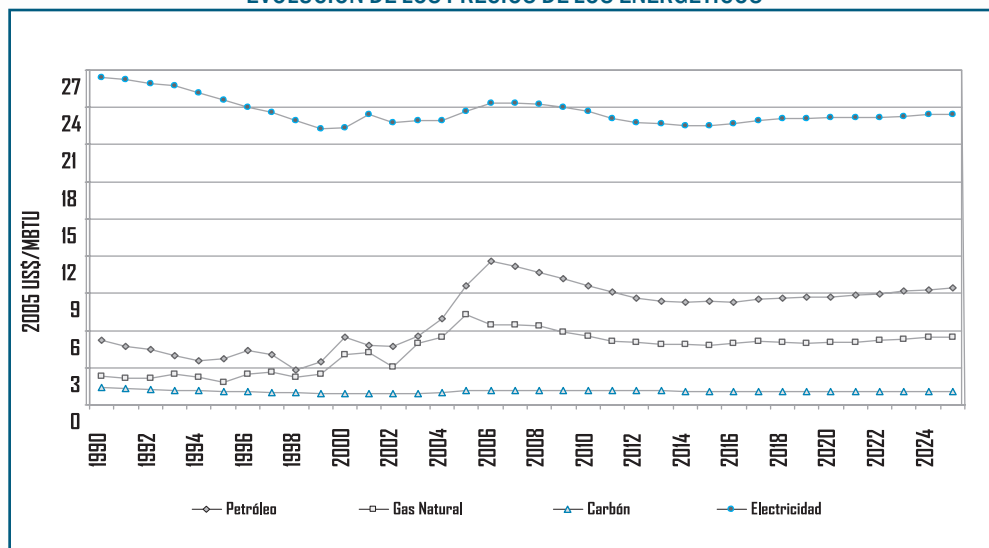
Los mayores crecimientos del consumo se prevén en las economías emergentes cuyos crecimientos superarán el promedio mundial. En particular África y Latinoamérica, presentarán tasas interanuales del orden de 2.9% y 3.3% respectivamente, mientras que Norteamérica y Europa no superarán el 1.3% promedio año en el horizonte 2005-2025.

4. PRECIOS DE LOS ENERGÉTICOS



El factor individualmente considerado que más ha cambiado la estructura de la industria petrolera mundial durante los últimos años ha sido la tendencia a un crecimiento sostenido de los precios del petróleo en el mercado internacional. La gráfica 11 presenta la evolución de los precios del WTI, crudo marcador para los mercados de América, y una estimación de los precios de los distintos energéticos hasta el 2025. En lo que respecta a las proyecciones de precios del petróleo para los próximos años, las percepciones del DOE sobre su evolución hasta el año 2025² indican que en el escenario de referencia éstos se mantendrán en rangos altos que varían entre US\$40 por barril y mayores a US\$80 por barril.

Gráfica 11
EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE LOS ENERGÉTICOS



Fuente: EIA-DOE Annual Energy Outlook 2007

El pronóstico de precios, evidencia que la tendencia alcista del petróleo se mantendrá durante los próximos lustros. Sin embargo, la gran incógnita es si la demanda a mediano y largo plazo es sostenible con precios promedio de US\$60 por barril, o bien, si una vez desarrolladas nuevas capacidades de oferta los precios se mantendrán en un nivel muy alto, frente a una previsible declinación de la demanda, una vez completadas las fases más dinámicas del actual crecimiento de Asia.

En lo que respecta al gas natural, la curva de precios de los últimos 10 años muestra que hasta el 2000 los precios se mantuvieron entre 2.5 y 3.2 US\$/MBTU

2. Fuente: EIA Presentación “Long Term Outlook For Energy Markets” March 2006



Capítulo I: Entorno Internacional

y a partir de ese año se inicia una escalada de precios llegando a niveles del orden de 8 US\$/MBTU en el 2005. Esto evidencia la correlación que existe entre los precios del petróleo y los del gas natural.

Las proyecciones del precio de gas en boca de pozo tienen tendencia a disminuir hasta el 2015 cuando entren nuevos competidores al mercado. Sin embargo, estos no alcanzarán los niveles de la década de los noventa; después de estos años se prevé que el precio se aproximará a 6 US\$/MBTU en dólares del 2005.

Lo anterior indica que el mundo en general se encamina hacia periodos de precios de la energía que se sostendrán en niveles altos, lo que significaría que la era de los precios bajos de la energía es cosa del pasado. Para Colombia este tema tiene una particular importancia en el desempeño de la economía a mediano y largo plazo: en la medida en que se tengan exportaciones de petróleo y gas en un entorno de altos precios, esto contribuirá a un buen desempeño económico; por el contrario, si la pérdida del autoabastecimiento se materializa, podría ocurrir que la economía colombiana tenga que desempeñarse en los próximos años en circunstancias adversas.

En cuanto a la evolución de los precios del carbón, las previsiones no muestran cambios importantes y se estima que los precios disminuyan hasta el 2019 de 1.15 US\$/MBTU a 1.08 US\$/MBTU. A partir del 2019 se proyecta un incremento en las plantas de generación que utilizan carbón como combustible y esto podrá impactar sobre los precios. En el largo plazo no se evidencian variaciones significativas en el precio de este energético.

En cuanto al comportamiento de los combustibles de generación de electricidad, después de los fuertes incrementos que han sucedido en los últimos años, se proyecta un precio final de 23 US\$/MBTU en el 2015 y luego un aumento a 23.5 US\$/MBTU en el 2025.

PRECIOS DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO

El factor de utilización de las refinерías en el mundo es en la actualidad del 87%, debido en gran medida a los elevados consumos de los países Asiáticos, con lo cual se está llegando al límite de la capacidad de refinación mundial, originando márgenes de refinación crecientes. Sin embargo, cambios repentinos en la estructura del consumo y de la demanda pueden poner en dificultades a los sistemas de refinación y afectarían los precios de los derivados en forma significativa.

De otra parte, los cambios originados por el mejoramiento de la calidad de algunos



de los derivados han generado modificaciones importantes en los precios de estos energéticos; sin embargo, la demanda sigue su ruta creciente en la medida en que continúe incrementándose el poder adquisitivo de la población.

Estados Unidos necesita acudir a las importaciones para balancear la ecuación de suministro de combustibles derivados del petróleo que representa a su vez el 26.6% del consumo mundial. Esta situación abre oportunidades importantes para esquemas de refinación localizados fuera del territorio de Estados Unidos, como sería el caso de refinerías en el Caribe colombiano, que ofrecen ventajas como el corto tránsito del puerto de exportación a los terminales en la Costa del Golfo de los Estados Unidos y su localización en una zona libre de huracanes; Cartagena es un ejemplo de lo anterior.

5. LA IMPORTANCIA DE LA VARIABLE AMBIENTAL

La variable ambiental comienza a tomar importancia en el desarrollo de nuevos proyectos y en las políticas y estrategias que serán adoptadas por los diferentes gobiernos, debido a los compromisos adquiridos por las naciones que ratificaron el protocolo de Kyoto, encaminadas a disminuir los efectos del cambio climático por la contaminación ambiental.

Es un hecho reconocido en la Convención Marco de Cambio Climático de las Naciones Unidas que el clima y el medioambiente son recursos de todos y que su equilibrio puede verse afectado por las emisiones de gases de efecto invernadero, producidos especialmente en actividades industriales y de otro tipo, en particular por el sector transporte en las grandes ciudades del mundo.

Un efecto colateral relacionado con el consumo poco racional de energía lo constituye la creciente concentración de población en ambientes urbanos, llegando a la conformación de grandes conglomerados que a su vez son grandes consumidores de energía, haciendo cada vez más complejo y difícil de tratar el problema de la contaminación ambiental urbana. El crecimiento de los índices de mortalidad y morbilidad y los correspondientes costos asociados a efectos de exposición a diferentes formas de contaminación del aire urbano, se convierten en motivo de preocupación para los planificadores³.

3. Fuente: : Larsen 2004



Capítulo I: Entorno Internacional

Los impactos ambientales causados por el uso de combustibles fósiles (como petróleo y carbón) y la creciente toma de conciencia de la población sobre la necesidad de recuperar y preservar un ambiente sano, son las principales fuerzas que están direccionando cambios en la industria de energía, en los patrones de consumo y en tecnologías de uso final. A ello obedecen presiones sobre la industria de refinación traducida en demanda de combustibles de mejor calidad técnico ambiental.

Por otra parte, se están notando cambios significativos en los hábitos de consumo, entre otros, reducción de la demanda de combustibles pesados tales como el fuel oil, que normalmente se utilizan para calefacción, creciente demanda de biocombustibles y de otras energías alternativas que aunque tienen una baja participación en el mercado, han mostrado crecimientos significativos en los últimos años. Como consecuencia de lo anterior, la industria automotriz no escapa a las mismas exigencias de la comunidad.

Se proyecta un incremento en el consumo de biocombustibles (como etanol y biodiesel) y aumento en la capacidad de producción de nuevas tecnologías como CTL. Adicionalmente a los combustibles más limpios, se tiene el desarrollo de nuevas tecnologías en el sector transporte como los vehículos híbridos, flex-fuel. También se ha venido mencionando la popularización del uso de vehículos impulsados por “celdas de combustible” que podrían aumentar la eficiencia de los motores de combustión interna entre 2 y 3 veces. Los costos de producción siguen siendo la principal barrera para su popularización y no existe una predicción confiable acerca del horizonte temporal en el cual nuevas tecnologías puedan estar entrando al mercado en condiciones competitivas.

En materia de generación de electricidad mediante energía nuclear, se ha avanzado en fabricación de reactores nucleares de “cuarta generación” menos costosos y de mayor facilidad operacional. Las prevenciones de la población basadas en hechos reales como accidentes de centrales nucleares, y temores de seguridad de toda índole, son la razón principal que se opone a permitir un crecimiento significativo en el mediano futuro de esta fuente de energía⁴.

6. ENERGÍA EN AMÉRICA LATINA

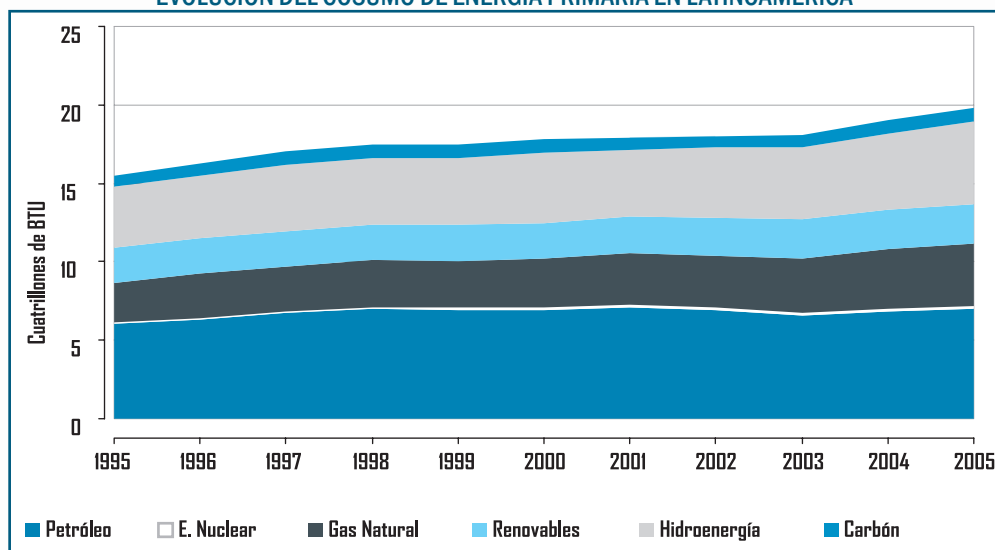
4. Fuente : EIA – ANÁLISIS DE ADL



En América Latina la producción de energía primaria viene aumentando en forma sostenida en las últimas décadas. La región cuenta con amplia disponibilidad de recursos distribuidos de forma heterogénea, la mayoría de los países depende de importaciones para cubrir su consumo. A pesar de la reestructuración del sector energético, no se ha alcanzado todavía un pleno suministro ni la armonización de los mercados energéticos.

Esta región consumió durante el 2005 el 4.2% del total mundial, en tanto que 10 años atrás representaba el 4%. La principal fuente de energía primaria en América Latina es el petróleo; sin embargo, mientras que a mediados de los noventa el 40% del consumo energético era de origen petrolero, este porcentaje bajó en el 2005 al 35%. El resto de fuentes energéticas primarias, por el contrario, han aumentado su participación en la estructura de consumo energético. La hidroenergía, la segunda fuente en importancia y principal fuente de generación eléctrica en América Latina, cubrió el 25% del consumo energético durante el 2005, mientras que en 1995 participaba con el 27%.

Gráfica 12
EVOLUCIÓN DEL COSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN LATINOAMÉRICA



Fuente: EIA-DOE Annual Energy Review

La industria del gas natural, la de mayor crecimiento en los últimos diez años, ha pasado de cubrir en 1995 cerca del 16% de las necesidades energéticas, a suplir el 21% en el 2005. Los últimos lugares lo ocupan el carbón mineral y la energía nuclear que en 2005 cubrieron alrededor del 5% y 1% del consumo respectivamente.

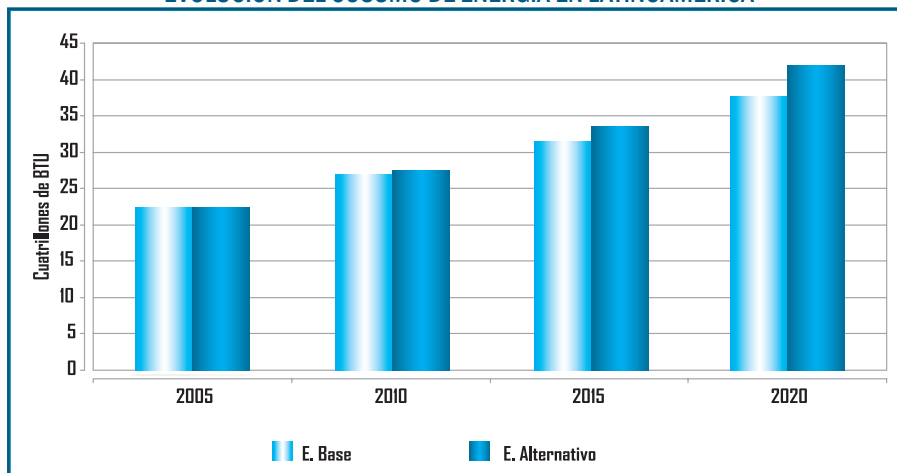


Capítulo I: Entorno Internacional

La biomasa es fuente de alto uso tanto en lo correspondiente a leña como a bagazo. Durante 1995 ésta participó en la estructura de consumo con un 14.3%, pasando en el 2005 a 12.6%, en especial por la sustitución de la leña.

Según el estudio “Prospectiva Energética de América Latina y el Caribe 2005”, realizado por la OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) y considerando las interrelaciones de la energía no solo a nivel de fuentes, sectores y países, sino además considerando las relaciones tanto intra como extrarregionales, se espera que la demanda total de energía en Latinoamérica y el Caribe se incremente en los siguientes 15 años de 22 a 37 cuatrillones de BTU, en un escenario base con baja integración entre los países, mientras que en el escenario alternativo o de alta integración energética se incrementaría a 41 cuatrillones de BTU, lo que supone un incremento de 68% y 85% respectivamente en los próximo 15 años.

Gráfica 13-I
EVOLUCIÓN DEL COSUMO DE ENERGÍA EN LATINOAMÉRICA



Fuente OLADE

Se estima que el consumo per cápita de electricidad en la región crecerá en 68% en el escenario base y en 107% en el alternativo. Por su parte, el gas natural será el energético con mayor tasa de crecimiento especialmente en los sectores transporte e industrial.

En cuanto a la participación del petróleo se estima una reducción del 5% en la matriz energética de los países de la región, por la sustitución especialmente del gas natural y otros energéticos.

Se espera que en la Región Andina se incremente de manera importante la demanda de gas natural, así como la generación de electricidad. El gas natural



será la fuente de energía dominante, de acuerdo con el estudio antes mencionado, y su participación en la canasta de la energía primaria alcanzará alrededor del 27% frente al 21% del 2005.

El mercado energético andino no presenta asimetrías tan elevadas, lo que impulsaría la articulación de un proceso de integración cuyo eje central sería el comercio de productos energéticos. Las exportaciones de electricidad desde Colombia y Perú a Ecuador son ahora marginales y se espera que además sean temporales en tanto este País logre encontrar soluciones a su crisis energética. Se prevé también que los intercambios en gas natural no sean de gran magnitud en los siguientes años.

Es importante destacar que dada la estructura globalizada de los mercados, los fenómenos que se presentan en China también repercuten en otras regiones del planeta. Por ejemplo, el crecimiento sostenido de América Latina de los últimos años se debe en una parte a la demanda de materias primas y productos por parte de China e India. Ante este escenario, sin duda la tecnología tendrá que avanzar muy rápidamente hacia otras fuentes energéticas, para así poder responder al dinamismo y nueva realidad energética mundial.

Capítulo II

Entorno Nacional

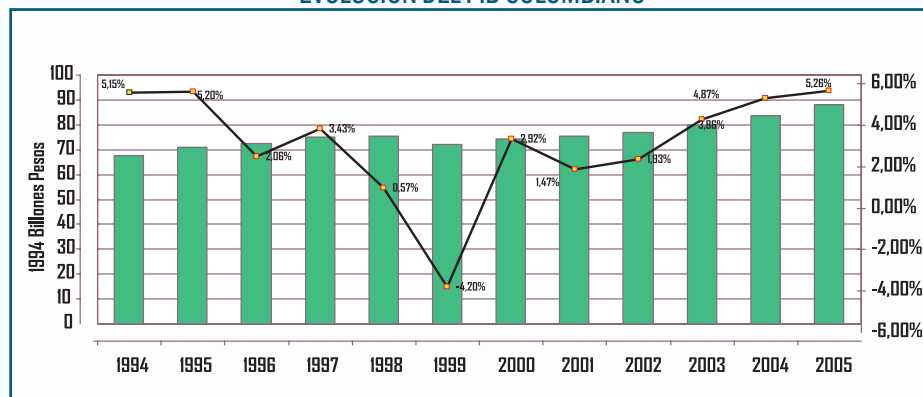


CAPÍTULO II: ENTORNO NACIONAL

1. LA ECONOMÍA COLOMBIANA: EVOLUCIÓN Y PERSPECTIVAS

La evolución económica del País en los últimos años ha venido mejorando sustancialmente, superando las condiciones de fragilidad presentadas en el periodo 1998-1999. El Producto Interno Bruto continúa en la senda de crecimiento iniciada en el 2001. Al finalizar el año 2005 ascendió a \$88 billones en pesos constantes de 1994, lo que representa un crecimiento anual en términos reales de 5,26% frente al 2004. La gráfica 1 presenta la evolución de la variación anual del PIB.

Gráfica 1
EVOLUCIÓN DEL PIB COLOMBIANO



Fuente: DANE



Capítulo II: Entorno Nacional

En la tabla 1 se presenta el comportamiento de los principales indicadores de la economía en el periodo comprendido entre el 2000 y el 2005⁵.

Tabla 1
COMPORTAMIENTO DE INDICADORES ECONÓMICOS

INDICADORES	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Crecimiento PIB (%)	2,92	1,47	1,93	3,86	4,87	5,26
Inflación Doméstica (%)	8,75	7,65	6,99	6,49	5,50	4,85
Tasa de desempleo (%)	18,50	14,94	15,32	14,30	13,43	11,80
Crecimiento Exportaciones (%)	13,27	-6,19	-3,26	10,20	27,43	26,65
Crecimiento Importaciones (%)	8,26	11,23	-1,05	9,38	20,58	26,61
TRM promedio (\$/dólar)	2,088	2,300	2,506	2,876	2,628	2,321
Devaluación Promedio (%)	18,70	10,20	9,10	14,70	-8,70	-11,60
Saldo Reserva Internacional Neta (Billones\$)	19,68	23,39	30,73	30,45	32,35	34,14

Como elemento integral de la estrategia gubernamental que ha permitido alcanzar mayores tasas de crecimiento económico, se encuentra la canalización de recursos de inversión hacia sectores considerados clave en las estrategias de desarrollo, como son los hidrocarburos e infraestructura en transporte. En el primero de ellos se canalizó aproximadamente el 63% del total de gasto público, principalmente a través de ECOPETROL en exploración y producción de hidrocarburos, mientras que el 28.5% del gasto público se dedicó a inversión, mantenimiento y rehabilitación de la infraestructura de transporte.

Las políticas económicas para control de la inflación han tenido éxito, lo que se refleja en su reducción, alcanzando un valor de 4.9% en el 2005, inferior al alcanzado en el 2004. Igualmente, la tasa de desempleo presenta una leve tendencia a la baja y por su parte la tasa de subempleo se ha mantenido en

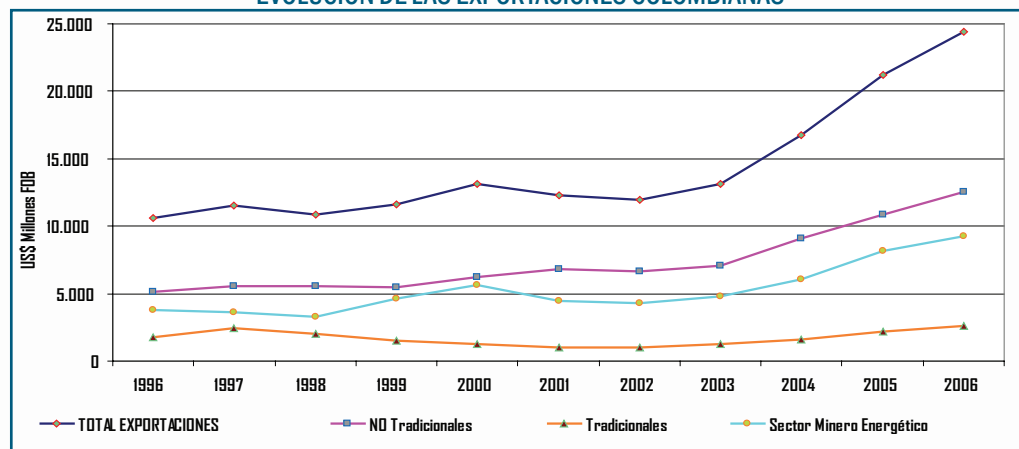
5. Fuente : DNP - Banco de la República – DANE



niveles relativamente constantes.

En el 2005, las exportaciones FOB colombianas fueron de US\$21,190.5 millones, de los cuales el 48.9% corresponde a exportaciones tradicionales y el 51.1% a no tradicionales, señalándose que tres de los cuatro principales productos tradicionales de exportación pertenecen a los sectores de minas y energía.

Gráfica 2
EVOLUCIÓN DE LAS EXPORTACIONES COLOMBIANAS



En cuanto a las tendencias a largo plazo del PIB, la tasa proyectada de crecimiento según los lineamientos del “Plan Visión Colombia 2019” para el largo plazo es del 6%. Dado que las tasas de crecimiento consideradas en dicho Plan obedecen a un ejercicio optimista o en otras palabras del País que se desea, es importante anotar que los ejercicios de prospectiva del PEN 2006-2025 consideraron los escenarios de proyección de supuestos macroeconómicos disponibles a octubre de 2006, realizados por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el DNP y las contempladas en el Plan Nacional de Desarrollo, cuya descripción se encuentra en el capítulo 3.

Podría afirmarse que bajo este panorama económico, los próximos años estarían caracterizados por los siguientes indicadores básicos:

- » Crecimiento sostenido del PIB del 6.0 %
- » Tasas de inflación de largo plazo del 3%
- » Déficit en cuenta corriente entre el 1.6% y el 2.7% del PIB



- » Tasas de inversión que aumentarán del 21.8% al 25.3% del PIB entre los años 2006 y 2010.

A continuación se presentan las consideraciones básicas sobre el entorno de la energía en Colombia. Para ello se plantearán los aspectos más importantes del marco institucional de los diferentes subsectores energéticos y temas macro que se consideran relevantes para el sector.

2. DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO NACIONAL

En materia de política energética, Colombia se ha caracterizado por mantener una constante revisión de las estrategias para asegurar y mejorar las condiciones de abastecimiento y disponibilidad de energéticos, dentro de las cuales se destacan:

- » Apertura de los mercados de los distintos energéticos, promoviendo esquemas de participación privada y reducción de la participación gubernamental directa, reforzando el papel del Estado en los aspectos de regulación y planificación.
- » Adopción de sistemas de precios tendientes a reflejar la realidad de los mercados internacionales, incluyendo el desmonte progresivo de los subsidios y una indexación a los precios de mercado.
- » Atención a las necesidades de los consumidores y usuarios, promoviendo alternativas de uso eficiente de los energéticos: desarrollo de alternativas de transporte masivo, promoción del gas natural vehicular, entre otras.
- » Impulso a la diversificación de la oferta de energéticos a través de planes sectoriales específicos, tales como masificación del gas natural, uso de fuentes no convencionales y creación del mercado de biocombustibles.
- » Aumento en las inversiones y en la promoción de la inversión, en los eslabones de la cadena de los hidrocarburos, como por ejemplo la refinación de crudos.
- » Reformas institucionales para ordenar el funcionamiento del sector energético, como la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos y XM.
- » Atención a los aspectos ambientales y definición de mecanismos para el desarrollo del sector energético, en armonía con la preservación y mejoramiento del medio ambiente.
- » Revisión y mantenimiento de políticas tendientes a una mayor equidad social a través de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios.



El consumo energético final de Colombia se ha incrementado en un 11.5% entre 1990 y 2005, frente a un crecimiento acumulado del PIB del 54%. Sin embargo, cuando se excluye la biomasa, el crecimiento del consumo energético final resulta ser del 33%. Las tasas interanuales medias resultantes son para el PIB del 2.94%; del 1.9% para el consumo energético final sin biomasa y del 0.6% para el consumo energético final, incluyendo la totalidad de los energéticos.

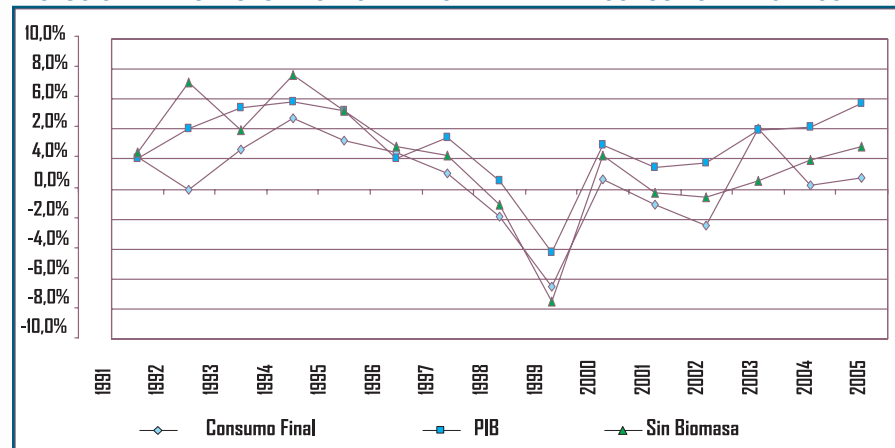
En términos generales, el comportamiento de la intensidad energética no ha sido homogéneo y se explica por varios factores como la urbanización y modernización que conducen a una disminución del uso de la leña, la cual al ser sustituida por energéticos más eficientes produce una disminución del consumo expresado en energía neta. La evolución de cada variable se presenta en la gráfica 3.

Adicionalmente, programas de gestión racional de la demanda de energía introducidos en el País, junto a una importante penetración del gas, explican el comportamiento de la relación consumo de energía y PIB con tendencia a la baja.

La producción total del energía primaria creció a una tasa promedio anual de 3.5% en todo el periodo (1990-2005), manteniéndose estancada a partir de 1999. El crecimiento estuvo determinado principalmente por el carbón (6.9% promedio anual), mientras que el petróleo lo hizo a una tasa de 1.22% y el gas natural al 3.9%. En el otro extremo, la leña soportó una reducción de su producción en todo el periodo, a una tasa de 1,23% promedio año. Como consecuencia de ello se modifica la estructura de producción primaria entre 1990 y 2005 así: el carbón pasa de 28.7% al 46.9%; el petróleo de 42.5% a 32.4%; el gas natural de 8.4% a 9.1%; y la leña cae del 8.3% al 3.1%. Las restantes fuentes (hidroenergía, bagazo y otros) tienen poca incidencia en la producción primaria.

Gráfica 3

EVOLUCIÓN DE LAS TASAS DE CRECIMIENTO DEL PIB Y DEL CONSUMO ENERGÉTICO FINAL





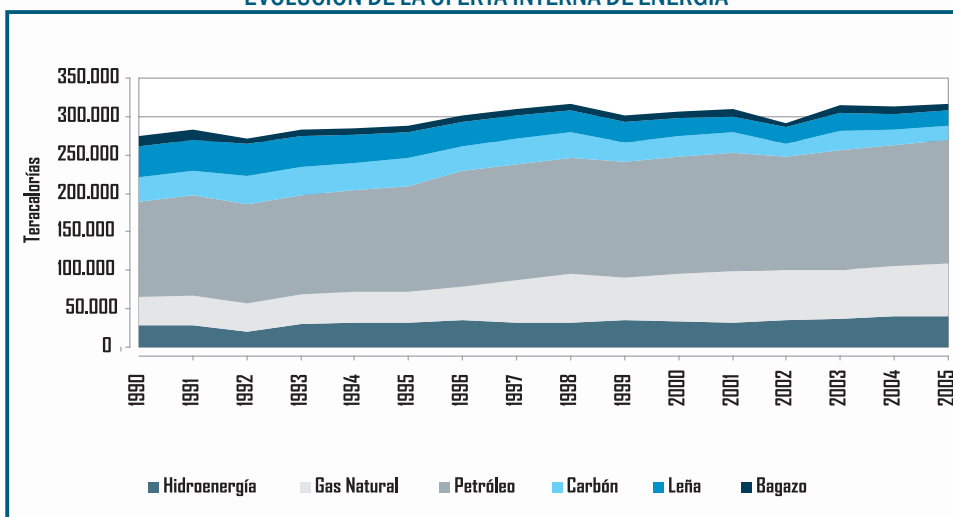
Capítulo II: Entorno Nacional

Por su parte, las importaciones de energía primaria son marginales dentro de la oferta total y corresponden a necesidades de petróleo por dificultades de transporte interno. En cambio, las exportaciones han tenido una creciente importancia a partir de 1985 y se componen de carbón y petróleo: en el 2005 representaron el 58% de la producción primaria.

Sin embargo, un hecho que merece ser puntualizado es que los resultados de la exploración petrolera no han permitido un perfil netamente exportador de un modo sostenido. Ello debido en parte al esquema institucional, modificado recientemente con la creación de la ANH, y por otra parte, a la estrategia de los asociados privados de priorizar la monetización de las reservas descubiertas. Se espera que la actual política petrolera rinda los resultados esperados y evitar así una posible pérdida de autoabastecimiento a mediano plazo.

Como consecuencia del fuerte crecimiento de las exportaciones de petróleo y carbón, la oferta interna total crece en todo el periodo 1990-2005 a una tasa de 1.01% promedio anual. En 2005, el petróleo representó el 48% de la oferta interna total, el gas natural el 21%, la hidroenergía el 12%, y la leña y carbón el 5.5% cada uno, destacándose el gas natural y la hidroenergía, que en términos relativos han incrementado su participación en 95% y 50% respectivamente, mientras que el carbón y la leña han registrado importantes reducciones, tal como se aprecia en la gráfica 4. En general, la oferta interna tuvo como principal característica la continuación de los procesos históricos de sustitución de biomasa por formas comerciales de energía, y en particular por gas natural y GLP.

Gráfica 4
EVOLUCIÓN DE LA OFERTA INTERNA DE ENERGÍA



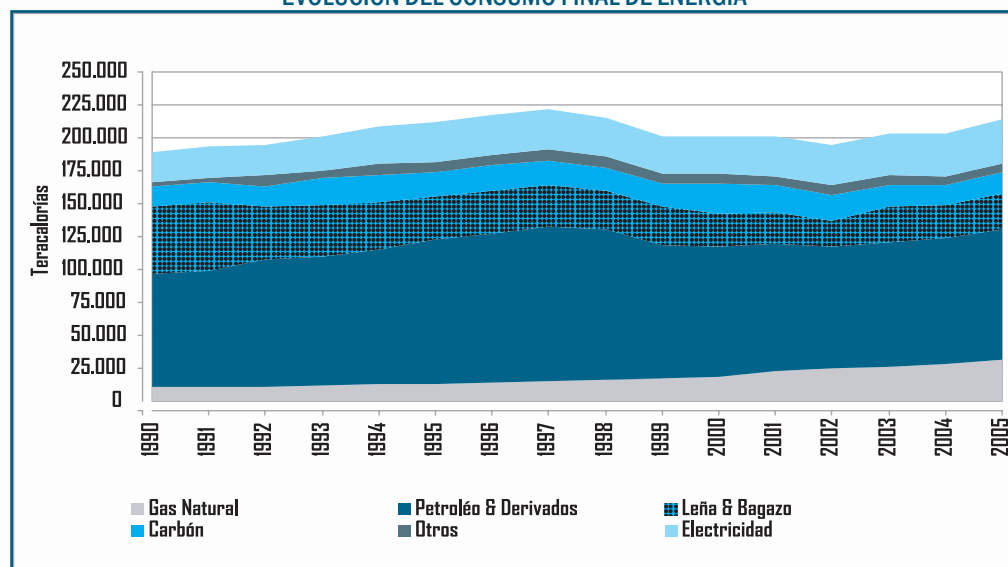


En el mismo periodo de análisis, el consumo interno de energía primaria pasó de 230,660 Teracalorías a 285,950 Teracalorías, con una tasa de crecimiento media anual de 1.4%, generando cambios importantes en la composición de la nueva matriz. El petróleo como combustible (crudo castilla), la leña y el bagazo disminuyeron su cuota de participación; la razón principal se vincula con el fuerte incremento del consumo de gas combustible (natural y GLP) cuya tasa de crecimiento media anual alcanzó el 7.6%.

Respecto al comportamiento de las distintas fuentes, se mantiene un aumento continuo del gas natural y de la electricidad, un crecimiento menor pero sostenido de los productos petrolíferos particularmente en los últimos tres años, y un descenso lento y continuo del carbón, pese a ser el energético más abundante en el suelo colombiano.

En definitiva, la biomasa y particularmente la leña vienen perdiendo participación en la estructura de consumo energético, como consecuencia del desplazamiento del GLP hacia las zonas rurales y periferias de las ciudades, cambiando el patrón de consumo en el sector residencial rural. La gráfica 5 presenta la evolución del consumo final de energía primaria en Colombia durante los últimos 15 años.

Gráfica 5
EVOLUCIÓN DEL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA



Sectorialmente, el transporte es el mayor demandante de energía final, representando en la actualidad cerca del 39% del total. En los últimos quince años su crecimiento medio anual se aproxima al 2.14% y la tendencia general



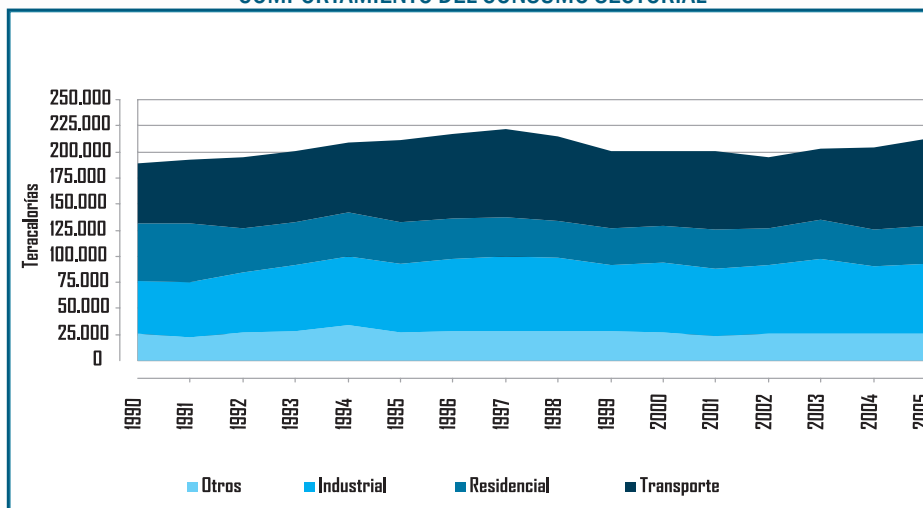
Capítulo II: Entorno Nacional

del sector está asociada con el incremento de la actividad económica, la mejora del nivel de vida y el crecimiento de núcleos de población en torno a las grandes ciudades. El creciente tráfico por las carreteras tanto de mercancías como de viajeros, se ha traducido en un incremento de los consumos energéticos del transporte terrestre, que en los últimos tres años ha mostrado incrementos importantes.

Los derivados del petróleo son la principal fuente de abastecimiento del sector transporte, aún cuando hoy hacen parte de la oferta nuevos combustibles carburantes como el GNV y los biocombustibles, cuya contribución es marginal. Otros factores como la repotenciación de vehículos en el transporte público de pasajeros y una señal inapropiada de precios de los combustibles destinados para el sector transporte entre otros, han modificado sustancialmente la composición del consumo al interior de este sector: el ACPM ha presentado tasas de crecimiento superiores a las del pasado, incrementando su participación en el mercado y por consiguiente generando una regresión del consumo de gasolina. Esta meta si bien fue considerada deseable en el pasado, cuando Colombia era importador neto de gasolina, ha desequilibrado el mercado de combustibles en tanto se producen excedentes de gasolinas y faltantes de ACPM.

Este fenómeno que se conoce como la dieselización del parque automotor viene generando dificultades para la atención de la demanda, toda vez que la oferta nacional es insuficiente para atender los crecientes volúmenes demandados, además de incrementarse los recursos económicos destinados a los subsidios debido al mayor precio del ACPM importado.

Gráfica 6
COMPORTAMIENTO DEL CONSUMO SECTORIAL





La industria colombiana es responsable de un tercio de los consumos energéticos finales del País y se ubica segundo después del transporte. La tasa de crecimiento del consumo total energético del sector industrial en el periodo 1990-2005 fue del 1.91% promedio anual y se presentaron interesantes modificaciones del consumo por fuente, gracias a los procesos de sustitución, los cuales muestran los siguientes resultados: el gas natural pasó de 8.7% al 26.5% sustituyendo principalmente al fuel oil y en alguna medida al carbón; el petróleo (crudo de castilla) tuvo una participación de cierta significación hasta 1999 y a partir de este año disminuye rápidamente su demanda; el fuel oil fue sustituido casi completamente pasando del 27.9% al 1.3%; se registró cierta penetración del diesel oil (ACPM) sustituyendo al fuel oil, y la electricidad pasó de representar el 10.5% al 16.3% del consumo energético industrial.

En cuanto al consumo energético final de las familias, puede mencionarse que representa el 17% del consumo total y disminuyó en todo el periodo a una tasa promedio anual del 2.68%. Es de destacar que esto se debió principalmente a la sustitución de la leña por fuentes de mayor calidad, ya que en términos de energía útil se presentó un aumento importante, correspondiente al 1.99% promedio anual entre 1990 y 2005.

Los principales resultados de los procesos de sustitución en el sector residencial en todo el periodo fueron: penetración del gas natural de 0.5% a 22%, con significativos aumentos de participación a partir de 1997; penetración del GLP pasando del 6.1% al 16.6%; la electricidad pasó del 8.3% al 38.2% debido a su penetración en los usos cautivos y al incremento de la cobertura a nivel nacional; la fuerte regresión de la leña que pasó del 69.2% al 17.4% al ser sustituida principalmente por GLP y la sustitución casi completa del GLP por gas natural en zonas urbanas, que pasa del 8.2 al 1.4%.

En cuanto a los demás sectores, dentro de los que se cuenta el comercial, agropecuario, construcción y otros, cuyo peso dentro de la matriz de consumo es del orden del 12%, han presentado tasas de crecimiento casi imperceptibles en el periodo 1990-2005. En la época de retracción económica disminuyó el consumo energético, y debido a la reactivación que se viene dando, los niveles se han recuperado.

3. COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS RELATIVOS DE LOS ENERGÉTICOS

Los comportamientos mostrados especialmente de los combustibles líquidos, obedecen a las directrices establecidas vía precios, las cuales inciden



Capítulo II: Entorno Nacional

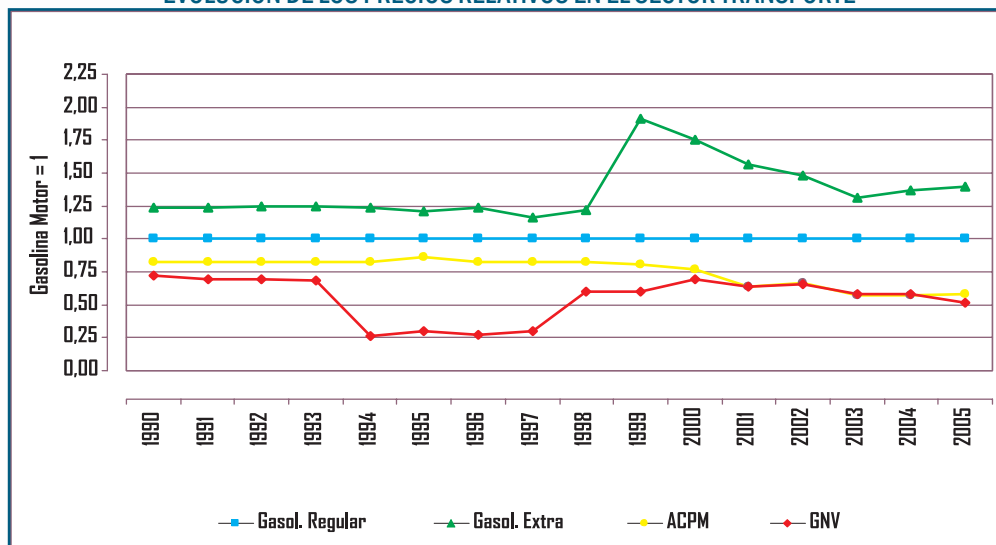
directamente sobre la lógica de los usuarios a la hora de elegir la forma de satisfacer sus necesidades de energía.

En el caso del sector transporte, la política implicó mantener los precios del diesel (ACPM) en un nivel próximo al 85% del valor de la gasolina corriente (tomada como referencia) durante el periodo de análisis. En el caso del GNV se optó por un precio diferencial atractivo durante los primeros años de la masificación, y desde el año 2000 tiende a converger con el precio del ACPM, el que a su vez se viene distanciando del precio de la gasolina corriente de manera importante en los últimos tres años.

Sólo a partir del 2005 el precio del GNV tiende a diferenciarse más del ACPM. Por otra parte, el precio de la gasolina extra es siempre más elevado y su uso queda confinado a un reducido parque de vehículos, además de que el octanaje de la gasolina corriente en Colombia es alto y permite su utilización en vehículos diseñados para gasolinas tipo extra.

Dada la importancia histórica del consumo de gasolinas y el cambio registrado en sus precios desde 2000, conviene señalar que los análisis econométricos muestran la presencia de una elasticidad del precio de la demanda próxima a -0.4, lo que indica que la política de precios aplicada ha contenido su demanda de un modo importante. La gráfica 7 presenta la evolución de los precios relativos de los energéticos que suplen las necesidades del sector transporte.

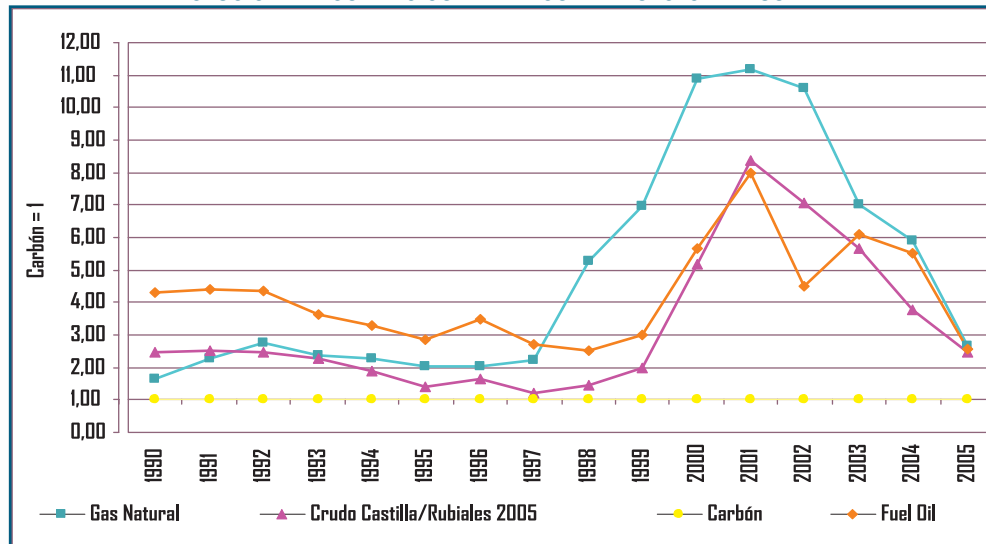
Gráfica 7
EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS RELATIVOS EN EL SECTOR TRANSPORTE





En el sector industrial, desde la óptica de los precios relativos, el carbón aparece como el combustible de mayor ventaja. Sin embargo su mayor utilización depende de otros factores como la localización de la oferta y la disponibilidad, entre otros.

Gráfica 8
EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS RELATIVOS EN EL SECTOR INDUSTRIAL



Elementos como la calidad de combustibles sustitutos, la comodidad en su utilización, las ventajas ambientales y la ausencia de residuos, hacen difícil o casi imposible explicar el comportamiento de la demanda sólo en términos de precios relativos.

Respecto al gas natural, su diferenciación con el precio del crudo de castilla fue casi inexistente hasta la masificación del gas. Con posterioridad a 1997, la adecuación de los precios del gas a los costos en cada etapa lo habían convertido hasta hace poco en un sustituto caro, a pesar de lo cual su penetración fue importante debido a su mayor calidad energética, aunque se ha visto frenada en su potencialidad. Hacia 2005, la estructura de precios parece converger hacia valores de proximidad relativa.

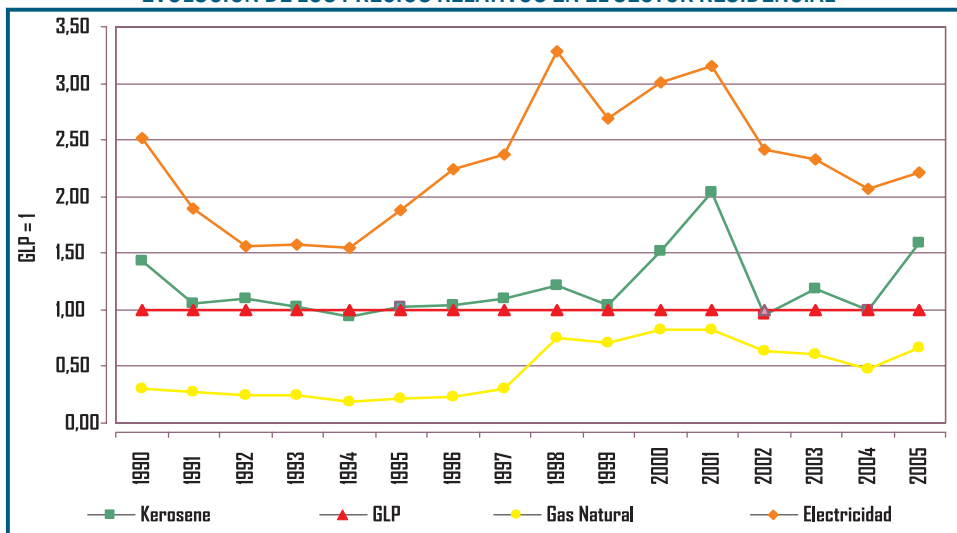
Del análisis se deriva que la competitividad del gas natural y la definición de políticas de precios relativos en el sector industrial resulta uno de los factores críticos para el futuro, si se desea hacer un uso equilibrado de los recursos más abundantes, reflejando además sus costos.

En lo que hace referencia al sector residencial, el precio del gas natural ha sido el de mayor competitividad, aunque su difusión se vio restringida espacialmente



hasta 1997 a causa de la ausencia de infraestructura que conectará los centros de producción con los mayores mercados. La competencia entre GLP y kerosene fue casi siempre favorable al GLP, aunque su difusión se vio reducida por el cocinol, combustible pensado para satisfacer la demanda de los sectores de menores ingresos, con serias consecuencias para la salud dado su grado de inflamabilidad.

Gráfica 9
EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS RELATIVOS EN EL SECTOR RESIDENCIAL



Como es sabido, una de las razones para promover el Plan de Masificación de Gas fue, además de tender a mejorar el problema de los subsidios eléctricos y utilizar un recurso abundante, el de sustituir al cocinol en los sectores domésticos mas pobres. Al respecto cabe mencionar que las primeras instalaciones en la capital del País comenzaron por los estratos más bajos.

El comportamiento de los precios permite apreciar también los altos niveles de precios del kerosene, lo cual ha frenado de forma significativa su consumo, además de estar prohibida su venta en las estaciones de servicio. Las actuales tarifas de electricidad han inducido a su consumo casi para usos cautivos y alentaron el consumo del gas en los usos calóricos del sector residencial, incrementando así la necesidad de expandir la oferta y la cobertura.

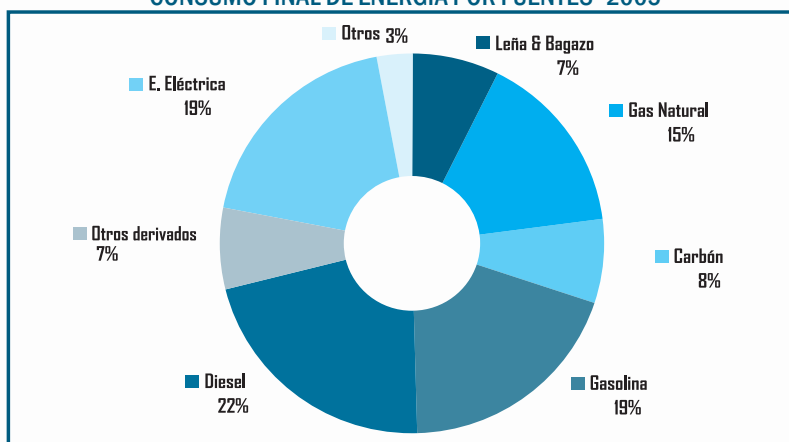
En general, el proceso de sustituciones fue acompañado y estimulado desde el plan de masificación del gas, gracias a unos precios competitivos que orientaron tendencias hacia fuentes más eficientes, sustituyendo la electricidad y la leña.



4. SITUACIÓN ACTUAL

El resultado de la aplicación de las distintas directrices en materia de precios, así como la coexistencia de mercados con diferentes etapas de desarrollo, han determinado una estructura de consumo final de energía en el 2005 dominada por los derivados del petróleo, donde el ACPM mantiene la mayor participación. Aunque en el 2005 el País entró en la era de los biocombustibles con la mezcla de gasolina y alcohol en una proporción del 10%, aún no es visible su presencia en la matriz de consumo.

Gráfica 10
CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR FUENTES- 2005



El consumo energético del sector transporte se ha modificado estructuralmente y al finalizar el 2005 se encuentra concentrado en dos fuentes energéticas que en conjunto suministran casi el 91% de la energía total.

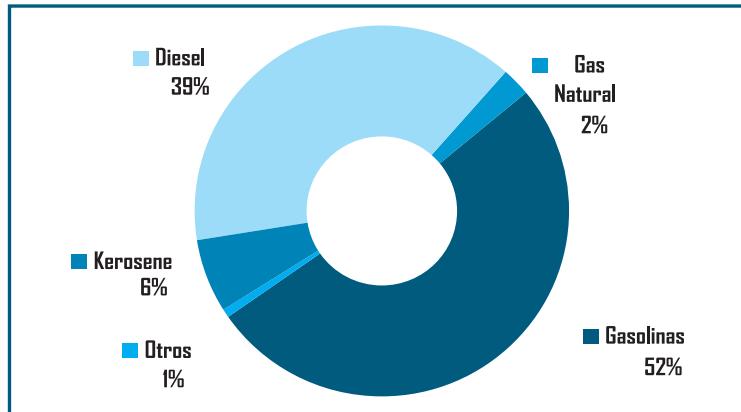
En este sector, la gasolina sigue ocupando un lugar relevante en la estructura de consumo, con una escasa ventaja sobre el ACPM que muestra un crecimiento acelerado, en tanto que la participación del gas natural aún es marginal, situación ésta que se espera revertir en el mediano plazo.

Los consumos energéticos en el sector transporte colombiano se concentran en el modo carretero, tanto de pasajeros como de mercancías, lo que representa casi un 80% del total de los consumos del sector.

En el transporte privado, el aumento del parque circulante de automóviles y de los recorridos medios -estos últimos como consecuencia del aumento de la movilidad- contrarrestan las continuas mejoras técnicas en el consumo específico de los nuevos vehículos disponibles en el mercado.



Gráfica 11
CONSUMO FINAL DE ENERGÍA SECTOR TRANSPORTE - 2005



De otra parte, muchos de los adelantos en el rendimiento de los vehículos se han alcanzado por la mejora en la combustión de los motores, particularmente del ciclo diesel. Sin embargo, como consecuencia del fenómeno climático, se vienen impulsando otras opciones para diversificar las fuentes energéticas en el sector transporte, como el programa de gas vehicular y la utilización de biocombustibles.

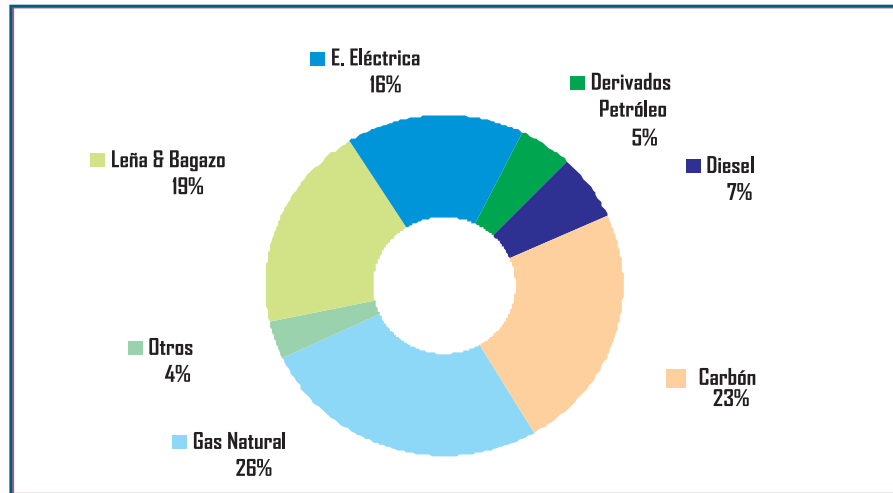
En cuanto al sector industrial, este se caracteriza por la conformación de distintos sectores económicos, involucrando también diversos procesos industriales y en consecuencia múltiples usos de la energía. En el 2005, el consumo energético con destino a suplir las necesidades energéticas del sector se concentraron en el gas natural, el carbón, seguidos de cerca por la leña y el bagazo. Ver gráfica 12.

Energéticos como los crudos de Castilla y Rubiales todavía hacen parte de la canasta energética del sector, condición que deberá ser revertida, en razón al valor agregado de estos recursos al utilizarse como materia prima de transformación. La oferta de bagazo se viene incrementado en forma importante como consecuencia del programa de biocombustibles y se estima un incremento relevante de su participación en el consumo del sector industrial.

En este sector, la necesidad de renovación tecnológica por causa de la competitividad ha inducido la rápida penetración en el sector de tecnologías energéticamente eficientes y la reducción de los consumos específicos de energía; en términos generales este sector dispone de una canasta variada de energéticos que permite suplir los diversos usos necesarios para la producción de bienes que requiere el desarrollo económico de un País.

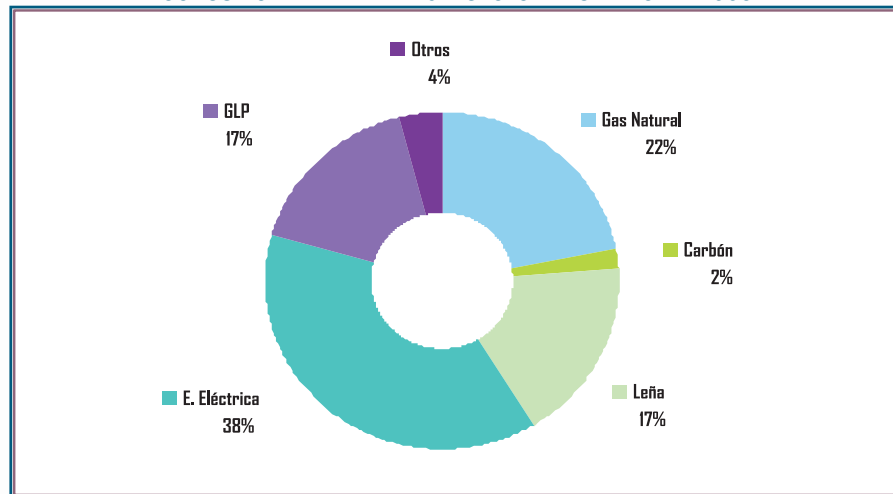


Gráfica 12
CONSUMO FINAL DE ENERGÍA SECTOR INDUSTRIAL- 2005



En lo que hace referencia al consumo energético del sector residencial, la electricidad, cuyo peso total representa el 38%, ha cedido terreno frente al gas natural y el GLP en la cocción y el calentamiento de agua.

Gráfica 13
CONSUMO FINAL DE ENERGÍA SECTOR RESIDENCIAL- 2005



El Petróleo

El Decreto 1760 de junio de 2003, reformó el sector de hidrocarburos en Colombia. Mediante este Decreto se escinde la Empresa Colombiana de Petróleos, se modifica su estructura orgánica y se crean la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Sociedad Promotora de Energía de Colombia S.A., reestructurándose el



Capítulo II: Entorno Nacional

manejo de los hidrocarburos en el País.

A partir de la entrada en vigencia del Decreto, la ANH se encarga de la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación, mediante la fijación de políticas y le entrega a particulares o a ECOPETROL S.A en igualdad de condiciones, la exploración y explotación de las áreas petroleras. Por su parte ECOPETROL S.A, se responsabiliza de la exploración, producción, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos.

La reforma pretende otorgar a ECOPETROL mayor autonomía para el fortalecimiento de su visión empresarial y comercial, consolidándola como una empresa petrolera sólida y rentable en la búsqueda de decisiones que respondan a criterios de rentabilidad y capacidad para generar recursos propios.

Mediante la creación de la ANH se reformó el sistema de contratación petrolera; hoy el País cuenta con dos nuevas modalidades de contrato: el Contrato de Evaluación Técnica –TEAS- y el de Exploración y Producción - E&P.

Con la modalidad de contratación de Evaluación Técnica, se busca evaluar el potencial de un área grande, con la finalidad de celebrar posteriormente un contrato E&P sobre una porción específica del área. El contratista se compromete a generar información técnica para la ANH. Los contratos tienen una duración de hasta 18 meses On-Shore y de 24 meses Off - Shore.

El contrato de Exploración y Producción, reemplaza el modelo de contrato de asociación que desde hacía 30 años que ECOPETROL suscribía cuando administraba los recursos del País. Con el actual modelo se pagan regalías variables, derechos a precios altos y uso del subsuelo; tiene una etapa de exploración de 6 años, extendidos a 4 años más; se otorga un periodo de evaluación de 1 a 2 años extensibles a 5 y el tiempo de explotación de 24 años es prorrogable hasta el agotamiento del campo. Por otra parte se ha ido modificando la reglamentación sobre regalías, introduciéndose el sistema escalonado que otorga un mayor atractivo a la explotación de campos medianos y pequeños

En los próximos años se verán los resultados de un sistema de contratación petrolera completamente diferente al anterior, con unas reglas de juego nuevas caracterizadas por:

- » Modernización de los contratos de concesión

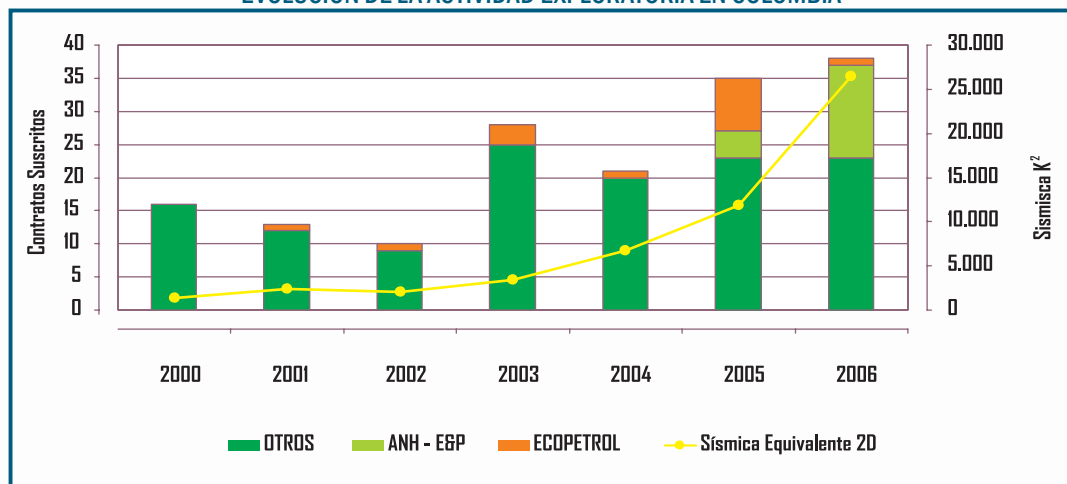


- » ECOPETROL puede ser o no socio
- » Mayor calentamiento de áreas
- » Regalías variables

Los resultados de la aplicación del nuevo modelo de concesión indican un aumento del número de contratos suscritos durante los últimos tres años. Al finalizar el 2006 se habían llevado a cabo 44 contratos frente a 59 del 2005, superando así la meta inicialmente establecida para el cuatrienio 2002-2006 de 80 contratos, la cual posteriormente, en el 2005, fue modificada a 110 contratos. De igual forma, en sísmica se aumentó en un 122% los kilómetros adquiridos, con respecto al 2005.

La actividad exploratoria también muestra resultados satisfactorios por el incremento en la perforación de pozos exploratorios A3, los cuales pasaron de 35 en 2005 a 56 en el 2006. Sin embargo, si la prospectiva petrolera no contribuye con nuevos descubrimientos, es probable que pese a los esfuerzos del Gobierno, los resultados del nuevo modelo no sean los esperados. La gráfica 14 se aprecia la evolución de la actividad de perforación exploratoria.

Gráfica 14
EVOLUCIÓN DE LA ACTIVIDAD EXPLORATORIA EN COLOMBIA



Durante los últimos años las reservas de petróleo han presentado disminución progresiva, debido a la ausencia de nuevos hallazgos y la falta de reposición de las reservas consumidas. Al finalizar el 2005 las reservas de petróleo ascendían a 1,453 millones de barriles y a diciembre 31 de 2006, como dato preliminar, la ANH reportó 1,263 millones de barriles, sin considerar reevaluaciones, lo cual



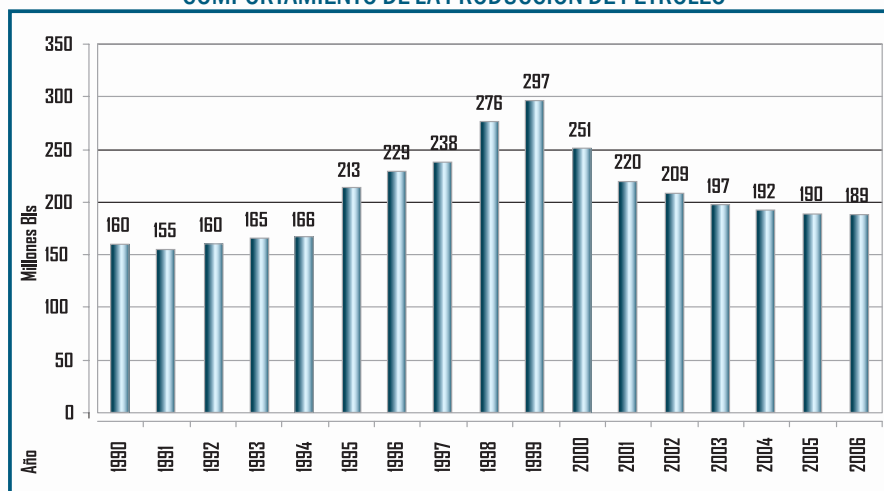
Capítulo II: Entorno Nacional

señala un disminución del 13%. Sin embargo estos resultados son también la contrapartida de un flaco esfuerzo exploratorio. En tal sentido dotar a la ANH de una mayor capacidad operativa y de recursos podría ser necesario para incrementar la probabilidad de nuevos hallazgos, los que no son independientes de la magnitud del esfuerzo exploratorio.

Los niveles de producción de los últimos años han venido declinando, aunque en 2006 y gracias a los programas en la operación directa se logró contener la disminución acelerada que se venía presentando desde comienzos del milenio. La gráfica 15 presenta la evolución de la producción de petróleo. Se puede observar que la tendencia es de disminución sostenida desde 1999, cuando se alcanzó el nivel máximo de producción en el País. El sistema de transporte de petróleo es excedentario debido a la continua disminución de la producción.

La capacidad total de refinación nacional asciende a 312,000 BPD, de la cual el 73% se procesa en la refinería de Barrancabermeja, el 23% corresponde a Cartagena y el restante 4% se procesa en pequeñas refinerías ubicadas en el interior del País. La capacidad nacional excede en volumen a la demanda de gasolina y algunos destilados medios, salvo el caso de ACPM donde la oferta es superada por la demanda. El transporte de derivados cuenta con la capacidad suficiente para atender la demanda actual; no obstante, en el mediano plazo se requiere de su ampliación en forma particular hacia el occidente del País.

Gráfica 15
COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO



Fuente ECOPETROL



Gas Natural

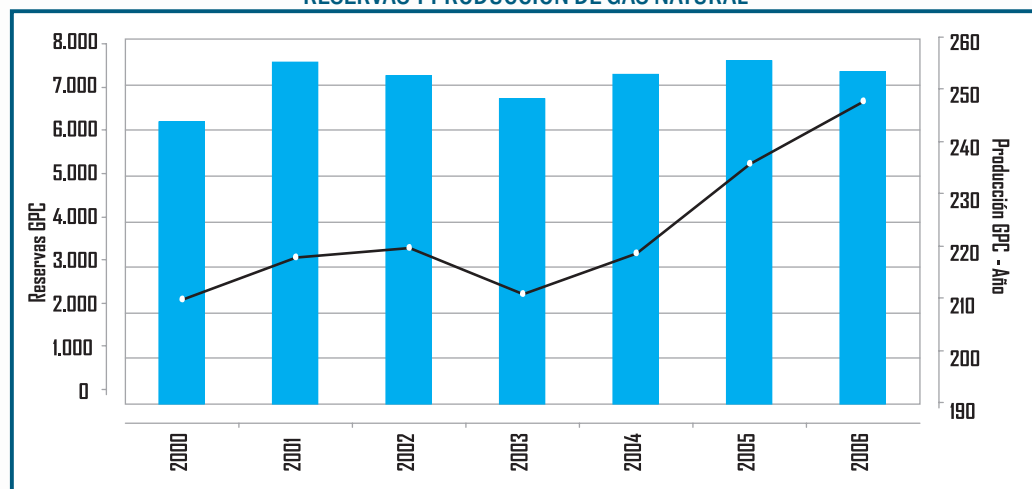
Las actividades de exploración y explotación de gas son simultáneas con las del petróleo y en consecuencia sólo la perforación de los pozos confirma qué tipo de hidrocarburo se encuentra. Sin embargo, en cierto modo, la probabilidad de hallazgo de uno u otro hidrocarburo también depende de las características de las cuencas sedimentarias y por consiguiente del esfuerzo exploratorio en cada una de ellas.

Actualmente se realizan intensos programas de exploración de hidrocarburos, tendientes a incorporar nuevas reservas de gas natural y ampliar la capacidad de producción para proporcionar una mayor confiabilidad al sistema y asegurar el abastecimiento interno y las exportaciones de gas natural. Según estudios realizados, son grandes las perspectivas de encontrar nuevas reservas de gas natural en la Costa Atlántica, región que en la actualidad es objeto de gran actividad exploratoria.

De acuerdo con la información suministrada por la ANH, las reservas remanentes de gas natural a diciembre 31 de 2005 ascendían a 6,711 GPC, de las cuales 1,710 GPC corresponden a la categoría de reservas no probadas.

Debido a la alta tasa de declinación de los yacimientos, en el 2006 la producción descendió y en forma particular en los campos de la Guajira. Para contrarrestar esta situación se perforaron tres pozos adicionales, los cuales aumentaron la oferta interna de gas natural. El suministro actual depende de dos grandes centros de producción ubicados geográficamente en regiones distintas, lo cual incide no sólo en los mercados que puede abastecer, sino en las propiedades fisicoquímicas del gas y por lo tanto en la forma de producirlo y tratarlo para que pueda ser entregado a los usuarios finales.

Gráfica 16
RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL



Fuente ECOPETROL S.A.



Capítulo II: Entorno Nacional

El suministro proveniente de los campos de Guajira y del Piedemonte Llanero representan el 90.1% del suministro nacional, y con los campos menores se aportan los requerimientos adicionales. Los campos de la Guajira representan la principal fuente de suministro de gas para consumo interno, no obstante desde 2003 el aporte del campo Cusiana empezó a cobrar importancia en el esquema de la oferta de gas natural. En caso de bajo éxito en la incorporación de reservas, la expansión de la oferta interna estará concentrada geográficamente en el interior del País.

Teniendo en cuenta el crecimiento de la demanda de gas natural, será necesario aumentar su producción para lo cual se prevé la entrada en operación del campo Gibraltar, el aumento de la producción del campo Cusiana así como la instalación del sistema de compresión en los pozos de los campos de Guajira. Adicionalmente, las importaciones de gas natural procedentes de Venezuela a partir del 2012 (según los acuerdos con Venezuela) incrementarían la oferta, con lo cual podría equilibrarse frente a la demanda.

En lo que respecta al transporte de gas natural, Colombia cuenta con 8 empresas que transportan gas natural a 410 poblaciones, conectando a 4'131,177 usuarios a nivel nacional. La creciente demanda ha requerido ampliaciones en la capacidad del sistema de transporte y como resultado de esto se aumentó la capacidad desde Cusiana con la instalación de la compresora de Miraflores en noviembre de 2006. También se proyecta el aumento de capacidad del tramo Ballena-Barrancabermeja para el año 2007.

Para ampliar la cobertura y permitir la expansión del sistema a zonas de menores recursos, se crearon las áreas de servicio exclusivo. El contrato de concesión de las áreas de servicio exclusivo de gas tiene por objeto asegurar que el concesionario, por su cuenta y riesgo, preste el servicio público domiciliario de distribución de gas natural por red en condiciones de exclusividad en el área que le ha sido asignada, incluyendo dentro de sus usuarios a un número considerable y creciente de personas de menores ingresos. Para estas concesiones se hicieron contratos de 8 años en los que se fijaron metas en la cantidad de usuarios que deberían ser conectados y anillados. Las metas para estas zonas fueron superadas en el 2004.

La demanda de los sectores no eléctricos presenta un comportamiento estable con un crecimiento sostenido; sin embargo, sectores como el industrial y el transporte han mostrado una mayor tasa de crecimiento. El crecimiento en la demanda de gas natural del sector industrial refleja el crecimiento económico del País en los últimos años, mientras que para el sector transporte la liberación de los precios de los combustibles líquidos ha incentivado a que los sistemas de transporte público se conviertan a gas natural debido a que el precio del GNV es aproximadamente el 60% del precio equivalente de la gasolina.



La demanda del sector termoeléctrico presenta grandes oscilaciones debido a que las plantas térmicas tienen su mayor utilización en los periodos de alta demanda y épocas de sequía; esto hace que las proyecciones de demanda varíen según los escenarios hidrológicos, los cuales tienen un alto grado de incertidumbre en su proyección.

Este escenario de demanda representa una dificultad para la expansión de los sistemas de transporte y producción, ya que para poder respaldar la demanda en esos periodos se requieren inversiones significativas justificadas en una demanda con alta incertidumbre. Adicionalmente, la expansión del sistema de gas natural se da vía contratos, lo cual ha evidenciado que mediante este sistema no se están dando las señales de expansión con la suficiente anticipación para que se realicen las ampliaciones en los momentos en los que se requiera.

En términos generales puede decirse que en el subsector de gas natural se han realizado importantes avances en los temas de desarrollo de infraestructura y cobertura del servicio. No obstante, aún quedan por resolver algunos temas de importancia para proseguir en la senda de consolidación de los mercados de gas.

Carbón

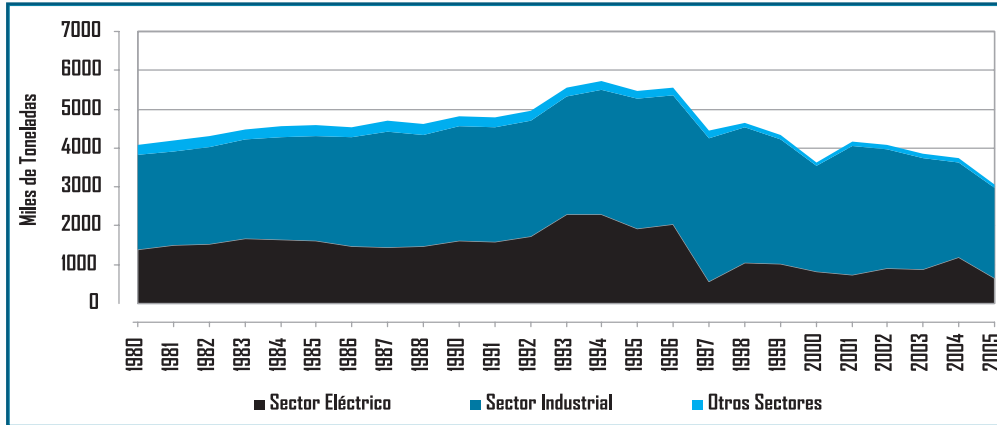
Colombia registró reservas probadas de carbón cercanas a 6,600 millones de toneladas al finalizar el año 2005, mientras que la producción en ese mismo año ascendió a 59 millones de toneladas, lo que da una relación Reservas/Producción superior a 100 años. Por lo anterior, el carbón representa para el País un bien altamente estratégico.

Desde el punto de vista del sector minero, como del energético y el de su explotación y desarrollo, deben hacer parte de los procesos de planeación energética integral del País, de tal manera que se le dé a este sector la consideración adecuada no sólo como recurso minero sino también como energético. En tanto la caracterización de la minería del carbón en Colombia se presenta bajo modalidades diversas y en diferentes sitios geográficos, la planificación indicativa para el sector deberá considerar las particularidades de cada caso.

La gráfica 17 muestra la composición de la demanda de carbón: la industria consume el 69% mientras que el sector eléctrico participa con el 22% aproximadamente. Como se ha señalado de tiempo atrás, la industria del carbón ha estado enmarcada dentro de dos grandes grupos que diferencian la actividad en su cadena productiva: la pequeña y mediana minería, en el interior del País y la gran minería en la Costa Atlántica con Cerrejón y la Jagua.



Gráfica 17
COMPOSICIÓN DEL CONSUMO FINAL DE CARBÓN - TOTAL PAÍS



El desempeño del subsector de carbón en el interior del País está caracterizado por factores tanto institucionales como de estructura del mercado, que han limitado el desarrollo de la pequeña minería; los análisis y propuestas de esta problemática están tratados en el capítulo quinto de objetivos y estrategias.

Energía Eléctrica

Al analizar la evolución del sector eléctrico nacional, se puede concluir que su derrotero general coincide con lo presentado en los países de América Latina y del Caribe que desde finales de la década de los 80's, consideraron que su estructura basada en empresas estatales integradas verticalmente era inadecuado, por lo que el Estado ha modificando su rol de actor principal encargado de la administración de los recursos, inversionista y propietario casi absoluto del sector eléctrico, hacia una clara separación de roles entre los inversionistas y el Estado, en la que este último tiene la responsabilidad de fijar las políticas energéticas, regular, ejercer el control y vigilancia y realizar la planeación del subsector. Dicha planeación es normativa para el caso de la expansión de la transmisión e indicativa para la expansión de la generación.

La Constitución Política Nacional y las Leyes 142 y 143 de 1994, fundamentan las reformas del sector eléctrico y su marco institucional, en el que se adoptan las siguientes medidas:

- » Promoción de la participación privada y reducir la participación del Estado empresarial
- » Fortalecimiento del papel del Estado en la dirección general de la economía,



a través de la formulación de políticas energéticas en cabeza del Ministerio de Minas y Energía, mediante la planeación indicativa a cargo de la UPME; mediante la regulación bajo responsabilidad de la CREG y mediante el control ejercido por la SSPD

- » Promoción de la libre competencia en las actividades del sector
- » Cumplimiento del principio de solidaridad y redistribución del ingreso y asegurar la disponibilidad de recursos para cubrir subsidios establecidos por la normatividad
- » Se define la necesidad de regular aquellas situaciones en las que por razones de monopolio natural, el esquema no garantice la prestación eficiente del servicio
- » Se definió el Mercado de Energía Mayorista
- » Definición del criterio de tarifas que reflejaran realmente el costo de la prestación del servicio; se propende por una desregulación gradual de precios
- » Se determinó la necesidad de ampliar la cobertura del servicio de electricidad en el País y desarrollar esquemas empresariales para la prestación del servicio en las ZNI
- » Determinación de la necesidad de asegurar la disponibilidad de los recursos necesarios para cubrir los subsidios otorgados

Actualmente el sector presenta las siguientes características:

- » Se ha logrado una participación importante del sector privado, particularmente en la actividad de generación y en menor grado en la distribución. En transmisión la participación privada es reducida
- » Existe independencia, integridad, credibilidad y buen desempeño de las instituciones encargadas de la planeación, regulación y control y vigilancia
- » Separación de las actividades competitivas y monopolísticas y desintegración vertical de actividades. Este mandato se aplica obligatoriamente para agentes nuevos. En los casos de agentes existentes, este criterio es opcional aunque se les exige separación de cuentas para cada actividad
- » Aunque las inversiones particularmente en generación han sido muy importantes, el número de actores en el mercado es reducido
- » Existe un diferencial de precios cada vez mayor entre usuarios No regulados y los Regulados



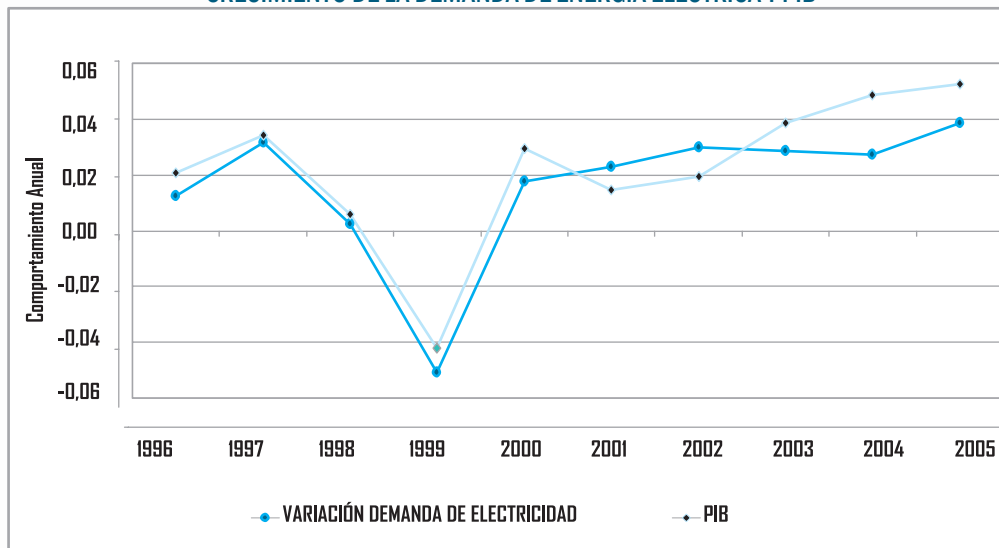
Capítulo II: Entorno Nacional

- » Libre acceso a las redes de transmisión y distribución
- » Mantenimiento del balance entre recuperar los costos del servicio y la búsqueda de alivio para la población más pobre y más necesitada
- » Ampliación de la cobertura

Tradicionalmente el crecimiento de la demanda de energía eléctrica se ha relacionado con el comportamiento del PIB y se toma como un signo del desempeño de la capacidad productiva del aparato económico nacional.

En la evolución de la demanda nacional de energía eléctrica del período 1996 - 2005, se observa que en los últimos años la interrelación no es tan ajustada como antes del 2000, entre otras razones por efecto de la penetración de gas natural.

Gráfica 18
CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y PIB



A continuación se presentan algunos indicadores del sector eléctrico para el periodo 2000 a 2005:



Tabla 2
INDICADORES DE LA EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

Indicador	Detalle	Evolución					
		2000	2001	2002	2003	2004	2005
Capacidad efectiva (MW) [1]	Hidráulica	8.276	8.682	9.036	8.852	8.915	8.532
	Térmica G y C	4.238	4.420	4.369	4.375	4.416	4.353
	Otros	67	67	64	70	68	463
	TOTAL	12.581	13.169	13.469	13.297	13.399	13.348
Demanda [1]	Energía (GWh)	42.240	43.206	44.499	45.768	47.019	48.829
	Crecimiento energía (%)	1,8%	2,3%	3,0%	2,9%	2,7%	3,8%
	Potencia (MW)	7.712	7.787	8.078	8.257	8.332	8.638
Intercambios energéticos (GWh-año)	Exportaciones netas	13	196	614	1.166	1.683	1.758
	Importaciones netas	77	40	8	69	48	37
Cobertura (%) [3]	(%)	87,4	88,5	88,4	89,4	89,9	91,9
Tamaño Sistema de Transmisión Nacional - STN (longitud/capacidad) [2]	500 kV (km)	1.449	1.449	1.449	1.449	1.449	1.449
	230 KV (km)	10.099	10.823	10.999	10.999	10.999	10.999
	Transformación (MVA)	3.510	3.960	3.960	3.960	4.560	4.560
Precios promedio en bolsa (\$/kWh)	Bolsa	45,0	53,0	48,8	66,9	64,5	76,5
	Contratos	44,5	53,3	63,4	72,6	72,9	71,0
Tarifa Media (\$/kWh) [4]		117,9	135,5	157,0	157,8	175,9	179,0

[1] Fuente: Boletín Estadístico de Minas y Energía 1999-2005. UPME

[2] Fuente: Informe de Operación y Administración del Mercado 2005. XM / Plan de Expansión de Referencia, Generación y Transmisión del año respectivo. UPME

[3] Fuente: UPME. Con base en proyecciones de población con censo de 1993

[4] Fuente: CREG

Sobre las cifras anteriores los comentarios generales son los siguientes:

Capacidad instalada de Generación: La capacidad instalada de generación, tanto en plantas hidráulicas como en térmicas, no ha presentado mayores cambios a partir del 2002. A futuro la mayor variación se dará con el proyecto Porce III de 660 MW, programada para septiembre de 2010.

Demanda de energía: El crecimiento promedio de la demanda de energía ha estado alrededor del 2.9 % anual y el de la demanda de potencia alrededor del 2.3 % anual. No hay duda que estos valores se han incrementado en los años recientes coincidiendo con la reactivación de la economía nacional. Es de destacar que en el 2006 el crecimiento de la demanda de energía eléctrica fue de 4.07 %

Cobertura del servicio en el sistema interconectado: La cobertura ha aumentado en cerca de 4.5 puntos porcentuales a partir del año 2001. Debe anotarse que estas cifras varían con los resultados del último censo: según cifras preliminares del DANE, para el 2005, indican que la cobertura fue de 93.6% (citada en las metas del Plan Nacional de Desarrollo).



Capítulo II: Entorno Nacional

Sistema de Transmisión Nacional: Está constituido por 10,999 km. de líneas de transmisión que operan a niveles de voltaje de 220 y 230 kV y por 1,449 km de líneas a 500 kV. ISA es propietario del 72% de las redes, Transelca del 12.4%, EEPPM del 6.5%, EEB del 5.6% y EPSA del 2.2%.

La capacidad de transformación a nivel de 500 kV es de 4,560 MVA y a niveles de tensión de 220 y 230 kV es de 12,737 MVA.

El gran cambio en el tamaño del STN se dará con la entrada en operación del nuevo circuito a 500 kV que interconecta la Costa Atlántica con el interior del País, Bolivar - Copey - Ocaña - Primavera – Bacatá, y a nivel de 230 kV con el proyecto del segundo circuito de interconexión con Ecuador.

Agentes del mercado: Se pueden agrupar por actividad como: comercializadores independientes 28; distribuidores–comercializadores 17; generadores y generadores-comercializadores 25; y los integrados con generación y distribución-comercialización 15, de los cuales 3 tienen también transmisión: EEPPM, ESSA y EPSA.

Las plantas despachadas centralmente representan el 96.53% (12,885 MW) y las no despachadas centralmente el 3.47% (463.44 MW). Del total de capacidad efectiva al final del 2005, las plantas hidráulicas constituyen el 63.92%; las térmicas a gas el 27.41% y a carbón el 5.2%. Las plantas menores hidráulicas el 3.08% y las menores a gas el 0.17%. Los cogeneradores representan el 0.15% y la planta eólica el 0.07%.

Los intercambios netos de energía de Colombia con Ecuador y Venezuela representaron en el 2005 exportaciones de 1,757.8 GWh con un incremento anual de 4.5%, mientras que las importaciones disminuyeron 23.7% al pasar de 48.43 GWh en el 2004 a 36.95 GWh en el 2005.

Capítulo III

Prospectiva



CAPÍTULO III: PROSPECTIVA

1. PERSPECTIVA DEL COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA EN COLOMBIA 2006-2025

Las estimaciones de la demanda de energía en el mediano y largo plazo se han realizado teniendo en cuenta los pronósticos de crecimiento económico, de la población, así como la política de precios y el uso de nuevas tecnologías. Los resultados de este análisis constituyen el escenario base de la prospectiva, sobre el que se ha realizado un análisis de sensibilidad a ligeras variaciones de la economía y algunas medidas de política energética.

A continuación se presentan los resultados más destacados del ejercicio que cubre el periodo 2006-2025. Las proyecciones de demanda se estiman empleando dos tipos de modelos: econométricos y analíticos. Estos últimos miran las condiciones del mercado y “deciden” cómo satisfacer la demanda bajo restricciones o preferencias (condiciones de frontera), teniendo en cuenta variables tecnológicas de los equipos de uso final que transforman los energéticos disponibles en energía útil.

Los principales supuestos que determinaron el escenario base de proyección de energía en Colombia son los siguientes:



Producto Interno Bruto: Esta variable tomó en cuenta los escenarios de proyección de supuestos macroeconómicos disponibles a octubre de 2006, realizada por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el DNP.

El escenario base prevé un crecimiento del 4% en el horizonte de pronóstico, salvo el 2006 que contempla un 4.8% y el 2007 un 4.5%.

Población: Se emplearon las expectativas de crecimiento de la población elaboradas por el DANE⁶ para el periodo 2003 - 2015 y para el periodo faltante se asumió que se comportaba de acuerdo con el promedio del periodo. Al cierre de supuestos de este ejercicio no se disponía de los resultados del censo de población realizado en 2005, en consecuencia se utilizó la proyección de la población con el anterior censo.

Precios: Para la proyección de los precios de los diferentes energéticos se empleó la regulación definida para cada uno de ellos. En específico, para estimar los precios de la gasolina y el ACPM se tomó como base el precio del petróleo empleando el escenario medio de precios del DOE-EIA Energy Outlook 2006, ajustado con precios de NYMEX a febrero de 2006.

Las demás variables componentes del precio, transporte por poliductos, el impuesto global y la tarifa de marcación, se proyectan con la TRM y con el IPC, y lo relativo al alcohol carburante con la devaluación y el IPP, indicadores cuya proyección se toma del DNP.

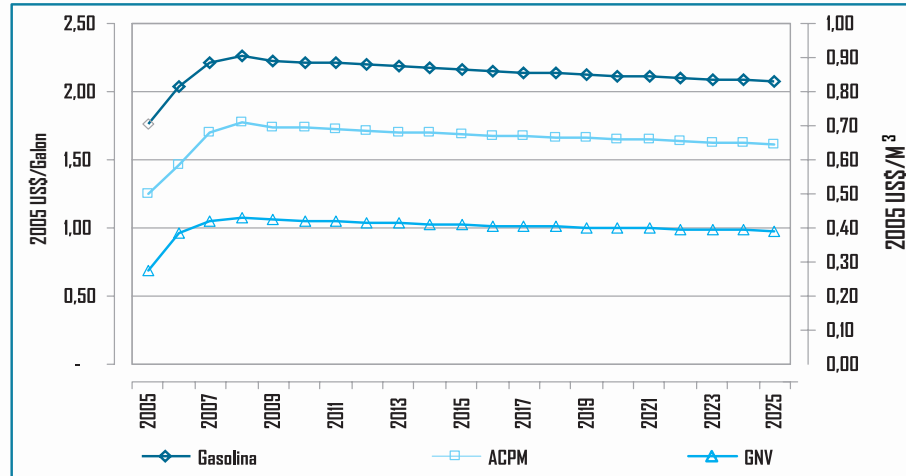
En el caso del gas natural para uso en el sector transporte o GNV se estimó a partir del precio de la gasolina y se supuso que correspondería al 60% del precio de esta, en términos energéticos. Esta información se presenta en la gráfica 1.

Para la estimación del precio en boca de pozo del gas natural del campo Guajira, Opón y Payoa, se utilizaron los procedimientos establecidos en la resolución CREG 119/2005, mientras que el precio del Gas de Cusiana se estimó en 1.50 U\$/MBTU constantes de 2005 para el horizonte de proyección.

6. Estudio de proyecciones anuales de población por sexo y edad 1985 – 2015, DANE, Estudios Censales 4

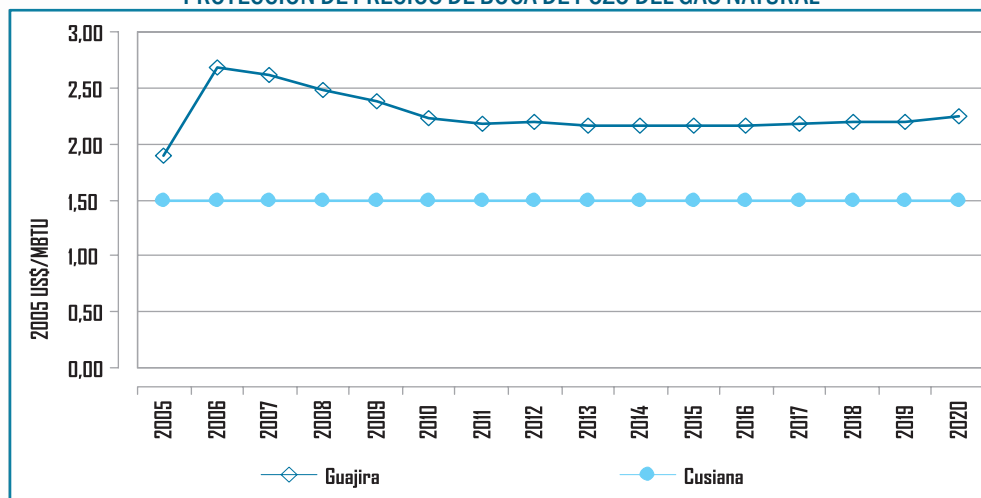


Gráfica 1
PROYECCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES ESCENARIO MEDIO EIA



El costo de transporte para cada tramo de gasoducto es proyectado aplicando las resoluciones vigentes y el costo total corresponde a la sumatoria de los distintos tramos. Así, el costo final del gas para la generación de la electricidad equivale a la suma del precio en boca de pozo en un campo y el de transporte del campo productor a la planta de generación. Para este análisis se consideran los contratos de suministro y transporte vigentes.

Gráfica 2
PROYECCIÓN DE PRECIOS DE BOCA DE POZO DEL GAS NATURAL

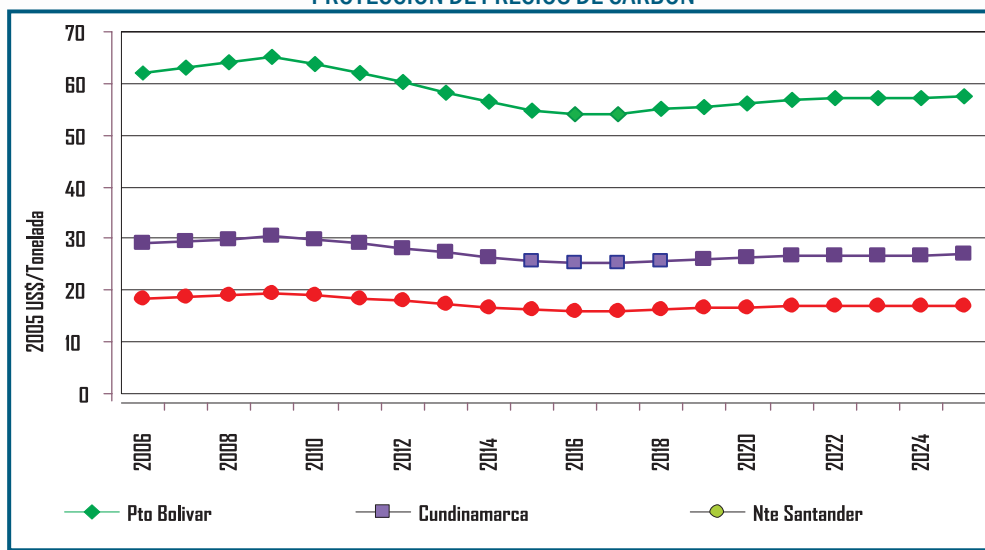




La estimación de los precios de carbón está basada en un análisis del comportamiento de los precios internos reportados y de exportación, de los costos de transporte y manejo en puerto para el caso de comercio exterior⁷, desde las zonas de producción a las zonas de embarque, y proyecciones de precios de exportación de carbón de USA de la DOE-EIA.

Para determinar el comportamiento de los precios, se considera además la proyección de transporte interno a los centros de consumo. En la gráfica 3 se muestran los precios estimados para las térmicas de Norte de Santander y Cundinamarca y el estimado para el carbón en Puerto Bolívar.

Gráfica 3
PROYECCIÓN DE PRECIOS DE CARBÓN



2. CASO BASE

Resultados del ejercicio de proyección por sector

A partir de los supuestos base citados, se obtiene la proyección de demanda para las diferentes fuentes energéticas y sectores de consumo, sin que estos

7. Plan de infraestructura de transporte para el desarrollo minero en Colombia, UPME, 2004



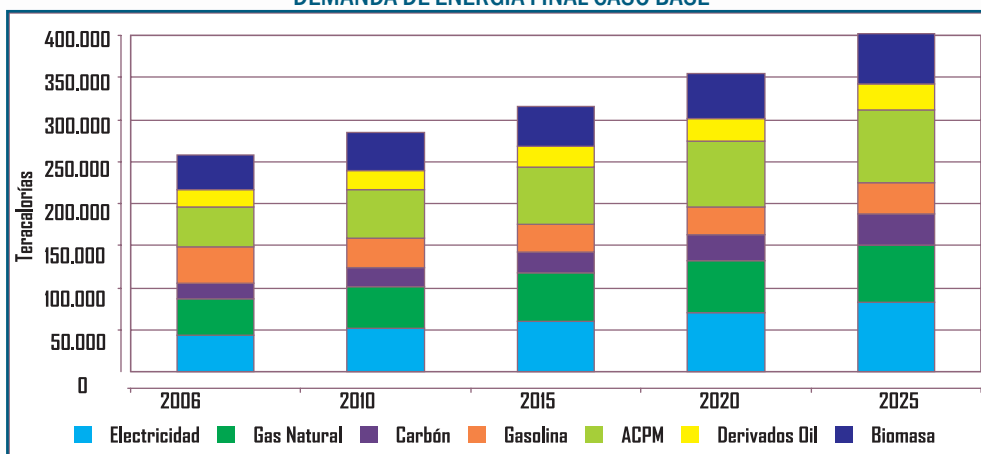
incluyan los resultados esperados de los procesos de URE. Los análisis muestran que la demanda de energía final crecerá a una tasa del 2.3% promedio anual en el periodo 2006-2025, que equivale a un aumento de aproximadamente 143,000 Teracalorías, destacándose el crecimiento del ACPM y del carbón, este último como consecuencia de los precios del gas y la electricidad.

La principal fuente sustituida es la gasolina, la cual se reemplaza por GNV particularmente en el transporte urbano y por ACPM en el urbano e interurbano. La gasolina disminuye su participación relativa pasando del 16.8% en 2006 al 9% en 2025.

El ACPM, con una tasa de crecimiento interanual de 3.7% en el horizonte de análisis, aumenta su participación en la canasta pasando del 18.9% al inicio del periodo y concluyendo en 2025 con un participación del 21.8% en el total.

Por su aumento en el consumo industrial, el carbón crecerá al 3.7% promedio año, incrementando su participación en 2.1 puntos porcentuales en el consumo final del País entre 2006 y 2025. La gráfica 4 presenta la composición de la canasta de energía final a lo largo del intervalo de estudio.

Gráfica 4
DEMANDA DE ENERGÍA FINAL CASO BASE



Los resultados del escenario base en forma sectorial se relacionan en la gráfica 5. La distribución de la demanda muestra un rápido crecimiento de los sectores comercial, transporte e industrial y un lento crecimiento del sector residencial. La evolución de la participación en el consumo total, se muestra en la tabla 1.



Gráfica 5
DISTRIBUCIÓN SECTORIAL DEL CONSUMO

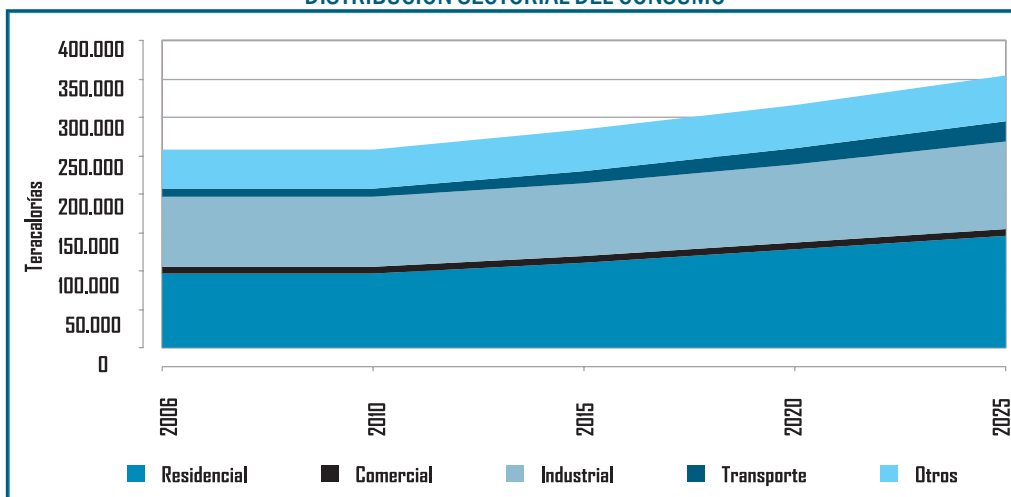


Tabla 1
PARTICIPACIÓN SECTORIAL DEL CONSUMO

SECTORES	2006	2010	2015	2020	2025
Residencial	19%	17%	16%	15%	14%
Comercial	4%	5%	6%	7%	8%
Industrial	39%	41%	42%	43%	43%
Transporte	35%	33%	32%	32%	32%
Otros	3%	3%	3%	3%	3%

Sector Residencial

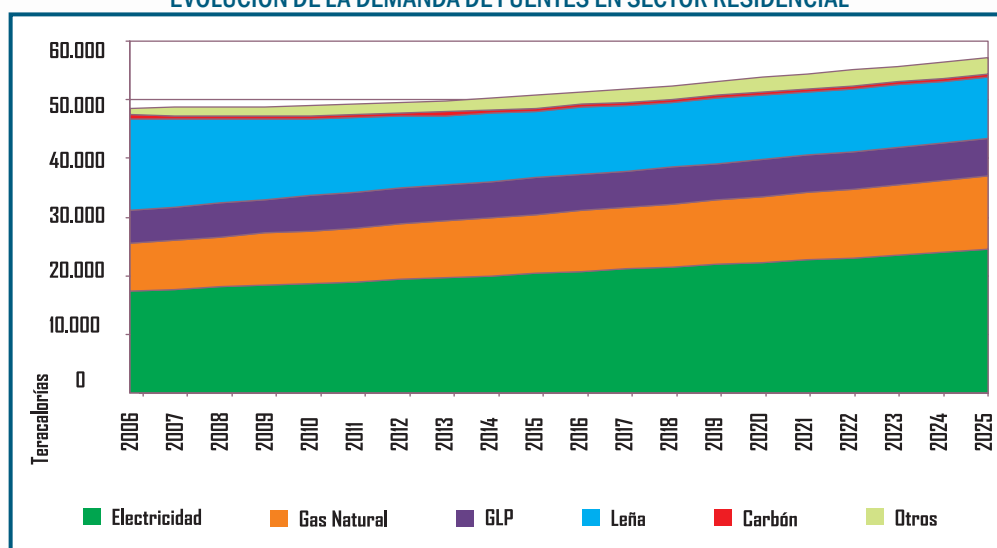
Los análisis en el sector residencial incluyeron dos tipos de modelaje: en el primero se diferencian los consumos cautivos de energía eléctrica⁸ y en el segundo se considera la sustitución entre gas natural, GLP y leña. Los resultados señalan una tasa de crecimiento promedio anual del 1.23% en el horizonte de proyección, destacándose la electricidad que aumenta su participación relativa al pasar de 36% en el 2006 a 43% en el 2025. Lo anterior equivale a aumentar 1.78% cada año.

8. La demanda eléctrica sectorial incluye las pérdidas de transmisión y distribución.



El gas natural, cuya participación relativa pasa del 17% al 22% en el horizonte de proyección, crece en promedio anual al 2.36%, mientras que mantiene su participación con respecto a los demás energéticos. La leña disminuye su participación relativa al pasar del 32% en 2006 a 18% en 2025, con una disminución promedio anual del 2.14%. Igual situación ocurre con el carbón, el cual registra un disminución interanual del 1% a lo largo del periodo de análisis; los demás energéticos tienen una participación marginal.

Gráfica 6
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE FUENTES EN SECTOR RESIDENCIAL



La tabla 2 presenta las tasas de crecimiento de los distintos energéticos que suplen las necesidades del sector residencial y la gráfica 7 presenta un comparativo de la participación de las fuentes al inicio y final del periodo de análisis.

Tabla 2
EVOLUCIÓN DE TASAS MEDIAS DE CRECIMIENTO DE LAS FUENTES

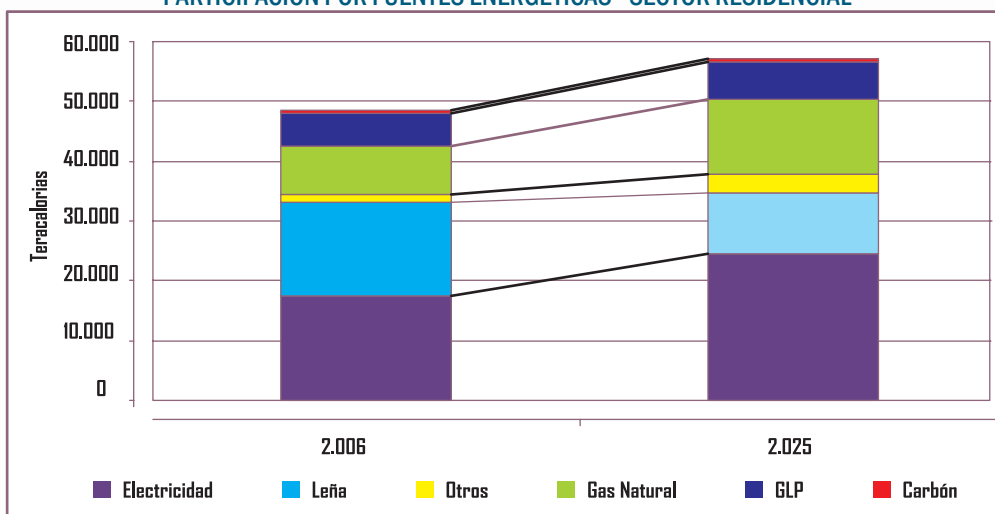
FUENTE	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025
Electricidad	1.7%	1.7%	1.9%	1.8%
Gas Natural	2.7%	2.3%	2.2%	2.3%
GLP	1.8%	0.9%	0.3%	0.1%
Leña	-4.3%	-2.7%	-1.0%	-1.0%
Carbón	-1.6%	-1.9%	-0.2%	-0.2%
Otros	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%



Estudios recientes adelantados por la UPME⁹ revelan que en los hogares la mayor parte del consumo de electricidad corresponde a la refrigeración, seguido de la iluminación.

De otra parte, usos de la energía eléctrica como la cocción y calentamiento de agua con calentador de tanque, prácticamente han desaparecido (estudio UPME 2006, Determinación del Consumo Final de Energía en los Sectores Residencial Urbano y Comercial).

Gráfica 7
PARTICIPACIÓN POR FUENTES ENERGÉTICAS - SECTOR RESIDENCIAL



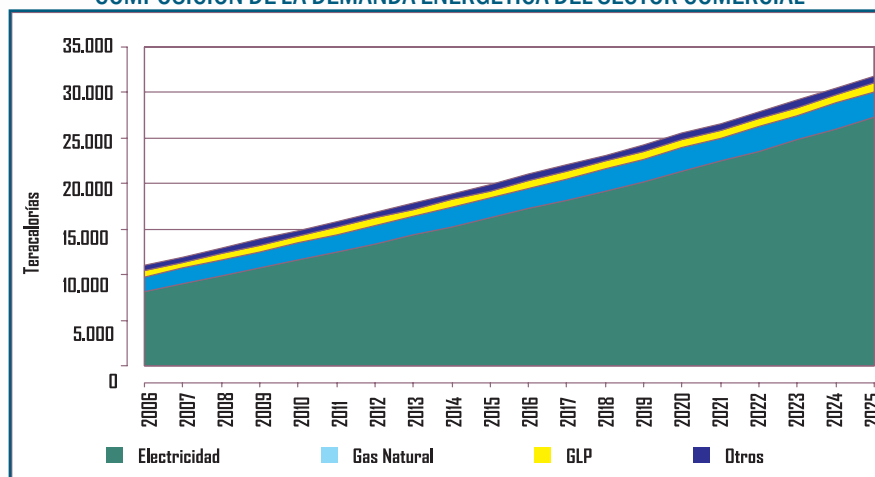
Sector Comercial

Se analizó el sector comercial en forma similar a lo realizado para el sector residencial. La gráfica 8 presenta una evolución de la demanda energética de este sector.

9. Determinación del consumo final de energía en los sectores residencial urbano y comercial, y determinación de consumos para equipos domésticos de energía eléctrica y gas, UPME 2006



Gráfica 8
COMPOSICIÓN DE LA DEMANDA ENERGÉTICA DEL SECTOR COMERCIAL



Se estima que el consumo energético del este sector crecerá en promedio año a una tasa del 5.1% entre 2005 y 2025. La energía eléctrica es la principal fuente de abastecimiento, debido a los usos particulares y cautivos de este energético, previéndose que hacia el final del horizonte de análisis el 83% de la demanda del sector corresponda a la electricidad.

La tabla 3 señala las tasas de crecimiento interanual de los distintos energéticos que se consumen en el sector comercial, donde se aprecian los elevados incrementos de la electricidad, que aumenta su participación relativa en 11.8 puntos porcentuales, mientras que el gas natural y el GLP, disminuyen en términos relativos en 5.8% y 3.2% respectivamente durante el mismo periodo.

Tabla 3
TASA DE CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL - SECTOR COMERCIAL

FUENTE	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025
Electricidad	9.3%	7.0%	5.7%	5.0%
Gas Natural	3.8%	3.0%	2.8%	2.6%
GLP	3.2%	1.8%	1.0%	0.7%
Gasolina	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%
ACPM	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%

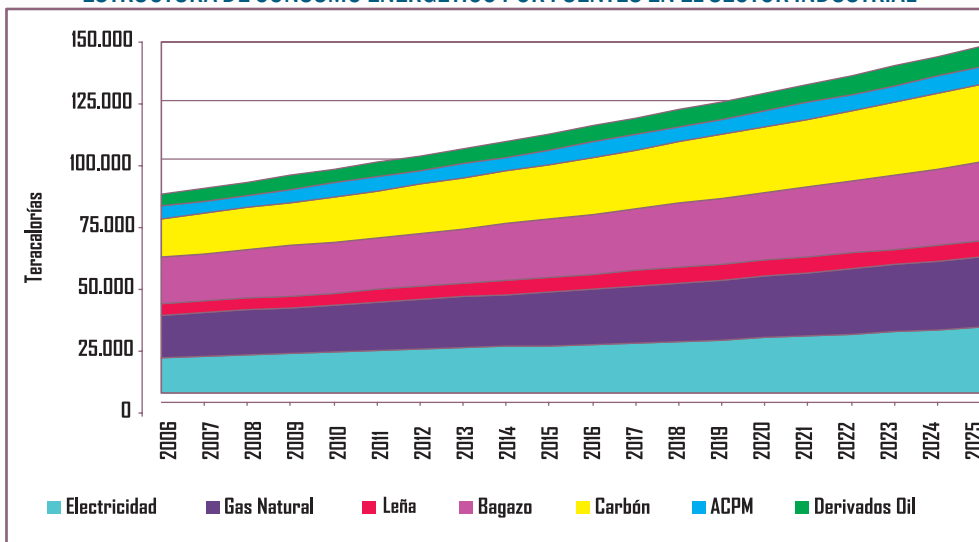


Sector Industrial

Para el sector industrial¹⁰ se modeló la demanda cautiva de energía eléctrica de acuerdo con la participación del sector en la demanda nacional. En el caso de suministro de calor se llevó a cabo un modelaje a escala regional, con miras a considerar las particularidades en la disponibilidad de energéticos y las diferencias en crecimiento a lo largo del País, incluyendo consumo de crudo de Rubiales en la industria. Esta metodología asegura una mayor precisión respecto al proceso de sustituciones posible y por consiguiente resulta adecuada para tratar el alcance de la penetración de cada fuente.

Los resultados del análisis muestran que el sector industrial crecerá a una tasa media anual de 2.9% durante el horizonte de análisis; los principales energéticos son el bagazo, el gas natural, la electricidad y el carbón.

Gráfica 9
ESTRUCTURA DE CONSUMO ENERGÉTICO POR FUENTES EN EL SECTOR INDUSTRIAL

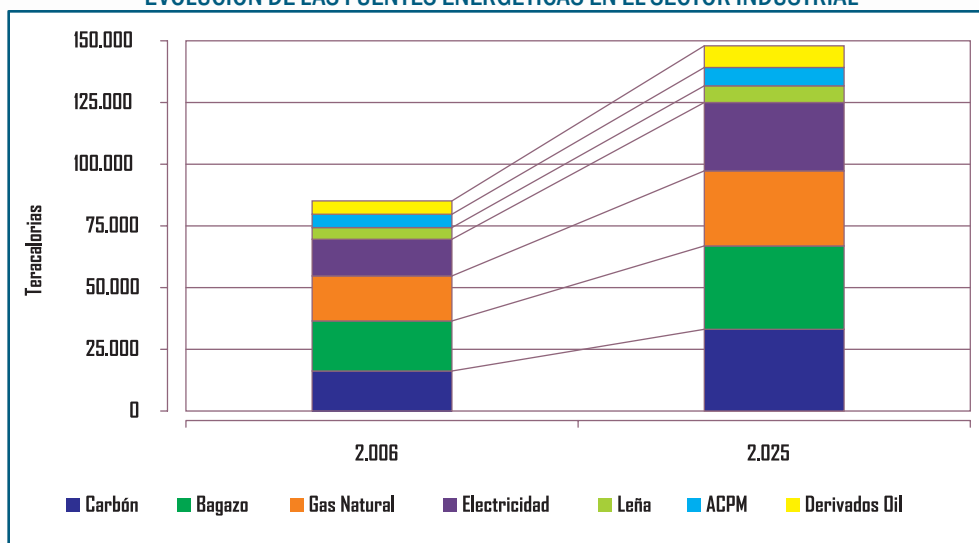


En términos relativos, el carbón es el energético de mayor crecimiento seguido de la electricidad. En términos absolutos, todos los energéticos presentan crecimientos positivos aunque es escaso el aporte a la canasta energética del crudo y de los derivados del petróleo como fuel oil. La gráfica 10 permite comparar la estructura del consumo energético industrial en el primer y último año del horizonte de la proyección.

10. En este análisis no se incluye el consumo energético de refinería y petroquímica.



Gráfica 10
EVOLUCIÓN DE LAS FUENTES ENERGÉTICAS EN EL SECTOR INDUSTRIAL



En la tabla 4 se presentan las tasas de crecimiento de cada uno de los energéticos que soportan los requerimientos del sector industrial. Es de anotar que la electricidad y el carbón mantienen los mayores crecimientos al inicio del periodo de estudio, trayectoria que se mantiene igualmente al final del horizonte de proyección. Por su parte, el gas natural y el bagazo conservan una senda de crecimiento estable, en tanto que la leña inicia un descenso sostenido y se estima que hacia el final del periodo desaparezca de la estructura de consumo en la industria.

Tabla 4
TASA DE CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL - SECTOR INDUSTRIAL

FUENTE	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025
Electricidad	3.5%	3.0%	3.1%	3.5%
Gas Natural	2.6%	2.7%	2.7%	2.8%
Leña	3.2%	3.3%	2.0%	0.0%
Bagazo	2.0%	2.6%	3.2%	2.8%
Carbón	4.3%	3.9%	3.6%	3.6%
ACPM	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%
Derivados Oil	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%



Capítulo III: Prospectiva

En lo que respecta al consumo de refinerías, no se incluye en el anterior análisis. De acuerdo con los estimativos suministrados por ECOPETROL, la demanda de gas natural para dichas refinerías, tendrá un incremento, producto de las expansiones y actualización que se tienen planeadas. Se espera que para el 2006-2010, la demanda para este energético crezca cerca de un 11% y en el período 2011-2015 un 3% manteniéndose la demanda en el resto del periodo en 197 MPCD.

El consumo de gas natural para petroquímica prevé valores cercanos a los 14 MPCD en todo el horizonte de proyección.

Sector Transporte

El sector del transporte fue analizado teniendo en cuenta los segmentos de pasajeros y carga, para áreas urbanas e interurbanas. En el caso específico de pasajeros fue posible tomar en consideración las alternativas para que una persona pueda transportarse, ya sea por medios particulares (automóviles privados, taxis, motos) o por medios colectivos (transporte colectivo convencional y masivo), los cuales a su vez disponen de diferentes tecnologías y pueden consumir distintos combustibles.

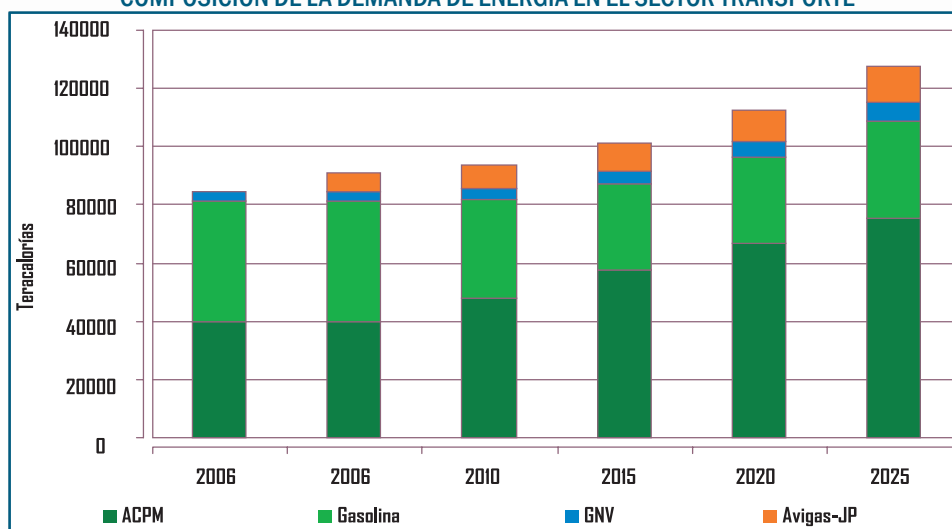
Este modelaje permitió considerar nuevas tecnologías que pueden proporcionar la misma movilidad a pasajeros y carga con una mayor eficiencia, al comparar los antiguos vehículos a carburador con los vehículos a inyección, y estos a su vez, con las nuevas tecnologías como los vehículos híbridos (gasolina-electricidad).

Los resultados presentados en la gráfica 11 muestran el efecto de las políticas de movilidad con alternativas de transporte masivo las cuales incluyeron, de acuerdo con la información disponible sobre su entrada en operación, las siguientes fases de Bogotá y los nuevos sistemas en Pereira, Medellín, Cali, Bucaramanga, Barranquilla y Cartagena. Se adicionaron además dos sistemas para el 2011 y 2017 en capitales que alcancen el tamaño para la instalación de este tipo de modelos¹¹. Es de anotar que en el caso base, todos los sistemas son soportados por la tecnología diesel, debido a los costos iniciales de inversión en vehículos, poco interés por parte de empresarios para utilizar tecnologías nuevas, bajo precio del ACPM nacional y oferta nacional de equipamiento basada únicamente en ACPM.

11. La información disponible indica como probables candidatos el eje Cafetero y Norte de Santander.



Gráfica 11
COMPOSICIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN EL SECTOR TRANSPORTE



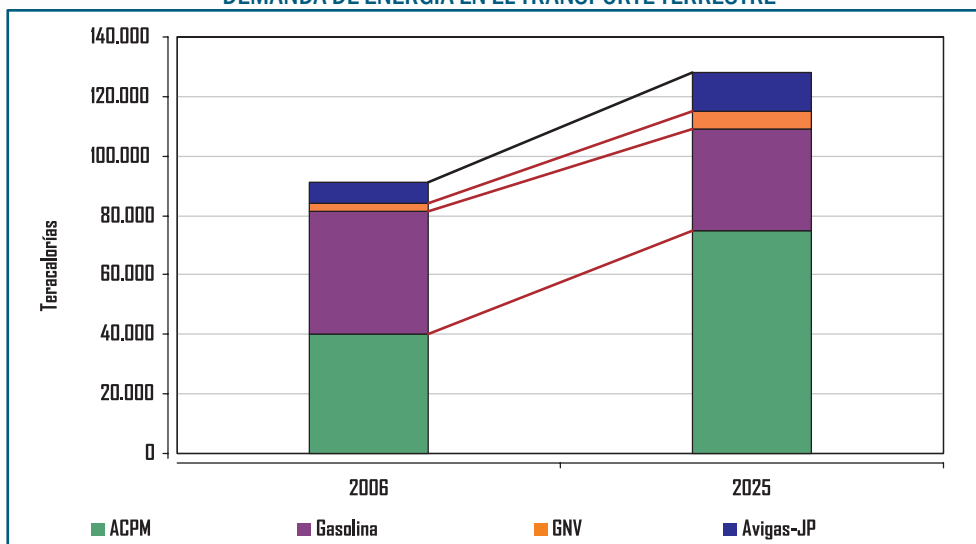
En este escenario se estima que la demanda de energía crecerá durante el horizonte de estudio a una tasa promedio año de 1.8%, con grandes cambios en el patrón de consumo. Se prevé una disminución significativa en la demanda de gasolina por uso de tecnologías más eficientes y con energéticos alternativos como el gas natural, así como un cambio en la modalidad de transporte de pasajeros, originado en mayor uso de transporte colectivo frente al particular por la difusión del sistema Transmilenio, cuya eficiencia en términos de consumo específico por pasajero transportado es superior respecto a los anteriores sistemas de transporte. Bajo tal consideración, la participación de la gasolina en la canasta energética del sector registra una disminución sostenida durante casi todo el periodo de proyección.

El otro cambio se debe al mayor peso en la estructura de consumo de ACPM, el cual pasa de aportar 43.7% del consumo en el 2006 a 58.7% en 2025, con un incremento promedio anual del 3.3%. Esto se debe especialmente al esquema de precios establecido, donde se privilegia su uso.

El GNV que inicia el horizonte de análisis con una participación del 3.2% de la energía consumida por el sector transporte, aumenta al 4.9% al finalizar el 2025, con una tasa de crecimiento promedio año de 4%. La gráfica 12 permite comparar en el caso del transporte la participación de cada una de las fuentes al inicio y final del intervalo de proyección. Es importante aclarar que el tratamiento del parque vehicular por tipo, asegura una mejor estimación de las posibilidades reales de participación de cada combustible, bajo las condiciones de desempeño tecnológico conocidas actualmente.



Gráfica 12
DEMANDA DE ENERGÍA EN EL TRANSPORTE TERRESTRE



Así mismo en la tabla 5 se pueden observar las tasas medias de crecimiento en los distintos periodos del horizonte de la proyección.

Tabla 5
TASA DE CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL - SECTOR TRANSPORTE

FUENTE	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025
Gasolina	-5.1%	-2.6%	0.2%	2.6%
ACPM	4.8%	3.7%	2.9%	2.4%
GNV	7.5%	3.3%	2.7%	3.3%
Avigas-JP	3.4%	3.3%	3.2%	3.1%

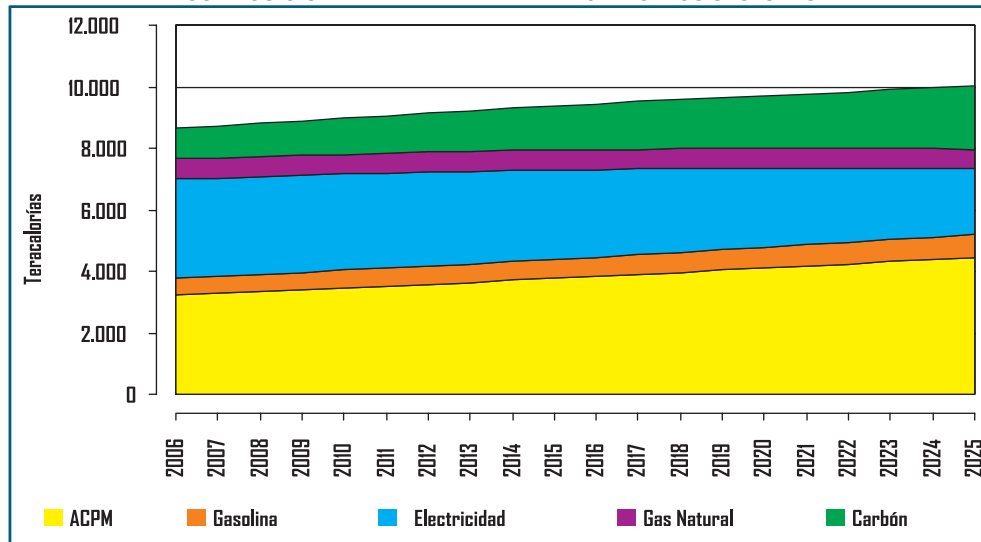
Otros Sectores

Los demás sectores de consumo como son el oficial, construcción, alumbrado público y demás, presentan conjuntamente un moderado incremento en el periodo de proyección correspondiente a 1% promedio anual. La gráfica 13 presenta la evolución de las distintas fuentes de consumo en el periodo 2006-2025. Se destaca la disminución del consumo de energía eléctrica producto de la reubicación de consumidores provisionales o temporales en los distintos sectores definidos, cuya tasa promedio decrece en un 2.1% por año. Los análisis



señalan además un incremento del consumo de energéticos fósiles como ACPM y carbón, con tasas interanuales próximas al 1.8% y 3.8% respectivamente. En cuanto a gasolina y gas natural, se observa un sostenimiento de su participación en el horizonte de proyección.

Gráfica 13
COMPOSICIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA - OTROS SECTORES



La tabla 6 presenta las tasas de crecimiento de cada una de las fuentes energéticas en la categoría de “otros”.

Tabla 6
TASA DE CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL OTROS SECTORES

FUENTE	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025
Electricidad	-0.9%	-1.4%	-2.4%	-3.7%
Gasolina	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%
ACPM	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%
Carbón	4.3%	3.9%	3.6%	3.6%

A continuación se presentan los resultados de las demandas de energía final proyectada en el caso base, en forma detallada, por fuente energética.



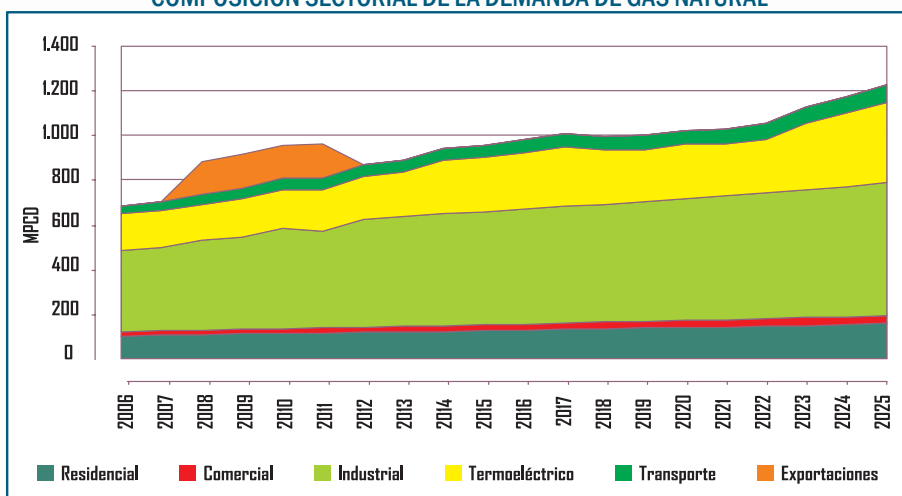
Gas Natural

En el escenario base, los requerimientos de gas natural en los próximos años muestran una tasa de crecimiento promedio anual del orden de 3.1%, con lo cual la demanda interna superará los 1,200 MPCD hacia el 2025, incluyendo las exportaciones a Venezuela durante 4 años a partir del 2008. Los sectores de transporte y de generación eléctrica implican un crecimiento promedio anual del 3.8% y 4.1% respectivamente, en tanto que los sectores industrial y residencial representan tasas de incremento interanual cercanas al 2.3%.

En términos absolutos el sector industrial demandará la mayor cantidad de gas natural, seguido de la generación de electricidad y el sector residencial. Cabe anotar que en los análisis realizados el sector industrial comprende también el consumo de las refinerías, la petroquímica y la demanda en compresores del sistema nacional de transporte de gas natural.

La gráfica 14 presenta una evolución de demanda de gas natural en forma sectorial y en la tabla 7 se aprecia la participación sectorial en los distintos años del horizonte de evaluación.

Gráfica 14
COMPOSICIÓN SECTORIAL DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL



En términos relativos, el sector térmico gana cerca de 6 puntos porcentuales en el periodo de análisis, al pasar de consumir un 23.7% del total de gas natural en 2006 al 29.6% en el 2025, lo que en términos absolutos significa un incremento de 200 MPCD. En el sector industrial se presenta reducción de la participación relativa al pasar de consumir el 53.4% en 2006 al 48.5% en 2025, aunque en términos absolutos se requieran 230 MPCD más que al inicio del periodo de estudio.



Tabla 7
PARTICIPACIÓN SECTORIAL EN GAS NATURAL

SECTOR	2006	2010	2015	2020	2025
Residencial	14.6%	13.8%	13.0%	13.6%	12.7%
Comercial	2.9%	2.9%	2.8%	3.0%	2.9%
Industrial ¹²	53.4%	55.7%	52.8%	53.4%	48.5%
Térmico	23.7%	21.6%	25.3%	23.6%	29.6%
Transporte	5.3%	6.0%	6.0%	6.4%	6.3%

En la tabla 8 se presentan las tasas promedio de crecimiento del consumo final de gas natural. En el sector transporte se estimó una mayor entrada del GNV en los automóviles, con alta proporción de taxis, seguido de los automotores de carga. Los buses no incrementan su participación dado que en este escenario no se consideran buses dedicados a GNV, ni en transporte convencional ni en masivos por las razones ya expuestas. En el horizonte de proyección, el sector transporte incrementa su participación relativa al igual que el sector termoeléctrico.

Tabla 8
TASA DE CRECIMIENTO DE GAS NATURAL

Participación	2006-2010	2010-2015	2015-2020	2020-2025
Residencial	2.7%	2.3%	2.2%	2.3%
Comercial	3.8%	3.0%	2.8%	2.6%
Industrial ¹³	5.3%	2.5%	1.6%	1.7%
Termoeléctrico	1.9%	7.1%	0.1%	8.9%
Transporte	7.5%	3.3%	2.7%	3.3%

Por su parte, el sector residencial muestra unas tasas medias crecientes hacia el primer periodo, que luego se reducen estabilizándose en alrededor del 2% promedio año, hasta finalizar el horizonte de análisis.

12. El sector industrial en este aparte incluye refinería, petroquímica y consumo de compresores del sistema de transporte de gas natural nacional.

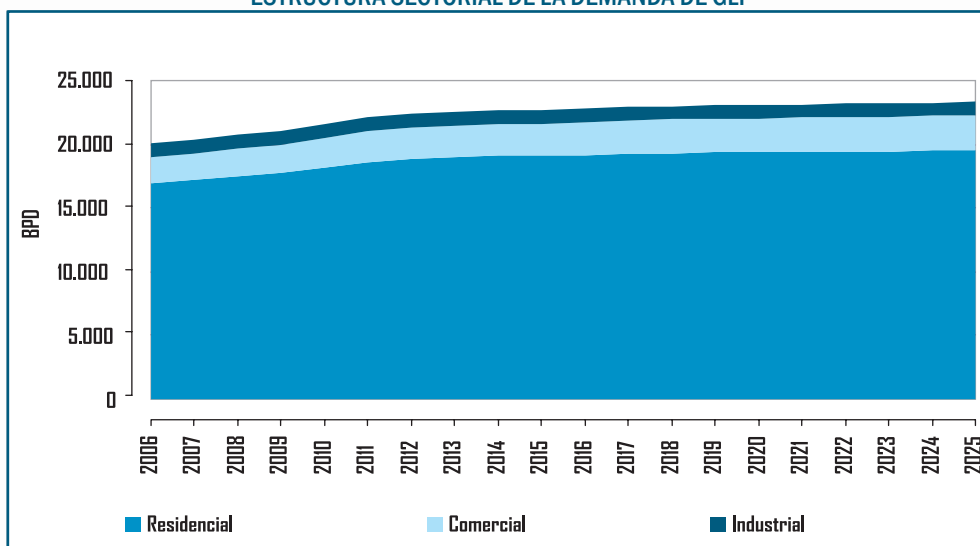
13. Incluye compresores y petroquímico



GLP

Las estimaciones realizadas muestran que la demanda de GLP se vincula estrechamente con el gas natural en el sector residencial y comercial, y con el desplazamiento de la leña como combustible, particularmente en áreas rurales. Se prevé un crecimiento leve con una tasa media anual cercana al 1% en el horizonte de proyección.

Gráfica 15
ESTRUCTURA SECTORIAL DE LA DEMANDA DE GLP



El sector residencial constituye más del 80% y en el escenario base se prevé un crecimiento interanual del 0.8%, en tanto que en el sector industrial es reducida su participación acercándose al 4.8% del consumo total de GLP. En el sector comercial su participación se mantiene con un crecimiento interanual del 1.5% en el horizonte de análisis. En la tabla 9 se presenta la estructura de participación y en la 10 la evolución de las tasas de crecimiento del consumo de GLP.

Tabla 9
ESTRUCTURA DE PARTICIPACIÓN SECTORIAL RELATIVA

Participación	2006	2010	2015	2020	2025
Residencial	84.4%	84.3%	84.1%	83.8%	83.6%
Comercial	10.2%	10.7%	11.2%	11.5%	11.8%
Industrial	5.4%	5.0%	4.7%	4.7%	4.6%



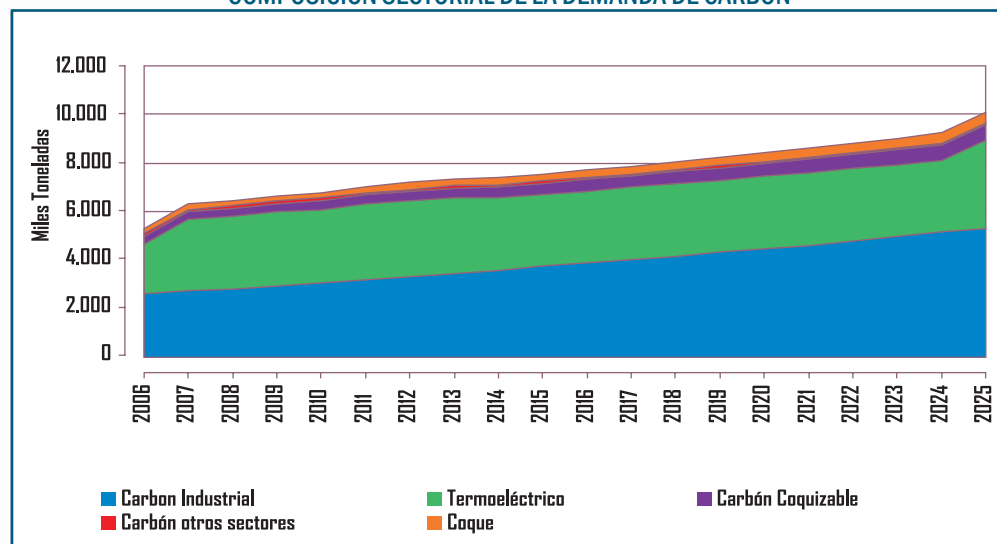
Tabla 10
TASA DE CRECIMIENTO DEL CONSUMO DE GLP

Participación	2006-2010	2010-2015	2015-2020	2020-2025
Residencial	1.8%	0.9%	0.3%	0.1%
Comercial	3.2%	1.8%	1.0%	0.7%
Industrial	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%

Carbón

Las estimaciones de consumo del carbón están asociadas con la prospectiva del gas natural en los diferentes sectores de consumo, dado que representa el sustituto más cercano. En tal sentido, se estima que la demanda de este energético en su mayoría provenga de la industria y de la generación de energía eléctrica, dependiendo de los proyectos de generación que se puedan instalar a futuro, especialmente después del 2015. La estimación de la demanda interna muestra un incremento promedio anual del 3.2% en el periodo 2006-2025, destacándose el sector industrial, cuyo crecimiento medio en el mismo periodo equivale a 3.6%, en tanto que el sector eléctrico lo hace al 2.8%.

Gráfica 16
COMPOSICIÓN SECTORIAL DE LA DEMANDA DE CARBÓN



Se espera un incremento en la participación del carbón en la estructura energética debido a la variación de los precios de los energéticos con que compete, especialmente para generación de electricidad.



Tabla 11
ESTRUCTURA SECTORIAL DEL CONSUMO DE CARBÓN

SECTORES	2006	2010	2015	2020	2025
Industria	51.2%	47.0%	51.6%	55.4%	55.1%
Coquizable	6.1%	5.6%	6.2%	6.6%	6.6%
Otros sectores	1.9%	1.4%	1.1%	1.0%	0.8%
Termoeléctrico	40.8%	46.0%	41.1%	37.0%	37.5%

Aunque la participación del carbón en la matriz energética no guarda una correlación directa con su disponibilidad, los resultados de la proyección señalan un aumento en la participación del uso final de energía. Las tasas de crecimiento indican que existe un mayor dinamismo hacia el inicio del periodo con desaceleración hacia el final del mismo.

Tabla 12
TASA DE CRECIMIENTO DEL CONSUMO DE CARBÓN

SECTORES	2006-2010	2010-2015	2015-2020	2020-2025
Industria	4.3%	3.9%	3.6%	3.6%
Coquizable	4.3%	3.9%	3.6%	3.6%
Otros sectores	-1.6%	-1.9%	-0.2%	-0.2%
Termoeléctrico	4.3%	3.9%	3.6%	3.6%

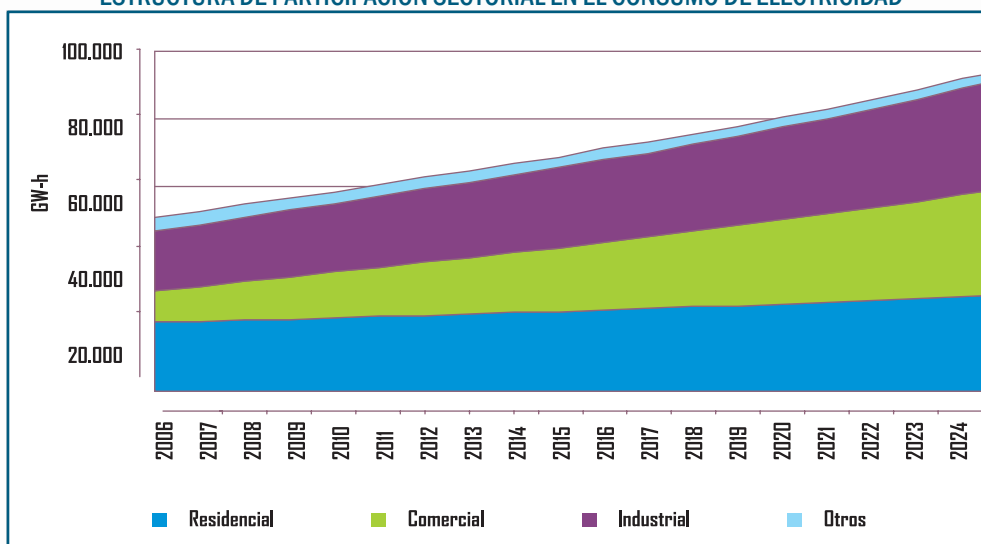
En este ejercicio no se ha supuesto la demanda de carbón para su transformación en líquidos, sin embargo, de resultar técnica y económicamente factibles la introducción de CTL, la demanda de carbón podría ser mayor dando lugar a la base para una reestructuración de la pequeña y mediana minería y posiblemente al uso del carbón no exportable.

Energía Eléctrica

Las proyecciones de la demanda de la energía eléctrica señalan que la tasa de crecimiento en el horizonte de proyección evolucionará a un ritmo inferior que el PIB, lo cual sugiere procesos de sustitución y de mayor eficiencia, acentuados desde 1997. Se estima que la tasa de crecimiento interanual alcance el 3.3% en el intervalo de análisis.



Gráfica 17
ESTRUCTURA DE PARTICIPACIÓN SECTORIAL EN EL CONSUMO DE ELECTRICIDAD



La gráfica 17 presenta la evolución de los requerimientos de demanda de electricidad en forma sectorial. Se aprecia un crecimiento importante del sector comercial ganando 15 puntos porcentuales en la participación relativa de la demanda eléctrica. El sector residencial disminuye su participación en el periodo, aún cuando su tasa de crecimiento promedio anual se aproxima al 1.7%.

El sector comercial alcanzará las mayores tasas de crecimiento que en promedio anual representan el 6.5% en el periodo 2006-2025, seguido del sector industrial cuyo crecimiento anual oscila en los 3.2%, mientras que el sector residencial disminuye su participación en el periodo de análisis.

Tabla 13
TASAS DE CRECIMIENTO DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Participación	2006-2010	2010-2015	2015-2020	2020-2025
Residencial	1.70%	1.79%	1.78%	1.89%
Comercial	8.98%	6.68%	5.42%	4.98%
Industrial	3.43%	3.00%	3.10%	3.59%
Otros	-0.92%	-1.57%	-2.66%	-3.85%

En la tabla 14 se aprecia la participación sectorial en el consumo de la electricidad y su evolución en los distintos periodos de análisis. Hacia el final del horizonte, los sectores residencial, comercial e industrial presentan participaciones similares con cerca de un tercio del consumo total.



Capítulo III: Prospectiva

Tabla 14
ESTRUCTURA SECTORIAL DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Participación	2006	2010	2015	2020	2025
Residencial	40%	37%	34%	32%	30%
Comercial	18%	23%	27%	31%	33%
Industrial	35%	34%	34%	34%	34%
Otros	7%	6%	5%	4%	3%

Gasolina

Los análisis de prospectiva 2006-2025 señalan una disminución continua del consumo de la gasolina (oxigenada al 10%) hasta aproximadamente el año 2017, debido a diferentes factores como: cambio de esquemas de movilidad, renovación del parque e introducción de tecnologías como el GNV y los vehículos híbridos. La gráfica 18 describe la evolución de la participación de consumo de gasolina, considerando los distintos segmentos de transporte automotor, donde se aprecia que el usuario predominante de gasolina es el transporte particular, que incluye los vehículos privados, taxis y motos, con un 76.5%, seguido del transporte de carga con un 14.4%.

La demanda de gasolina en el horizonte de análisis, registra un reducción promedio anual de 0.9%, siendo el segmento de carga el de mayor retracción en el periodo, debido a los procesos de sustitución por ACPM. La tabla 15 presenta las tasas de crecimiento por segmento de transporte.

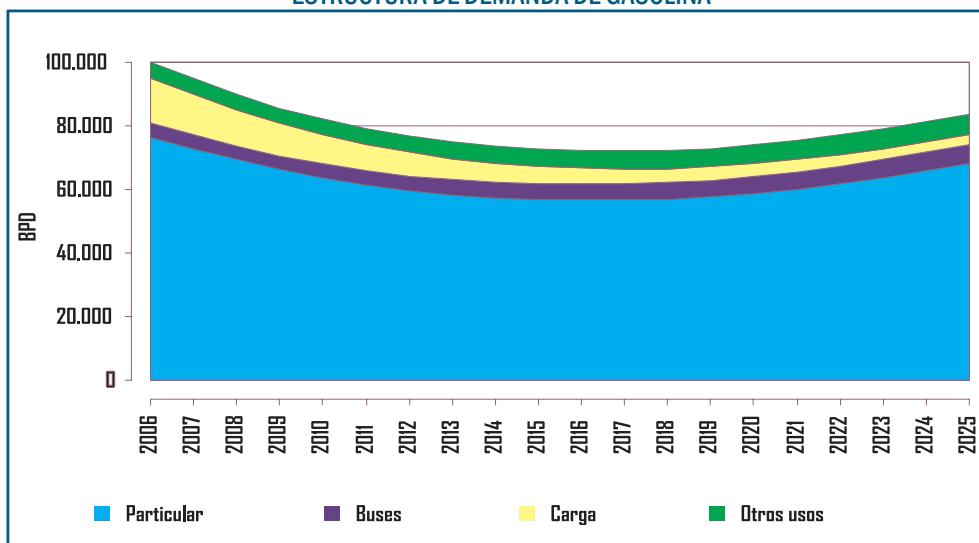
Tabla 15
TASAS DE CRECIMIENTO DEL CONSUMO DE GASOLINA

Participación	2006-2010	2010-2015	2015-2020	2020-2025
Particular	-4.5%	-2.1%	0.6%	3.0%
Buses	0.6%	1.3%	1.8%	2.1%
Carga	-11.0%	-9.1%	-6.6%	-4.0%
Otros usos	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%

Cabe señalar que a pesar de la nueva tecnología para buses a diesel, aún se cuenta con un parque a gasolina que representa un consumo con tasas medias positivas en todo el periodo de estimación, aunque su participación es pequeña en el total de la demanda. De otra parte, el transporte particular presenta un crecimiento promedio anual negativo, que se recupera hacia el final del horizonte de estimación.



Gráfica 18
ESTRUCTURA DE DEMANDA DE GASOLINA



Respecto a la participación relativa por tipo de segmento de transporte, la tabla 16 compendia la evolución y contribución de cada segmento en el periodo de evaluación. Se puede apreciar que los autos particulares siguen registrando más de dos terceras partes del consumo de la gasolina, con una tendencia creciente.

Tabla 16
EVOLUCIÓN DE LA ESTRUCTURA DE PARTICIPACIÓN EN EL CONSUMO DE GASOLINA

SEGMENTO	2006	2010	2015	2020	2025
Particular	76.5%	77.4%	78.2%	79.5%	81.5%
Buses	4.4%	5.5%	6.7%	7.2%	7.0%
Carga	14.4%	11.0%	7.7%	5.4%	3.9%
Otros usos	4.6%	6.0%	7.4%	7.9%	7.6%

ACPM

Con la actual estructura de precios, el ACPM será uno de los energéticos de mayor crecimiento en la canasta energética colombiana, no solamente para atender las necesidades del sector del transporte, sino de la industria, a la cual abastece para usos como la generación de electricidad, movimiento de maquinaria y transporte de carga. Durante el periodo de análisis, la tasa de crecimiento promedio anual de ACPM se estima en cerca del 3.1%.



Capítulo III: Prospectiva

El transporte de carga y el de pasajeros concentran las mayores demandas del ACPM debido a la mejor eficiencia de la tecnología diesel.

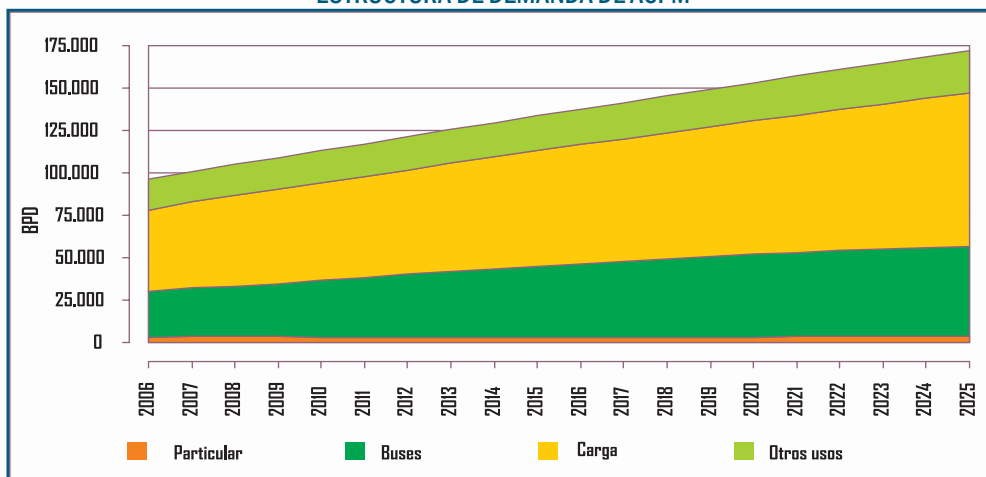
La tabla 17 registra las tasas medias de crecimiento de cada uno de los segmentos de consumo, sobresaliendo el segmento de pasajeros responsable de los mayores incrementos, con una tasa media anual del 3.6% en el intervalo 2006-2025. Es importante resaltar, que la tecnología de motores ha mejorado ostensiblemente en los últimos años y la modalidad de transporte en buses con vía exclusiva y gran porte permitirá continuar reduciendo el consumo específico por pasajero.

Tabla 17
TASAS DE CRECIMIENTO DEL CONSUMO DE ACPM

Participación	2006-2010	2010-2015	2015-2020	2020-2025
Particular	1.1%	-0.9%	0.8%	2.9%
Buses	5.8%	4.6%	3.0%	1.7%
Carga	4.4%	3.5%	3.0%	2.8%
Otros usos	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%

La gráfica 19 representa la evolución de las necesidades de ACPM por segmento de transporte y de otros usos, en la cual se puede observar que el transporte de carga representa aproximadamente la mitad del consumo total de ACPM en el País.

Gráfica 19
ESTRUCTURA DE DEMANDA DE ACPM





La participación relativa de los distintos segmentos de transporte, señalan que el transporte de particulares es mínimo, con una tendencia decreciente a lo largo del horizonte de estudio, al igual que la categoría de otros usos, la cual está referida a la demanda en la industria. Los segmentos de carga y de transporte de pasajeros ganan unos puntos porcentuales en la participación del consumo de ACPM.

Tabla 18
PARTICIPACIÓN RELATIVA EN EL CONSUMO DE ACPM

SEGMENTOS	2006	2010	2015	2020	2025
Particular	3.3%	2.9%	2.3%	2.1%	2.2%
Buses	27.8%	29.5%	31.2%	31.6%	30.8%
Carga	50.3%	50.7%	50.9%	51.4%	52.7%
Otros usos	18.5%	16.7%	15.4%	14.6%	14.2%

3. REQUERIMIENTOS DE ENERGÍA PRIMARIA - CASO BASE

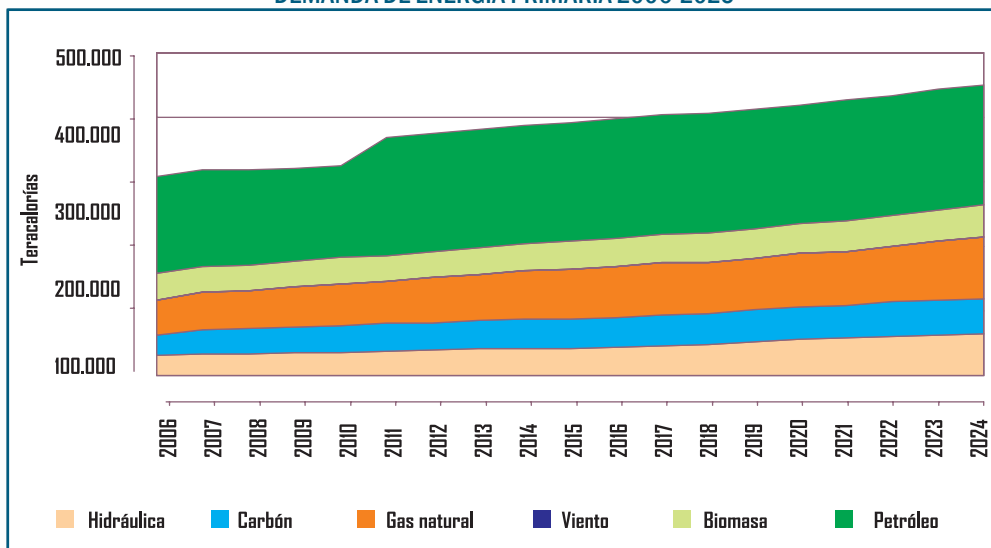
El País cuenta con una oferta variada de energéticos, suficiente para atender las necesidades internas de energía y mantener exportaciones de petróleo, carbón y electricidad, esta última bajo el esquema de intercambios comerciales con Ecuador. Con excepción del ACPM, la oferta interna es entonces, en principio, suficiente en términos potenciales para lograr el autoabastecimiento. No obstante, el panorama en materia de producción petrolera es de elevada incertidumbre debido tanto a la actual tasa de declinación de la producción como a la ausencia de nuevos hallazgos que permitan reponer los recursos extraídos. Cabe decir, sin embargo, que se esperan resultados exitosos habida cuenta de la amplia actividad exploratoria, cuyos niveles en términos de pozos exploratorios supera los registrados durante la década de los noventa.

El análisis de prospectiva para el escenario base implica la disponibilidad de recursos primarios que crecen un 49% en el periodo de estudio al pasar de 309,000 Teracalorías en 2006 a 462,000 en el 2025, lo que implica una tasa de crecimiento por encima del 2.1% promedio anual.



Capítulo III: Prospectiva

Gráfica 20
DEMANDA DE ENERGÍA PRIMARIA 2006-2025



La hidroenergía y el gas natural son los energéticos de mayor dinamismo, cuya demanda prácticamente se duplica en el horizonte de análisis y en términos absolutos aumentan 35,000 y 43,000 Teracalorías respectivamente. Se prevé que en los 20 años de proyección, el carbón también incremente su participación en la canasta de energía primaria.

Según los resultados, el mayor consumo será de petróleo, seguido de gas natural e hidroenergía. Es importante anotar que el incremento en el consumo de petróleo proyectado en el 2011 se debe a la ampliación de la capacidad de refinación en Cartagena. Las fuentes no convencionales de energía como biomasa y viento presentan tasas de crecimiento bajas y al final del periodo de estudio representan algo más del 10% del consumo total, mientras que el petróleo participa en alrededor del 40%.

Tabla 19
COMPOSICIÓN DE LA ESTRUCTURA ENERGÉTICA PRIMARIA 2006-2025

FUENTE	2006	2010	2015	2020	2025
Petróleo	48.9%	44.0%	47.0%	43.8%	40.4%
Hidráulica	9.9%	11.1%	10.8%	13.3%	14.1%
Carbón	10.3%	12.6%	11.6%	12.1%	13.1%
Gas natural	17.9%	20.0%	19.7%	19.7%	21.4%
Viento	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Biomasa	13.1%	12.3%	10.8%	11.2%	10.9%



Se destaca la disminución de la participación del petróleo a lo largo de la proyección, perdiendo cerca de 8 puntos porcentuales en el periodo de análisis, que son compensados por el aumento del gas natural, el carbón y la hidroenergía. Mientras tanto, se proyecta una disminución de la participación relativa de la biomasa.

Tabla 20
TASAS DE CRECIMIENTO DE ENERGÍA PRIMARIA 2006-2025

FUENTE	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025
Petróleo	-1.30%	5.60%	-0.08%	0.37%
Hidráulica	4.32%	3.31%	5.60%	3.30%
Carbón	6.82%	2.04%	2.16%	3.73%
Gas natural	4.20%	3.50%	1.36%	3.70%
Viento	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Biomasa	-0.15%	1.11%	1.96%	1.60%
Total	1.33%	3.83%	1.36%	1.99%

Con el propósito de atender estos requerimientos de energía primaria, se consideraron cuatro escenarios de oferta de crudo y gas natural a partir de estudios realizados sobre las potencialidades de reservas de hidrocarburos en el País, donde se tuvieron en cuenta aspectos geológicos, técnicos y económicos.

Los escenarios considerados se denominaron: de abundancia, el cual se caracteriza por hallazgos importantes de reservas de crudo y gas, incorpora 6,800 millones de barriles y 34.4 Tera piés cúbicos (TPC) en el periodo 2007-2025. El escenario caso petróleo se diferencia del anterior por un menor nivel de descubrimientos, incluye 5,100 millones de barriles y 10.2 TPC en el mismo horizonte de tiempo.

El tercer escenario corresponde al caso gas, en el cual se plantea el hallazgo de 3,300 millones de barriles de petróleo y 22 TPC de gas. Por último, el escenario de escasez, identificado por ser crítico en el descubrimiento de reservas de gas y petróleo, adicionando solamente 2,300 millones de barriles de petróleo y 6 TPC de gas natural. Los escenarios considerados están fundamentados en tres estrategias a saber:

- » Incremento del factor de recobro de los yacimientos en explotación
- » Desarrollo de nuevos proyectos en yacimientos en explotación



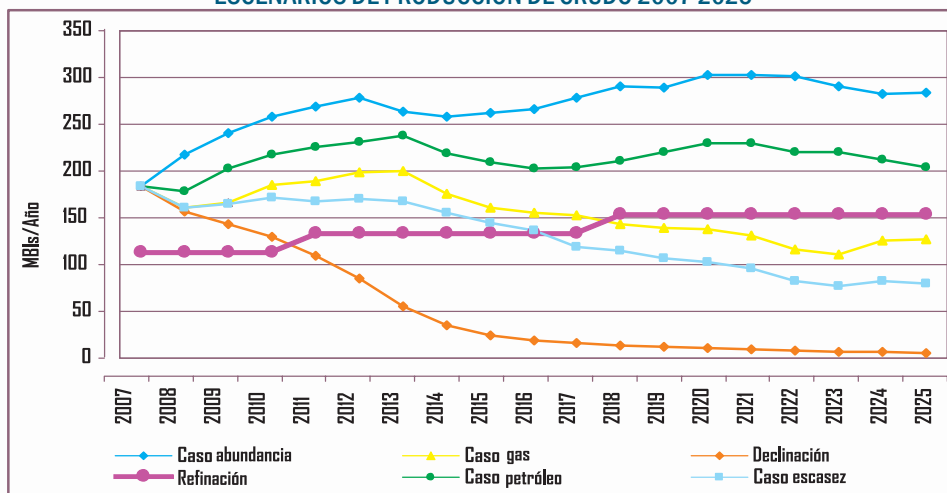
Capítulo III: Prospectiva

» Nuevos descubrimientos

Cada uno de los escenarios tiene asociado un perfil de producción de petróleo y gas con los cuales se efectuaron los balances. Frente a la situación de declinación actual de la producción y en ausencia de nuevas reservas de crudo en el corto plazo, hacia el 2010 sería necesario comprar crudo a los asociados de ECOPELROL para suplir las necesidades de las refinerías nacionales y a partir del 2011 adquirir crudo en los mercados internacionales para proveer el suministro.

Los escenarios de proyección del caso abundancia y el caso petróleo, registran excedentes para exportación. En los casos de escasez, se presenta una reducción paulatina de la producción hacia el 2013, tornándose la situación crítica entre el 2017 y el 2018, puesto que el balance oferta producción es deficitario en estos escenarios, siendo no sólo necesario importar crudo para cargar las refinerías, sino porque se requiere incrementar la capacidad de refinación nacional en cerca de 80,000 BPD para suplir las necesidades internas.

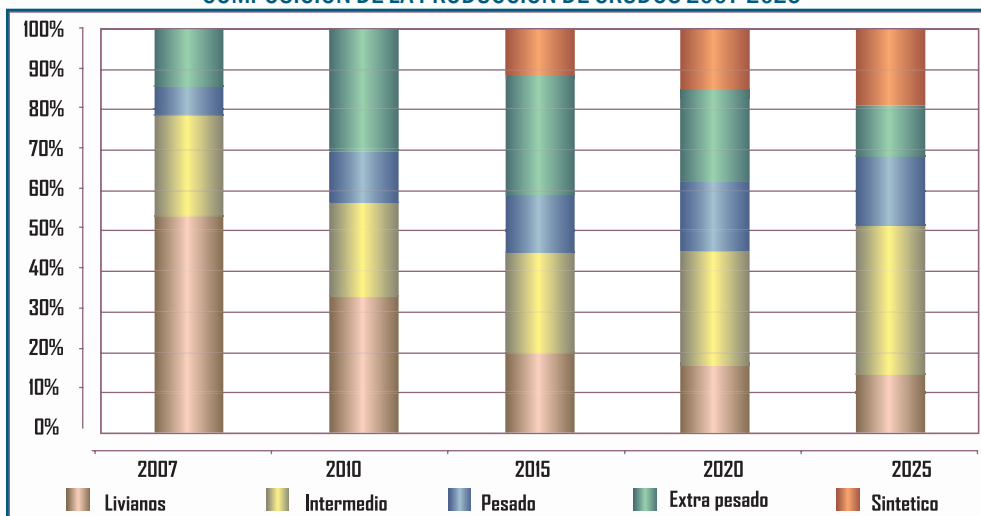
Gráfica 21
ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN DE CRUDO 2007-2025



No obstante lo anterior, las refinerías deberán importar crudos a partir de 2012 para compensar la calidad de la carga, por cuanto la canasta se torna más pesada a medida que declina la producción de los crudos livianos. La gráfica 22 presenta una evolución de la canasta de crudos producidos en el País, destacándose la disminución en la oferta de crudos livianos y medios, siendo sustituidos por crudos pesados y extrapesados.



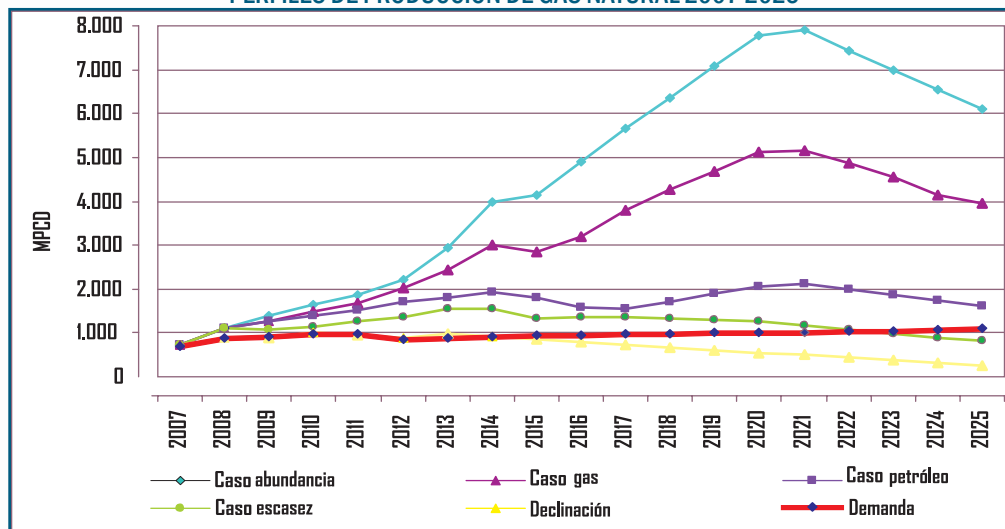
Gráfica 22
COMPOSICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS 2007-2025



Sobre este aspecto, resulta de vital importancia la adecuación de las refinerías para operar con cargas de crudos más pesadas, con mayor contenido de azufre, que a la luz de los cambios en los patrones de demanda y las mayores restricciones ambientales en cuanto al contenido de azufre de los combustibles, obligan a un minucioso análisis sobre las estrategias de inversión en las refinerías.

En lo que concierne a gas natural, las nuevas reservas se concentran básicamente en las cuencas de la Guajira y el Piedemonte Llanero y se incorporan nuevas en otras áreas, resultando de particular importancia la cuenca del Sinú.

Gráfica 23
PERFILES DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL 2007-2025





Capítulo III: Prospectiva

El aumento de las reservas permite una mayor disponibilidad de gas en los escenarios considerados para elevar la oferta durante casi todo el horizonte de evaluación. Los escenarios del caso abundancia y el caso gas, permiten autosuficiencia y generación de excedentes para exportación. El caso escasez en el largo plazo se muestra crítico para el escenario base de demanda, por cuanto se percibe que a partir de 2022 el consumo estaría por encima de la capacidad de producción, esto sin considerar importaciones.

En la condición de declinación y sin nuevos hallazgos de gas natural, se presentarán dificultades en el corto plazo, particularmente en el 2009 cuando será necesario adelantar los programas de compresión en los campos de Guajira e iniciar la producción del campo Gibraltar. Igualmente, hacia el año 2013 se presenta una situación de déficit que podrá equilibrarse hasta el 2017 con las importaciones de gas desde Venezuela. Posteriormente el desequilibrio es de tal magnitud que ni siquiera con la importación de 500 MPCD de Venezuela se lograría suplir las necesidades internas.

Lo anterior indica entonces la necesidad de posicionarse con estrategias alternativas y realizar una minuciosa tarea de seguimiento del Plan 2006-2025 en tanto las condiciones de cada escenario, si bien dependen del esfuerzo exploratorio, también se derivan de factores geológicos cuyo conocimiento hoy es aún insuficiente. De allí la necesidad paralela de dotar a la ANH de una estructura operativa capaz de agilizar y manejar un mayor número de programas, habida cuenta de la estructura temporal entre el inicio de un contrato y la eventual puesta en producción de los hidrocarburos líquidos o gaseosos que pudieran incorporarse.

Referente a las demás fuentes primarias (carbón, hidroenergía y biomasa), si bien son importantes en la canasta energética y su disponibilidad es amplia en Colombia, subsiste cierto grado de incertidumbre en el caso de la hidroelectricidad por sus costos y las dificultades en el cierre financiero para que sean desarrollados por el sector privado, y en lo que hace referencia al carbón por las condiciones de oferta para consumo interno y el acceso a tecnologías limpias. Ambos aspectos ameritaran por consiguiente estudios en profundidad de las alternativas posibles y sus costos, en particular porque si bien siempre es factible recurrir a la importación, ello podría significar condiciones más desfavorables desde el punto de vista macroeconómico y social para el desarrollo sustentable de Colombia.

Con respecto a la oferta de energías secundarias o derivadas de procesos de transformación, la electricidad, la gasolina, el ACPM y el GLP son los energéticos de mayor importancia, puesto que su alta participación en el consumo final y la disponibilidad del recurso son prioritarias para el abastecimiento interno.

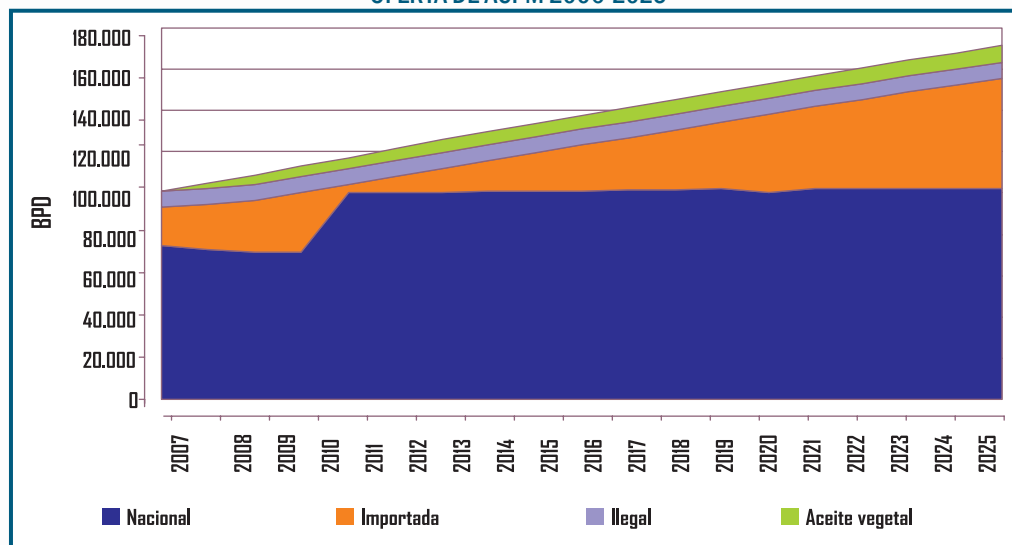


En cuanto a gasolina, la capacidad de producción supera ampliamente la curva de demanda, produciendo altos excedentes que pueden ser destinados a los mercados internacionales, generando un flujo de divisas muy importante siempre y cuando se ajusten a los requisitos de calidad internacional, en particular al octanaje y al contenido de azufre de máximo 30 ppm.

En GLP, pese a registrar crecimientos moderados de demanda durante el periodo 2006-2025 y a las reservas de los campos de producción de gas, su disponibilidad podrá verse comprometida en el mediano plazo como resultado de la adecuación de los esquemas de refinación y su utilización como materia prima en procesos de petroquímica. En este último caso, la oferta total podría no igualar a la demanda después del año 2013.

La perspectiva de largo plazo para el abastecimiento de ACPM resulta preocupante, dado que el País confirma su dependencia de los mercados externos para satisfacer la demanda interna. En el corto plazo (2010) las necesidades de importación serán del orden de 22,000 BPD, viéndose amortiguadas por la entrada de la expansión de la refinería de Cartagena.

Gráfica 24
OFERTA DE ACPM 2006-2025



Este panorama obliga a buscar medidas que contrarresten el acelerado crecimiento de la demanda, como modificar los esquemas tributarios de la gasolina y el ACPM buscando un equilibrio de precios en términos energéticos. Con esta medida se podrá profundizar el programa de gas natural vehicular.



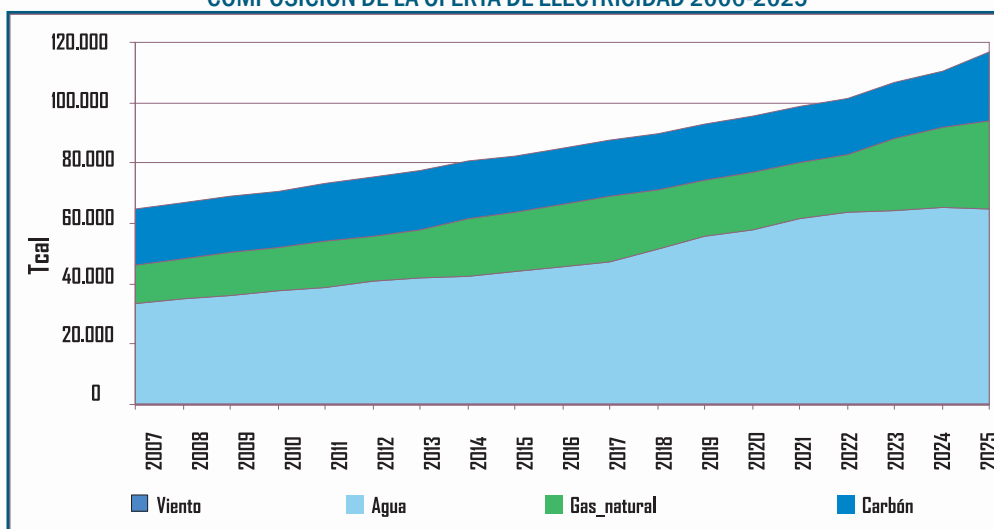
Capítulo III: Prospectiva

En el escenario de oferta de electricidad en el caso base, la estructura de generación no registra cambios importantes en el período de evaluación, continuando el predominio de la hidroelectricidad sobre el gas natural y el carbón.

Este escenario supone el hallazgo de nuevas reservas de gas natural o tomar la decisión de importar gas en forma masiva vía regasificación o GNC a alta escala, con el consecuente incremento de los precios. La baja contribución de las fuentes no convencionales de energía a la canasta de generación se podría modificar tomando medidas regulatorias que faciliten el desarrollo de la generación distribuida, dentro de la cual se consideran los proyectos de cogeneración.

Desde el punto de vista de las alternativas tecnológicas, para efectos del modelaje, en este escenario se consideró la posibilidad de incorporar: plantas hidroeléctricas hasta por un máximo de 3,900 MW en el interior del País, sistemas a carbón con lecho fluidizado tanto en la Costa como en el Interior después del 2015 por un máximo de 2,150 MW, plantas a gas hasta por 3,000 MW distribuidos a lo largo del País, y posibilidad de sistemas eólicos hasta por 200 MW en la Costa Atlántica. Igualmente, dentro del proceso de modelaje se consideraron los precios de las tecnologías de generación del Plan de Expansión 2006-2020 realizado por la UPME.

Gráfica 25
COMPOSICIÓN DE LA OFERTA DE ELECTRICIDAD 2006-2025

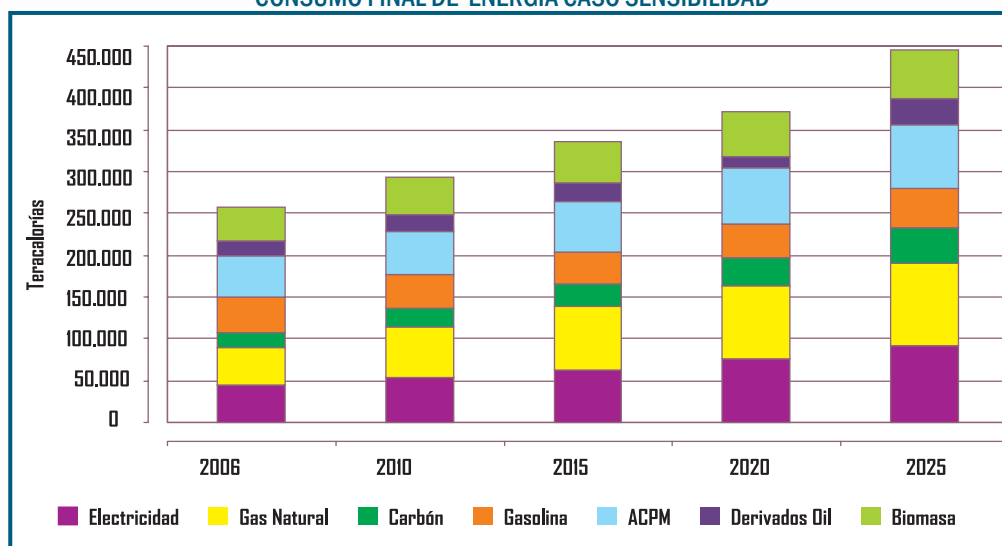




4. SENSIBILIDADES REALIZADAS

Como complemento al ejercicio anterior se consideraron posibles variaciones en los supuestos principales de las estimaciones, con el fin de determinar eventuales periodos críticos o comportamientos que requieren medidas especiales. El parámetro que modificó los análisis y resultados fue el PIB, el cual se asumió con mayores tasas de crecimiento tal como se señala en las metas de crecimiento plasmadas en el proyecto de Plan Nacional de Desarrollo para el periodo 2006-2010 que supera el 5% y para el resto del periodo 2011 a 2025 se asumió un crecimiento del orden de 4.5%.

Gráfica 26
CONSUMO FINAL DE ENERGÍA CASO SENSIBILIDAD



La gráfica 26 presenta la composición de la canasta energética en el escenario de sensibilidad. Los resultados muestran un crecimiento medio anual del 2.9% en el periodo de estudio, destacándose el carbón cuyo crecimiento interanual asciende al 4.6% seguido del gas natural y la electricidad. En términos absolutos se requieren 44,500 teracalorías más que en el escenario base, sobresaliendo el gas natural el cual requiere casi 30,000 teracalorías adicionales en el 2025 con respecto al escenario base

Gas Natural

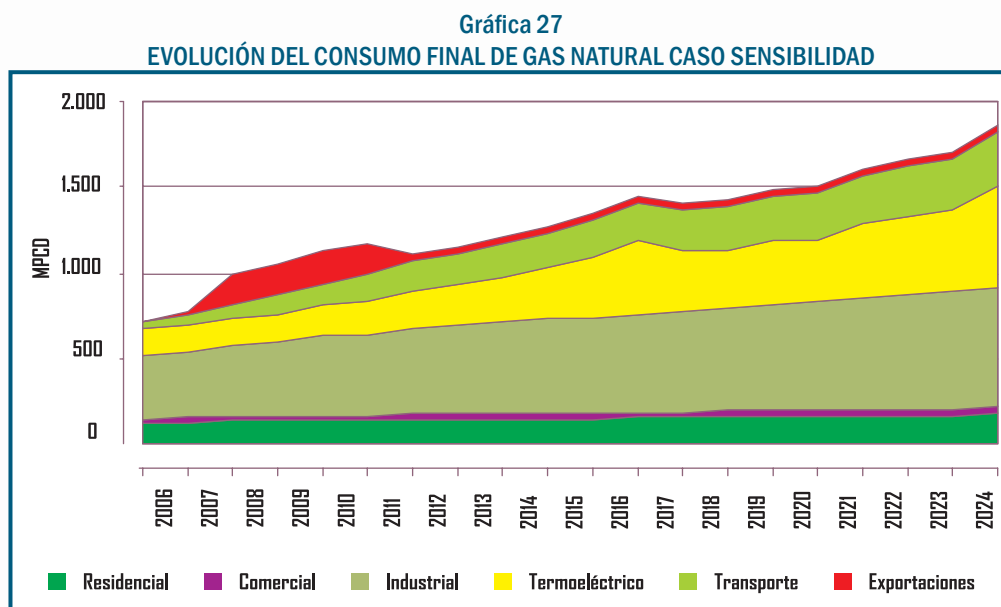
El análisis por fuentes arroja, en el caso del gas natural, un crecimiento de la demanda del 42% al final de periodo frente al escenario base. Dicho crecimiento adicional se atribuye a los sectores industrial, termoeléctrico y transporte, quienes



Capítulo III: Prospectiva

presentan las mayores tasas de crecimiento. En cuanto a la participación relativa, los sectores residencial y comercial registrarían una disminución importante, en tanto que el gas para el sector industrial se posicionaría como el mayor demandante, seguido de la generación de electricidad (que incluye demanda alta de energía eléctrica) y del consumo como combustible para transporte vehicular. Este último segmento registraría la tasa de crecimiento interanual más alta, con un 11%.

En la gráfica 27 se presenta la evolución del consumo de gas natural correspondiente al escenario de sensibilidad, que en términos absolutos requiere de 1,820 MPCD para abastecer la demanda en el 2025.



En el caso del gas para el sector transporte se introduce la tecnología de bicombustibles (gas natural-ACPM), se permite la entrada de buses dedicados a GNV y se especifica que los nuevos sistemas o fases de sistemas masivos desde el 2008 son todos a gas natural incluyendo Bogotá. Igualmente, se considera que al finalizar el 2014 se habrán convertido 630,000 vehículos según metas de ECOPELROL, con lo cual se modifica la participación del consumo vehicular. No obstante, el uso de GNV en transporte masivo de pasajeros y carga de larga distancia requerirá superar las barreras que hoy existen.

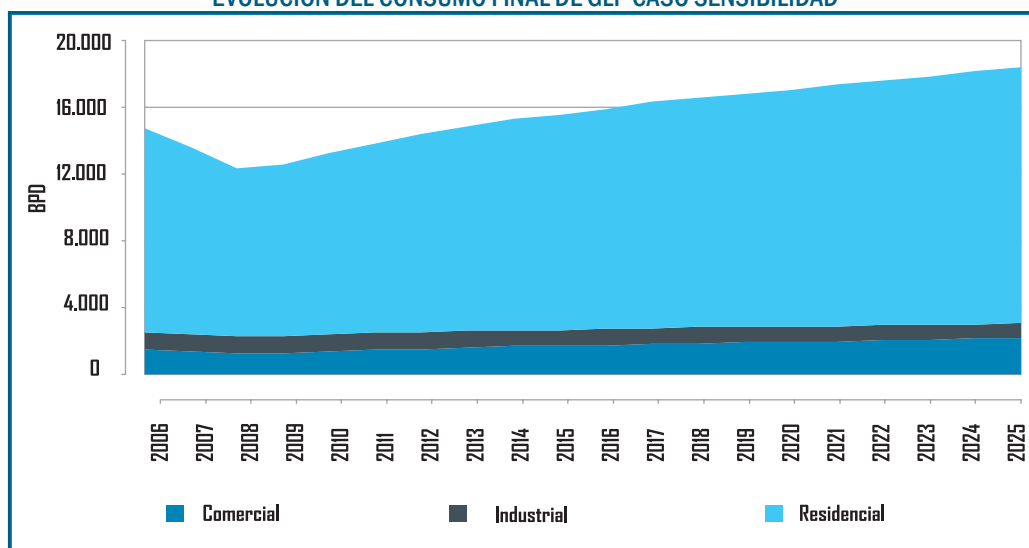


GLP

Dado que las proyecciones de GLP se encuentran vinculadas a las proyecciones de gas natural y leña, una mayor entrada del gas natural provoca una menor demanda de GLP, en consecuencia la demanda de GLP en el caso de sensibilidad disminuye un 21%, con respecto al caso base, lo cual equivale a una disminución de casi 5,000 BPD.

En la gráfica 28 se aprecia la evolución del comportamiento de la demanda de GLP en el horizonte de análisis. Debe destacarse que los sectores residencial y comercial presentan las mayores retracciones, a pesar de aumentar su participación relativa al final del horizonte de estudio.

Gráfica 28
EVOLUCIÓN DEL CONSUMO FINAL DE GLP CASO SENSIBILIDAD



Carbón

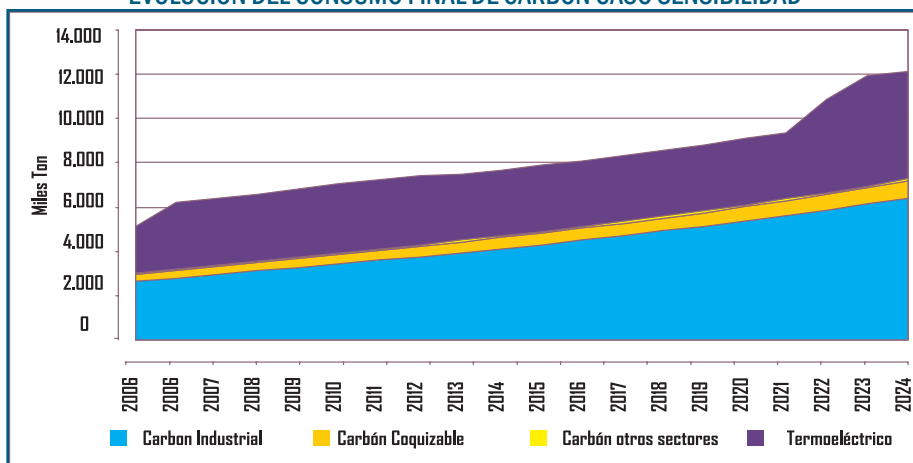
En el caso sensibilidad se incrementa el consumo un 25% más comparado con el escenario base, destacándose los requerimientos para la generación de electricidad que se aumenta 33.5% con respecto al mismo escenario base. La gráfica 29 presenta la composición de la demanda de carbón en el caso de sensibilidad, cuyo crecimiento medio anual corresponde al 1.5%.

En cuanto a la participación relativa, el sector industrial concentra más de la mitad del carbón confirmando su peso dominante dentro de la estructura de consumo, seguido del sector de generación de electricidad, el cual intensifica su participación en los últimos años del horizonte de proyección.



Capítulo III: Prospectiva

Gráfica 29
EVOLUCIÓN DEL CONSUMO FINAL DE CARBÓN CASO SENSIBILIDAD

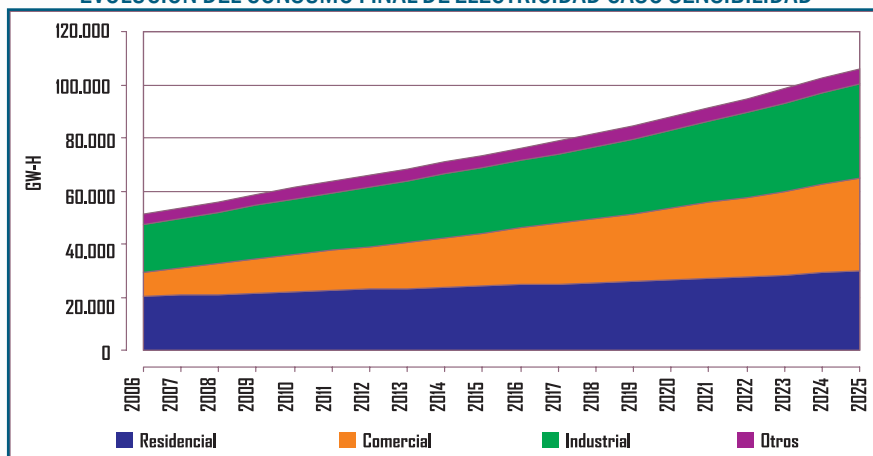


Los demás sectores intervienen en forma casi marginal y su evolución indica ligeros incrementos de la demanda al final del periodo de proyección. Al concluir el periodo de análisis, se demandarán 12 millones de toneladas para abastecer la demanda nacional, 6 millones más que en el 2007.

Energía Eléctrica

La demanda sectorial de electricidad en el escenario de sensibilidad se presenta en la gráfica 30, en la que se destaca la participación de los sectores comercial e industrial, los cuales registran crecimientos promedio-año en el horizonte de proyección del orden de 7.1% y 3.7% respectivamente, en tanto que el crecimiento total de consumo se aproxima al 3.9% interanual.

Gráfica 30
EVOLUCIÓN DEL CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDAD CASO SENSIBILIDAD





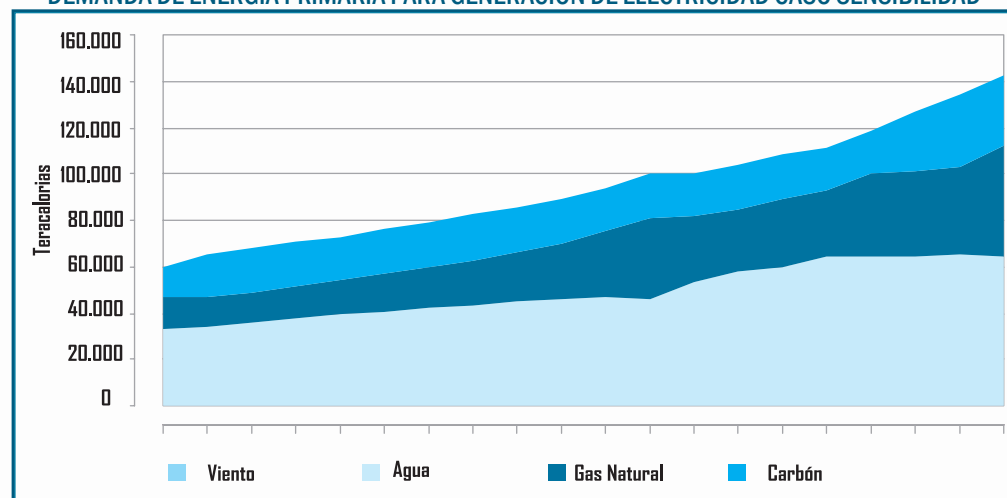
En este escenario el sector comercial al final del periodo gana participación con respecto al escenario base, al igual que el sector industrial. En la tabla 21, se pueden apreciar las tasas de crecimiento promedio. En todo caso, salvo el primer periodo, el crecimiento del consumo de electricidad es inferior al del PIB, conservando la tendencia histórica entre estos dos parámetros.

Tabla 21
TASA DE CRECIMIENTO DE ELECTRICIDAD CASO SENSIBILIDAD

PERIODO	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025
Total	4.68%	3.69%	3.73%	3.77%

En cuanto a la demanda de recursos primarios para la generación de electricidad se estima un aumento del 22% frente al caso base, sobresaliendo la pérdida de participación del carbón en relación con el agua y el gas natural. En este escenario se consideró un incremento de la capacidad instalada de 3,980 MW.

Gráfica 31
DEMANDA DE ENERGÍA PRIMARIA PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CASO SENSIBILIDAD



Así mismo, el agua disminuye un 2% su participación al final del periodo, aunque continúa con el tradicional peso dominante en la estructura de generación de electricidad y la generación térmica gana participación en especial en lo que tiene que ver con el gas natural que gana cerca de 4 puntos porcentuales. La tabla 22 resume la contribución de cada una de las fuentes primarias en la producción de energía eléctrica.



Capítulo III: Prospectiva

Tabla 22
PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CASO SENSIBILIDAD

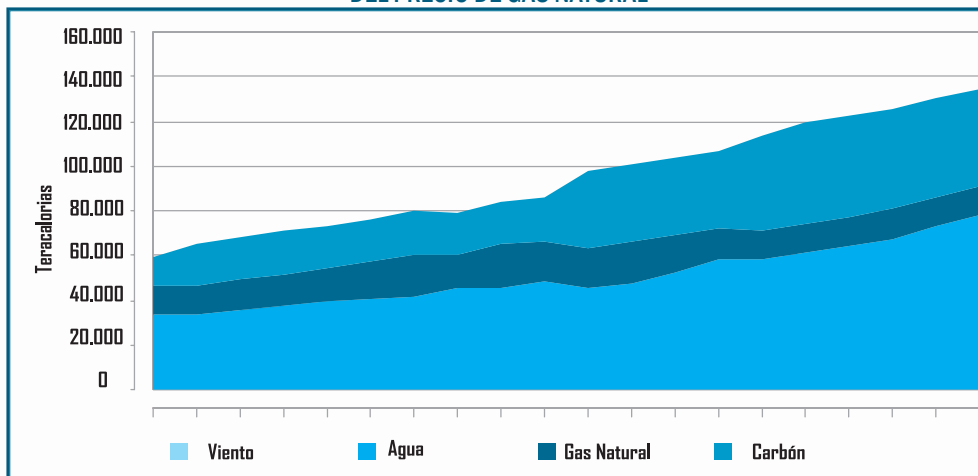
FUENTE	2006	2010	2015	2020
Viento	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
Agua	76.1%	75.6%	72.9%	74.0%
Gas Natural	13.9%	12.4%	17.3%	17.8%
Carbón	9.9%	11.9%	9.7%	8.1%

Dado que el sector eléctrico es sensible a los precios de los energéticos para generación, se realizó una sensibilidad adicional, incorporando un incremento gradual del precio del gas natural desde el 2013 al 2016 en U\$1 por MBTU para cada uno de estos años, y manteniendo los precios de los demás energéticos constantes, lo que ocasiona pérdida de participación del gas a favor del carbón, mientras el agua la mantiene, como se aprecia en la tabla 23.

Tabla 23
PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON INCREMENTO DEL PRECIO DE GAS NATURAL

Participación	2006	2010	2015	2020	2025
Viento	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.0%
Agua	76.1%	75.6%	75.9%	72.5%	76.4%
Gas natural	13.9%	12.4%	13.9%	8.3%	6.9%
Carbón	9.9%	11.9%	10.1%	19.2%	16.7%

Gráfica 32
DEMANDA DE ENERGÍA PRIMARIA PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON INCREMENTO DEL PRECIO DE GAS NATURAL





Como resultado de lo anterior, el carbón incrementaría su demanda en este subsector en un 44%, lo que implicaría llegar a una demanda de cerca de 7 millones de toneladas al año al final del periodo.

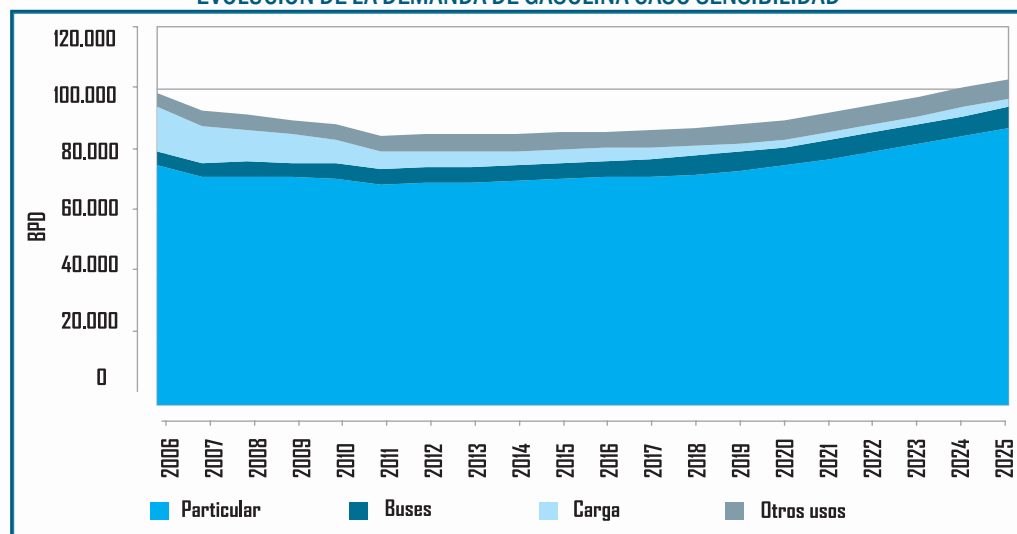
Gasolina

La demanda de este energético se ve incrementada respecto al escenario base cuando el precio del ACPM y la gasolina se igualan. Como resultado se estima que en los diferentes sectores, salvo en el de carga, la demanda aumente comparada con el escenario base. En cuanto a las tasas de crecimiento de los distintos segmentos de transporte, la tabla 24 compendia los resultados

Tabla 24
TASA DE CRECIMIENTO DE GASOLINA CASO SENSIBILIDAD

SEGMENTO	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025
Particular	-1.4%	0.0%	1.2%	2.9%
Buses	1.5%	2.0%	2.5%	2.7%
Carga	-14.9%	-10.4%	-9.2%	12%
Otros usos	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%

Gráfica 33
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE GASOLINA CASO SENSIBILIDAD





Capítulo III: Prospectiva

La gráfica 33 representa la evolución del comportamiento de la demanda de gasolina en el periodo 2006-2025, caso sensibilidad. La proyección señala un aumento del 4.5% para todo el periodo y son los buses los que presentan la tasa de crecimiento interanual más alta, ganando dos puntos porcentuales en la participación final. El abastecimiento de la gasolina se encuentra asegurado con la actual capacidad de refinación .

ACPM

Los resultados de esta sensibilidad permiten observar en que medida se podría reducir la demanda de ACPM igualando precios con gasolina, inclusión de tecnologías bicomcombustibles, transportes de pasajeros convencional y masivo a GNV. Dentro del modelo se considera que para el sector carga interurbana se implementarán mecanismos para que la variación del precio de este combustible se compense con otras medidas, de tal forma que su demanda no se ve afectada.

La gráfica 33 muestra la evolución de la demanda de ACPM en el caso sensibilidad. Al final del periodo de proyección se registra una disminución del 11% de la demanda, la cual equivale 19,400 BPD frente al escenario base, reduciéndose en forma significativa las necesidades de importación de este energético.

En este escenario, la tasa de crecimiento medio anual equivale al 2.4%, en donde el transporte de carga es el segmento que ostenta la más alta participación en la demanda final, así como el mayor crecimiento interanual (3.6%).

Tabla 25
REQUERIMIENTOS DE ACPM POR SEGMENTOS DE TRANSPORTE
CASO SENSIBILIDAD

BDC	2006	2010	2015	2020	2025
Particular	3,203	2,752	2,099	17,42	1,6816
Buses	26,809	24,963	25,221	27,642	30,004
Carga	48,362	58,395	69,494	81,859	96,212
Otros usos	17,753	18,991	20,661	22,478	24,455



Gráfica 34
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ACPM CASO SENSIBILIDAD

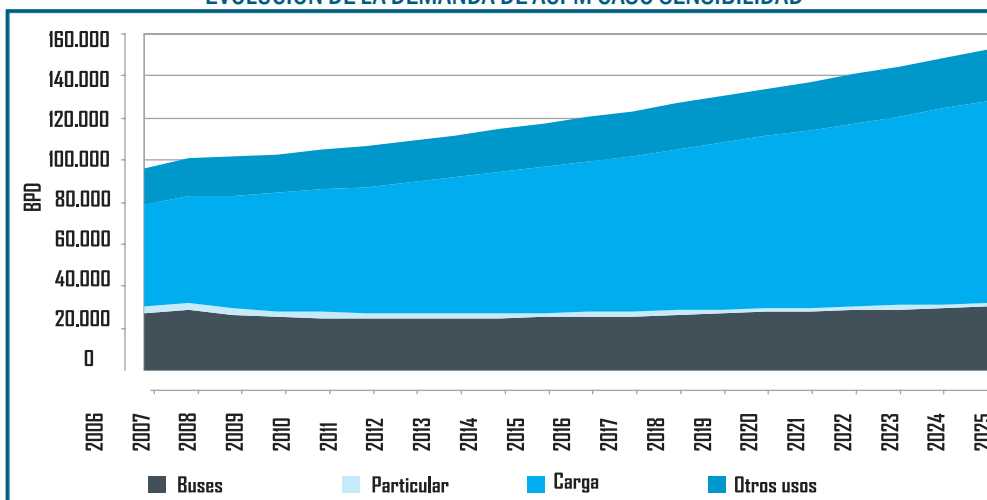


Tabla 26
EVOLUCIÓN DE LA TASA DE CRECIMIENTO DE ACPM
CASO SENSIBILIDAD

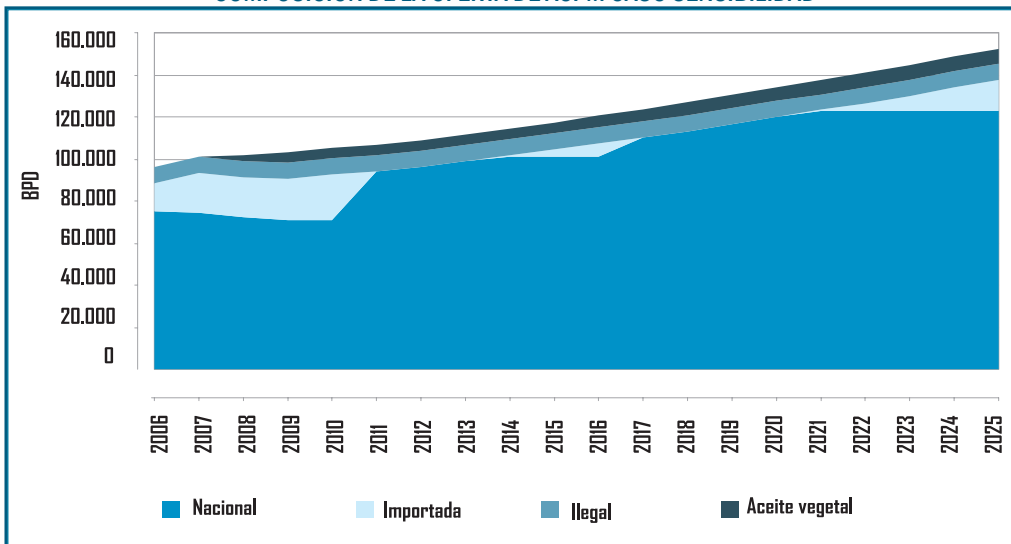
SEGMENTO	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025
Particular	-3.5%	-5.3%	-3.7%	-0.7%
Buses	-1.6%	0.2%	1.9%	1.7%
Carga	4.8%	3.5%	3.3%	3.3%
Otros usos	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%
Total	2.3%	2.3%	2.6%	2.6%

Respecto del abastecimiento, en el caso sensibilidad se obtiene el equilibrio de oferta y demanda en el periodo 2011 al 2013 por la entrada en operación de las nuevas plantas en la Refinería de Cartagena.

Para recuperarla autosuficiencia se propone la entrada de una nueva refinería con capacidad de 80,000 BDP en el 2017 con lo cual se mantendría esta condición hasta el 2021, información presentada en la gráfica 35.



Gráfica 35
COMPOSICIÓN DE LA OFERTA DE ACPM CASO SENSIBILIDAD



En lo referente a los volúmenes de importación ilegal, si bien es meta del Gobierno su reducción paulatina, se ha asumido como posible una oferta no controlable, la que se halla incluida en el citado balance entre oferta y demanda. Aunque no se encuentra incluido en la oferta, se estudia la posibilidad de producir ACPM con tecnologías Coal To Liquid CTL o GTL a partir de gas, en escalas pequeñas de 10,000 o 20,000 BPD.

REQUERIMIENTOS DE ENERGÍA PRIMARIA CASO SENSIBILIDAD

Respecto a los requerimientos de energía primaria, en el caso sensibilidad se requiere un 13.6% más de energía primaria para atender las necesidades del País. Se observa el rápido crecimiento del gas natural y del carbón en el horizonte de proyección, permaneciendo constantes las demás fuentes primarias. Con tasas del orden del 5% promedio año, el gas natural crece más rápido que las restantes fuentes, mientras que en el total la tasa de crecimiento de las energías primarias se acerca al 2.7%.

El petróleo y la biomasa pierden participación relativa al final del periodo, mientras que el gas natural amplía su contribución en cerca de 10 puntos porcentuales. También alcanzan mayor peso en la estructura de la demanda el carbón y la hidroelectricidad. En la tabla 28 se presenta la evolución de las tasas de crecimiento interanual.



Tabla 27
EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS
CASO SENSIBILIDAD

FUENTE	2006	2010	2015	2020	2025
Petróleo	48.5%	42.2%	44.0%	39.9%	35.5%
Hidráulica	9.8%	11.1%	10.8%	12.6%	12.4%
Carbón	10.3%	12.5%	11.5%	12.0%	14.5%
Gas natural	18.5%	22.3%	23.6%	25.3%	28.0%
Viento	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Biomasa	12.9%	11.8%	10.1%	10.2%	9.6%

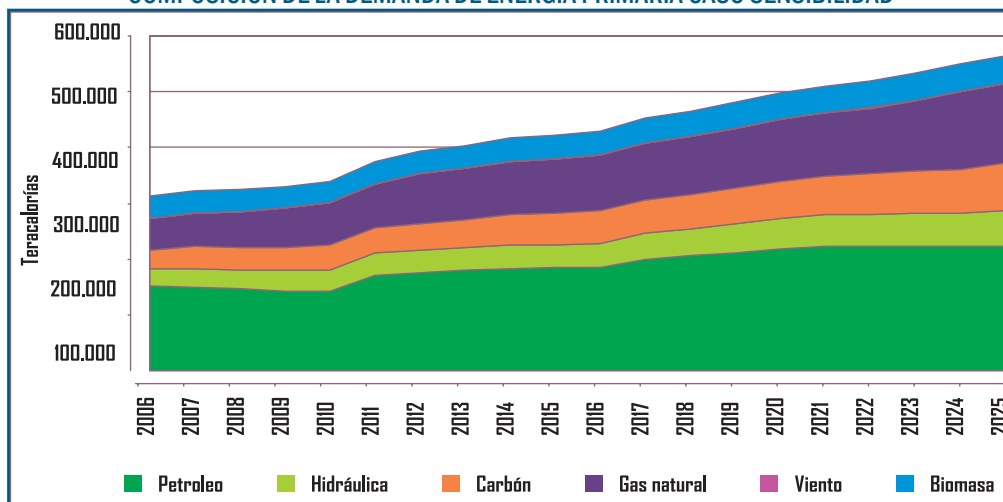
Tabla 28
TASAS DE CRECIMIENTO DE ENERGÍA PRIMARIA CASO SENSIBILIDAD

SEGMENTO	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025
Petróleo	-1.30%	5.32%	3.51%	0.45%
Hidráulica	5.45%	3.65%	5.28%	2.43%
Carbón	7.51%	2.51%	2.81%	6.67%
Gas natural	7.15%	5.46%	3.40%	4.79%
Viento	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Biomasa	-0.18%	1.10%	2.05%	1.60%
Total	2.17%	4.30%	3.42%	2.57%

Una de las implicaciones contenidas tanto en este escenario como en el base, es la baja participación de fuentes no convencionales de energía en la matriz energética, por lo cual la regulación debe propender por incluir dentro de las fuentes primarias las energías denominadas renovables, a fin de tomar acciones que tiendan a disminuir la producción de gases efecto invernadero. Si bien el alcance potencial de dichas fuentes tiene sus límites, todo esfuerzo por incrementar su participación es prioritario.



Gráfica 36
COMPOSICIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA PRIMARIA CASO SENSIBILIDAD



5. EMISIONES DE CO₂

La problemática del cambio climático global originada por el consumo de combustibles fósiles, toma cada vez mayor relevancia en el entorno energético mundial. Sin embargo se reconoce que es imposible disfrutar de los servicios energéticos sin afectar el medio ambiente y el crecimiento económico exige incremento en el consumo de los diferentes energéticos.

Por esta razón es necesario combinar políticas sectoriales e interinstitucionales para promover una mayor eficiencia energética, lo que incluye diversas áreas de acción (transporte y desarrollo urbano, implementación de programas de URE y la máxima participación de FNCE incluyendo el uso limpio del carbón).

El PEN presenta a continuación las emisiones de CO₂ utilizando los factores de emisión de los combustibles colombianos que difieren levemente de los promedios mundiales utilizado por el Panel Internacional de Cambio Climático, ya que estos factores dependen directamente del contenido de carbono en cada fuente disponible.

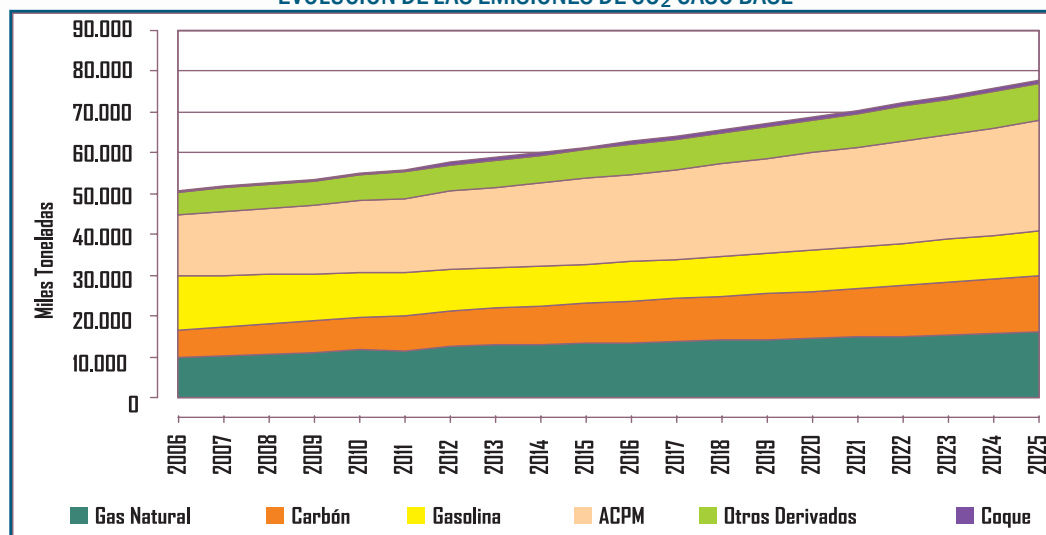
La tabla 29 incluye los factores de emisión de CO₂ para los diferentes energéticos primarios y la gráfica 37 presenta la evolución de las emisiones de CO₂ en el escenario base.



Tabla 29
FACTORES DE EMISIÓN DE CO₂

FACTORES DE EMISIÓN KG CEQUIV/GJ		KTon CO ₂
Carbón	25	0.38354254
Derivados de Petróleo	20	0.30683403
Gas Natural	15	0.23012552
GLP	17	0.26080893

Gráfica 37
EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES DE CO₂ CASO BASE

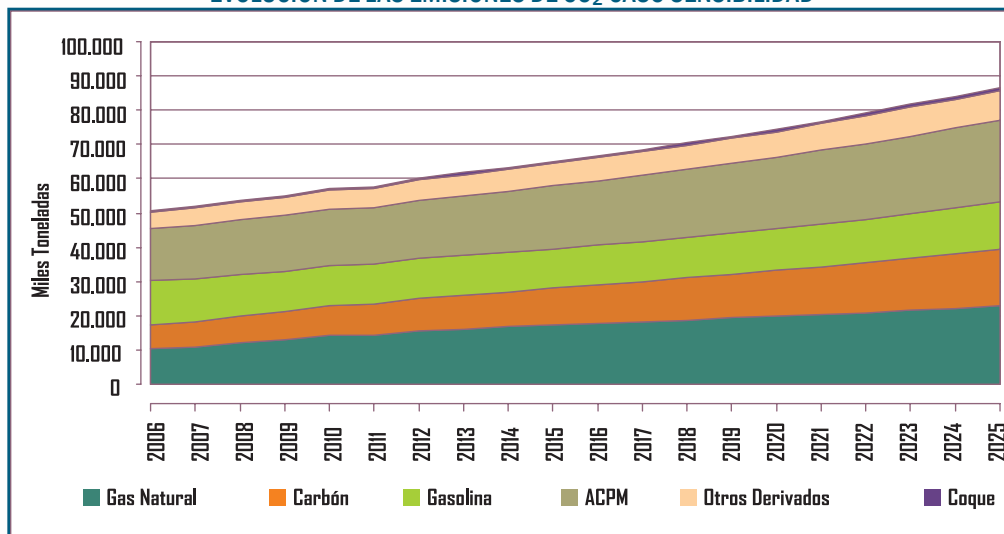


Los resultados muestran en el escenario base un incremento de 27 millones de toneladas de CO₂ en el periodo de proyección, con una tasa de crecimiento interanual del 2.2%, con un aumento significativo de la tasa de crecimiento de las emisiones del ACPM cuyo incremento promedio anual alcanza el 3.1%, lo que en términos absolutos corresponde a 11,8 millones de toneladas de CO₂.

En el caso sensibilidad las emisiones de CO₂ crecen a una tasa interanual del 2.8%, siendo el carbón el energético con mayor aporte de CO₂, el cual pasa de emitir 6,9 millones de toneladas al inicio del periodo a 16.5 en el 2025. Igualmente, la emisiones provenientes de gas natural se incrementan un 120% que representa un aumento de 12.5 millones de tonelada en el horizonte de estudio y un aumento de 9 millones de toneladas de CO₂ en el 2025 frente al escenario base.



Gráfica 38
EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES DE CO₂ CASO SENSIBILIDAD



6. VISIÓN DE LARGO PLAZO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

Las funciones de planeación normativa que desempeña la UPME en cuanto a la expansión del Sistema de Transmisión Nacional permiten desarrollar la siguiente visión de largo plazo, describiendo la incorporación de los posibles proyectos en el periodo analizado.

Para el cierre del 2006 se incorporaron al sistema 7.2 km de 230 kV y 199.1 km de 500 kV, correspondientes al proyecto de expansión a Bogotá (UPME-01-2003) entre las subestaciones Primavera y Bacatá 500 kV, totalizando así 11,013.4 km de líneas de 220-230 kV y 1,648.1 km líneas de 500 kV.

En el 2007, estos valores se incrementarán a 11,490.6 km de líneas a 220-230 kV y 2,302.1 km de línea a 500 kV con la entrada del proyecto de expansión a la Costa (UPME-02-2003) y el refuerzo de la interconexión con Ecuador (UPME-01-2005), ambos en ejecución al finalizar el 2006.

En el 2010 con la puesta en servicio de la conexión de la central Porce III, se adicionarán 42 km a la red de 500 kV. Para este mismo año se espera incorporar al sistema aproximadamente 340 km de línea, correspondientes al tramo colombiano de la interconexión en corriente directa con Panamá, esto supeditado al avance en los acuerdos normativos.



Hacia el 2015 se proyecta la entrada en operación del refuerzo a 500 kV para el área Bogotá por el sur de la ciudad, incorporando una nueva subestación a 500 kV, 240 km de red a 500 kV y 30 km a 230 kV. Igualmente en el 2015 se incorporarían cerca de 100 km de red a 230 kV correspondientes a la conexión entre Urrá y Montería.

En el largo plazo, esto es, para el periodo comprendido entre los años 2015 y 2025, incluyendo las posibles ampliaciones en generación y necesidades de los diferentes sistemas de transmisión regional, la visión del STN considera los siguientes macro proyectos de expansión:

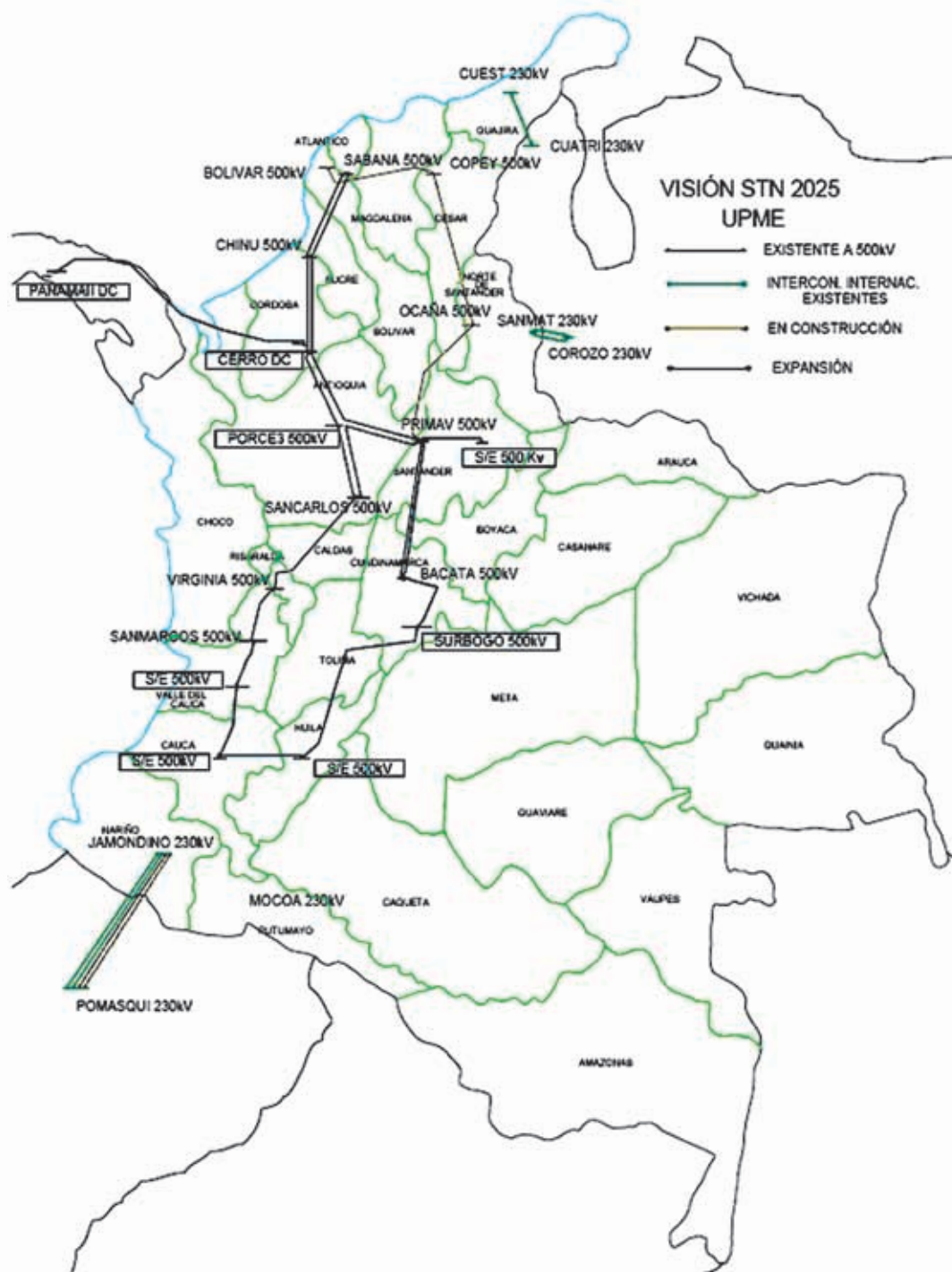
- » El cierre del anillo nacional a 500 kV, interconectando los departamentos de Cauca, Nariño y Tolima-Huila del extremo sur occidental del País, con la red a 500 kV del área Bogotá y del Valle del Cauca
- » El refuerzo de la red a 500 kV del área de Bogotá, ya sea por medio de la ampliación de sus corredores preexistentes a 500 kV o la constitución de una anillo a 500 kV alrededor de la capital extendiendo la red de 500 kV hacia el sur oriente de la ciudad
- » Extensión de la red de 500 kV en el área Nordeste
- » La consolidación de la red colombiana tendiente a reforzar las condiciones técnicas de las interconexiones internacionales existentes.

Esta visión de largo plazo del STN se representa en la gráfica de la siguiente página:



Capítulo III: Prospectiva

Gráfica 39
VISIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL AL 2025



Capítulo IV

El Plan Visión Colombia 2019 y el Plan Nacional de Desarrollo 2006 - 2010



CAPÍTULO IV: EL PLAN VISIÓN COLOMBIA 2019 Y EL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO 2006-2010¹⁴

1. CONSIDERACIONES GENERALES DEL PLAN VISIÓN COLOMBIA 2019

El Plan Visión Colombia es una propuesta ambiciosa en diversos temas de la vida nacional como paz, justicia social, infraestructura, calidad de vida y consolidación de las libertades democráticas, entre otros muchos aspectos. El Plan es en esencia la visualización del País y el tipo de sociedad que los colombianos esperan tener hacia el año 2019.

Se pretende darle un referente de continuidad a los planes de desarrollo del cuatrienio respectivo, motivando a las futuras administraciones a desarrollar sus planes con un marco general que capture la visión País de largo plazo. Sin embargo, por la misma estructura del Plan, en algunos casos las metas que se proponen son de carácter indicativo y las cifras seguramente tendrán que revisarse con la realidad de los pronósticos detallados. Por eso, el Plan Visión Colombia debe tomarse como una guía del camino a seguir buscando generar el propósito colectivo de construir esa visión.

14. La información que se presenta en esta sección está basada en los documentos “Plan Visión Colombia 2019 – II Centenario” y el Proyecto del Plan Nacional de Desarrollo 2006 – 2010, elaborados por el Departamento Nacional de Planeación.



Capítulo IV: El Plan Visión Colombia 2019 y el Plan Nacional de Desarrollo 2006 - 2010

La Visión País se sustenta en dos principios esenciales los cuales son:

- » Consolidación de un modelo político profundamente democrático, basado en los principios de libertad, tolerancia y fraternidad.
- » Consolidar un modelo socioeconómico para todos los colombianos, cuyo común denominador sea la igualdad y con un Estado garante de la equidad social.

Para materializar estos principios, el Plan 2019 establece la necesidad de desarrollar cuatro grandes objetivos:

- » Una economía que garantice mayor nivel de bienestar
- » Una sociedad más igualitaria y solidaria
- » Una sociedad de ciudadanos libres y responsables
- » Un Estado al servicio de los ciudadanos

El primero y el último de los cuatro grandes objetivos son relevantes para la estructuración del PEN 2006-2025. El primero se refiere a la necesidad de asegurar un proceso económico con crecimiento continuo y sostenido a largo plazo, de tal manera que se generen mayores niveles de bienestar para todos los ciudadanos. Se señala que hacia el 2010 la economía deberá estar creciendo al 5% por año, y a partir de 2014 lo hará al 6%. Al tiempo que el PIB se duplicará, el ingreso per cápita se incrementará a valores del orden de US\$3,800 hacia el 2019 comparado con US\$2,288 en promedio en el periodo 1990-2002.

Puede decirse que el tema del crecimiento económico es central en los planteamientos del Plan 2019. Para lograr lo anterior, es esencial mantener una participación creciente de inversión privada, niveles sostenibles de deuda a largo plazo y variables macroeconómicas bajo control, en particular en temas como inflación y tasa de cambio.

Así las cosas, el sector privado será el protagonista en la ejecución de proyectos de inversión, al aumentar su participación del 10.1% en 2005 a 18.3% en 2019. Se espera además que la inversión pública se duplique en términos reales llegando a niveles del 6.7% del PIB durante todo el período. Cosa parecida se espera que ocurra con el ahorro público con aumentos del 4.3% a 6.1% del PIB, lo cual impactará favorablemente el balance fiscal.



El Plan señala además que la economía de mercado y la democracia son condiciones necesarias más no suficientes para lograr resultados sociales, por lo cual se prevé que el Estado sea garante de las transformaciones que es necesario llevar a cabo a fin de alcanzar la equidad social. Y ese es precisamente el tema del cuarto objetivo, el cual tiene que ver con el papel que el Estado desea desempeñar en la Visión País de largo plazo, lo que a su vez tendrá repercusiones en el marco institucional nacional. ¿Cuál es ese papel que el Estado tendrá en la formación de la “nueva sociedad”? En respuesta a lo anterior se indica que para el año 2019 el Estado habrá consolidado un modelo óptimo de intervención en la economía, con sus funciones de planeador, regulador, controlador y promotor, y se habrá replanteado su papel como empresario.

Sin embargo, no se descarta la posibilidad de que el Estado actúe de forma directa en proyectos de infraestructura, mediante el aporte de activos o con participaciones minoritarias de capital, dejando la mayor parte de la gestión en manos de agentes privados. En materia de ciencia y tecnología, podría darse el caso de iniciativas estatales más directas.

El Estado también se propone que los ciudadanos dispongan de la información pública que necesitan para la toma de sus decisiones en tiempo real, y que sea además confiable, oportuna y de uso colectivo. Es lo que se denomina avanzar hacia la consolidación de un modelo de sociedad informada. Como se indicará en este documento, las limitaciones de información que enfrentan los agentes sectoriales plantea la necesidad de institucionalizar modelos de suministro de información para que los agentes puedan tomar las mejores decisiones en su campo de acción.

En el marco de las consideraciones generales del Plan 2019, se destaca el compromiso que se hace sobre dos temas que comienzan a tomar la característica de transversales:

Por una parte, lo relacionado con **Ciencia y Tecnología**, sobre lo cual se plantea que para el año 2019 la inversión deberá ser equivalente al 1.5% del PIB, la mitad del cual deberá provenir del sector privado. El documento reconoce que la falta de un adecuado desarrollo en el frente científico y tecnológico se debe a la inexistencia de fuentes de financiación y escaso apoyo del sector privado. Sin embargo, al plantear que uno de los fundamentos del crecimiento económico sostenido en los próximos años debe ser justamente el desarrollo científico y tecnológico, se impone la necesidad de crear un nuevo marco institucional dotado de los recursos necesarios y consolidar un sistema nacional de información e indicadores en ciencia, tecnología e innovación.



Capítulo IV: El Plan Visión Colombia 2019 y el Plan Nacional de Desarrollo 2006 - 2010

El segundo tópico se refiere al desarrollo sostenible y su impacto en los temas de salud pública. El Plan 2019 señala que para ese año, todas las metas de crecimiento económico y social deberán ser compatibles con un aprovechamiento sostenible del medio ambiente. Para ello, el Plan señala que deberá: “... enfatizarse en la inclusión de criterios ambientales en los procesos de planificación sectorial y territorial”. Lo anterior indica que Planes Energéticos como el PEN 2006-2025, deberán contemplar de manera explícita la variable ambiental, no sólo en lo que tiene que ver con el cuidado de los recursos naturales sino también en su impacto en la salud de los colombianos. Sobre este último punto, el Plan señala que en todas las ciudades colombianas y zonas industriales deberán cumplirse las normas sobre calidad del aire en términos de concentraciones máximas de partículas. Vale decir que hoy en día dicha normatividad no se está cumpliendo en algunas ciudades colombianas, siendo Bogotá un caso en referencia.

1.1 El Sector Energético

En lo que se refiere al sector energético, dice el Plan 2019 que la estrategia estará vinculada a la necesidad de generar una infraestructura adecuada para el desarrollo a fin de posicionar al País como un gran “Cluster Regional Energético” que garantice el abastecimiento en el largo plazo, con reglas claras de juego en lo que respecta a la construcción de las señales de precios.

Según el Plan 2019, el posicionamiento de Colombia como “Cluster Energético” se basará en los siguientes principios u objetivos de largo plazo, con los siguientes enunciados generales:

- » Integración regional
- » Convergencia de Precios
- » Regulación
- » Desarrollo de infraestructura

Los cuatro objetivos o principios básicos del desarrollo del Sector Energético tienen una sustentación evidente que también ha hecho parte de Planes Energéticos Nacionales previos desarrollados por la UPME. En primer término, la Integración Regional se plantea sobre la base de lograr sinergias que resultan de un aprovechamiento integral de los recursos energéticos regionales con precios eficientes e índices adecuados de confiabilidad y calidad. Se trata de proyectar a terceros y potenciales inversionistas una oferta energética con precios de mercado y calidad garantizada.



En cuanto se refiere a la convergencia de los precios, el Plan 2019 plantea nuevamente la necesidad de asegurar que los procesos de formación de los precios se realicen mediante mecanismos de mercado, sin distorsiones resultantes de subsidios o sistemas impositivos, arancelarios y ambientales. Sin embargo, deberá tenerse en cuenta que el componente de costo ambiental tendrá que hacer parte del proceso de formación de los precios en consonancia con la importancia de un desarrollo sostenible del medio ambiente. Respecto a los biocombustibles, el Plan 2019 señala la necesidad de definir una política de precios “sin transferencia de rentas entre sectores productivos, evitando las posiciones dominantes y la sustitución de importaciones o productos refinados a precios no conformes con criterios de eficiencia”.

Por su parte el tema regulatorio se concentrará en la armonización de los marcos regulatorios y en la definición de políticas de precios que garanticen el suministro de los energéticos a largo plazo. Adicionalmente, complementado con la parte institucional, se establecen los siguientes objetivos:

- » Identificar las señales económicas para la expansión de la oferta del sector eléctrico y las actividades de distribución y comercialización
- » Establecer incentivos que conduzcan a invertir en zonas urbanas y rurales interconectadas
- » Contar con capital privado en los proyectos de inversión de ECOPETROL
- » Continuar con el desmonte de subsidios a los combustibles líquidos
- » Ajustar las especificaciones de calidad, de tal manera que se tengan en cuenta las exigencias ambientales y se refleje la realidad de los mercados internacionales. Para tal efecto se establecerán precios de referencia paridad importación, hasta alcanzar la formación de precios por mecanismos de mercado.

Finalmente, en cuanto al desarrollo de infraestructura, el Plan 2019 indica la necesidad de estructurar proyectos que inserten a Colombia dentro del mercado mundial de bienes primarios como el carbón y el gas natural.

Las principales metas cuantitativas que se plantean para el sector energético son las siguientes:

- » Continuar con la vinculación de capital privado en los proyectos de exploración para lo cual se plantea la necesidad de avanzar en el conocimiento del subsuelo nacional como un mecanismo para mejorar la calidad de la prospectiva petrolera



Capítulo IV: El Plan Visión Colombia 2019 y el Plan Nacional de Desarrollo 2006 - 2010

- » Continuar con la vinculación de capital privado en los proyectos de inversión de ECOPETROL
- » Consolidar la libertad de exportaciones como una política clave en el sector del gas natural
- » Aumentar del 90% al 99.4% la cobertura del servicio de energía eléctrica en zonas interconectadas
- » Incrementar de 13,398 a 16,017 MW la capacidad de generación del País
- » Aumentar en 3,500 millones de barriles las reservas de petróleo y en 17 TPC las correspondientes a gas natural
- » Aumentar las exportaciones de carbón de 50 a 100¹⁵ millones de toneladas hacia el año 2019

2. LOS OBJETIVOS DEL PEN 2003-2020 EN EL MARCO DEL PLAN 2019

La elaboración de las “Bases de Política Energética PEN 2006 - 2025”, debe tener en cuenta los avances en los planes energéticos previos que la UPME ha desarrollado y los cuales han marcado el rumbo en la formulación de estas políticas.

Por ello se realiza este breve recuento de los objetivos específicos del PEN 2003-2020, mostrando que ellos son compatibles con la situación energética del País, el entorno internacional de los subsectores energéticos y, en particular, con el Plan Visión Colombia 2019, el cual se ha tomado como punto de referencia para estructurar el PEN 2006 - 2025. Se quiere que el nuevo PEN, al tomar lo relevante del anterior, pueda señalar una solución de continuidad en los Planes Sectoriales Nacionales.

Garantizar el aporte a la balanza comercial y a los ingresos de la Nación

Puede afirmarse que este fue el objetivo central y posiblemente más extenso del PEN 2003 - 2020 por la variedad de temas que abarcó, incluyendo los siguientes:

- » Incrementar la producción de crudo
- » Desarrollar adecuadamente la cadena de generación de valor de la industria petrolera

15. De acuerdo con el Plan Nacional de Desarrollo Minero se proyecta exportaciones por 120Mt al 2016



- » Disminución de la dependencia en la gasolina y el diesel en la oferta de combustibles para el mercado automotor
- » Promover las exportaciones de gas natural, electricidad y carbón térmico

En el PEN 2003 - 2020, el Objetivo 1 se enfocó a la generación de ingresos a la Nación por la vía de la maximización de las exportaciones de los energéticos. Este planteamiento revive el viejo debate sobre las estrategias de crecimiento económico en un mercado abierto para lo cual, o bien se exportan materias primas, o se maximiza la generación de valor a través de exportaciones de productos con valor agregado.

Por lo tanto, en lo que respecta a este objetivo del PEN anterior, es rescatable la maximización de las exportaciones de gas natural, petróleo, electricidad y carbón como un elemento de crecimiento sostenido. Sin embargo, es preferible maximizar el valor agregado ya que genera actividad industrial que permanece aún si los recursos no renovables se agotan.

A fin de alcanzar metas de crecimiento económico sostenido como las planteadas en el Plan 2019, la actividad exportadora en el sector energético no debe limitarse a la venta al exterior de materias primas.

Consolidar el esquema competitivo en los diferentes mercados

Este objetivo tenía una gran importancia al momento de formular el PEN 2003-2020, debido a la mezcla de roles en casos clave de la política energética nacional, como el de ECOPETROL, donde era necesario separar las actividades empresariales de las correspondientes a la definición de políticas. Este caso se enfrentó satisfactoriamente con la creación de la ANH.

Sin embargo, a raíz de los planteamientos del Plan 2019, en particular sobre la nueva política de intervención económica del Estado, es conveniente mantener los aspectos esenciales de este objetivo por cuanto aún quedan temas de participación estatal en empresas del sector y competencia en los diferentes mercados que es necesario resolver.

Profundizar el Plan de Masificación del Gas

Este objetivo es compatible con varios conceptos básicos del Plan 2019. En primer término, la estructuración de un “Cluster Energético Regional” conlleva justamente la necesidad de profundizar en el Plan de Masificación del Gas en



Capítulo IV: El Plan Visión Colombia 2019 y el Plan Nacional de Desarrollo 2006 - 2010

los diferentes elementos de su cadena de valor. En lo que se refiere a la oferta, la cual deberá incrementarse para atender los retos del mercado a mediano y largo plazo, el Plan 2019 estableció como una de sus metas en el sector “Adicionar nuevas reservas de gas natural y desarrollarlas”.

Dada la importancia del gas natural en la canasta energética nacional, el Plan de Masificación de Gas, tanto en su componente de gas natural como de GLP, tendrá un tratamiento específico dentro de los objetivos del PEN 2006-2025, considerando que la masificación del gas conlleva el establecimiento de políticas específicas de desarrollo de la demanda en todos los segmentos, incluyendo residencial, energía eléctrica, industria y exportaciones.

Ampliar y garantizar la oferta interna de energéticos con precios eficientes y adecuada calidad.

La definición de precios eficientes de los energéticos a que se refiere este objetivo del PEN 2003-2020, ha sido parte de todos los Planes Energéticos Nacionales y sectoriales. Teniendo en cuenta que los avances en este tema no han sido completamente satisfactorios, en particular en combustibles líquidos derivados del petróleo, el Plan 2019 incorpora este aspecto bajo la denominación de “convergencia de los precios” por lo cual se entiende la necesidad de asegurar que los procesos de formación de los precios se realicen mediante mecanismos de mercado.

La estructuración de un esquema de oferta de energía, pasa por la definición de precios eficientes por lo cual se considera relevante su inclusión como un objetivo del PEN 2006-2025.

Favorecer el desarrollo regional y/o local

El objetivo anterior, en el marco del PEN 2003-2020, está orientado a temas tales como:

- » Utilización de fuentes puntuales como cogeneración
- » Impulsar programas de ahorro y eficiencia energética
- » Potenciar el uso de fuentes de recursos de inversión específica para URE
- » Extensión de redes energéticas hacia zonas no conectadas
- » Utilizar recursos del FAZNI para apoyar el desarrollo de programas y proyectos de construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica y para la reposición o la rehabilitación de la existente



Temas estrictamente referentes al favorecimiento regional y local, tienen una primera expresión en las metas del sector minero – energético del Plan 2019:

- » Elevar la participación de las energías alternativas en zonas no interconectadas
- » Aumentar la cobertura del servicio de energía eléctrica

Los programas de Fuentes no Convencionales de Energía y Uso Racional de la Energía contemplados en este objetivo del PEN 2003-2020, tendrán un tratamiento específico dentro del nuevo PEN 2006-2025.

3. PROYECTO DEL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO 2006-2010

El Plan de Desarrollo 2006-2010, plantea la consolidación de una política energética de largo plazo como requisito indispensable para asegurar el “abastecimiento” de los energéticos, a fin de mantener el aparato productivo nacional en plena marcha y en condiciones de eficiencia y competitividad internacional.

En ese orden de ideas, el Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010, define como sus principios básicos:

- » Fortalecimiento de la seguridad energética del País
- » Promoción del uso eficiente de la canasta energética
- » Consolidación de la integración regional

Sobre la seguridad energética, el concepto se desarrolla en dos formas. Por una parte la confiabilidad operativa del sistema en el corto plazo, la cual se alcanza una vez que la infraestructura disponible permite equilibrar la oferta y la demanda de energía en tiempo real. El segundo aspecto se refiere a disponer de la oferta adecuada de energía en el mediano y largo plazo, lo cual es posible mediante la definición de las señales económicas adecuadas que estimulen la inversión en la expansión de capacidad en los subsectores de producción, transporte y distribución.

El segundo criterio de uso eficiente de la canasta energética se refiere a estructurar las señales que incentiven la sustitución de energéticos menos eficientes por aquellos que sí lo sean, a partir de señales de precios generadas por los propios mercados.



Capítulo IV: El Plan Visión Colombia 2019 y el Plan Nacional de Desarrollo 2006 - 2010

El tercer aspecto de la política de abastecimiento energético contempla la consolidación de la integración regional, a fin de asegurar el aprovechamiento eficiente de las fuentes de energía disponibles en la región, para lo cual se hace necesaria la armonización de los marcos regulatorios y la promoción de la interconexión con los países vecinos bajo esquemas de competencia.

Abastecimiento Energético: Hidrocarburos y Carbón

Comprende tres grandes propósitos, dentro de los cuales se destacan algunos de sus planteamientos:

- » Continuar promoviendo la exploración y explotación de hidrocarburos y el carbón

El Gobierno nacional avanzará en la consolidación institucional del sector, para lo cual se trabajará en la separación de competencias entre el Ministerio de Minas y Energía y la ANH a partir de lo dispuesto por el Decreto 1760 de 2003. La ANH mantendrá sus funciones relacionadas con la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación y el control y fiscalización de las operaciones petroleras del País. El Ministerio de Minas y Energía asumirá las funciones relacionadas con los temas de regulación y formulación de políticas del sector, que en un principio le fueron asignadas a la ANH por el Decreto 1760 de 2003.

El documento del Plan 2006-2010 es explícito, entre otros, al numeral que se refiere precisamente a las responsabilidades sobre el abastecimiento de hidrocarburos del País; al respecto expresa: “Adelantar las acciones necesarias para buscar el adecuado abastecimiento de la demanda nacional de hidrocarburos y productos, sin perjuicio de las atribuciones asignadas al Ministerio de Minas y Energía en esta materia.”

Adicionalmente, el documento del Plan de Desarrollo plantea como eje central de la política petrolera la capitalización del 20% de ECOPETROL.

Respecto a los intercambios comerciales internacionales de gas natural, se continuará con la implementación de las políticas de libertad de los mismos, como parte de la política de promoción de la exploración y producción de hidrocarburos.

Además, el Ministerio de Minas y Energía definirá mecanismos que permitan poner a disposición del público información sobre las reservas probadas de gas natural y que aseguren el abastecimiento, respetando el equilibrio económico de los contratos existentes, mecanismos contractuales que desarrollará la ANH.



- » Promover la formación de precios de energéticos mediante la adopción de esquemas de mercados

Se busca incentivar la competencia y la inversión en la industria de refinación e importación de combustibles, mediante acciones como:

- Avanzar en el desmonte progresivo de los subsidios a los combustibles líquidos. Para ello se tomarán como referencia los precios del mercado de derivados del petróleo en la Costa del Golfo de los Estados Unidos con los ajustes de calidad que se requieran y se definirán sendas de desmonte.
 - Ajustar la estructura tributaria de los combustibles líquidos, a fin de eliminar las distorsiones que se presentan en la actualidad, en particular en el uso del diesel. Todo lo anterior sin generar impactos negativos en los ingresos de la Nación, departamentos y municipios.
 - Incentivar la conversión de vehículos a gas natural en número estimado de 160,000 en el cuatrienio.
 - Promover la competencia entre los diferentes biocombustibles con criterios de sostenibilidad financiera, ambiental y de abastecimiento energético y evaluar la conveniencia y la viabilidad de liberar los precios de los biocombustibles en un plazo inferior al establecido para el desmonte de los subsidios de los demás combustibles.
 - Adoptar las medidas necesarias para alcanzar las metas de sustitución de 10% de etanol en la gasolina y 5% de biodiesel. Adicionalmente se harán las evaluaciones para determinar la posibilidad de incrementar dichos porcentajes.
- » Promover la consolidación de la regulación en el sector de hidrocarburos
 - **Confiability en el Suministro y Transporte de Gas:** Diseñar e implementar un esquema regulatorio para remunerar la inversión en infraestructura de suministro y transporte, a fin de asegurar la continuidad del servicio en periodos de contingencia.
 - **Distribución De Combustibles Líquidos:** Se avanzará en la expedición de las reglas de acceso al sistema de poliductos en el País y de la reglamentación técnica de la cadena de distribución; se dará continuidad a todos los esfuerzos para reducir el hurto y el contrabando de combustibles y se revisará el régimen especial para combustibles líquidos en zonas de frontera.
 - **Gas Propano o GLP:** Se propenderá por el establecimiento de un esquema regulatorio que permita promover usos alternativos de este energético, teniendo en cuenta que la prioridad se orientará a la satisfacción plena de la demanda residencial. Como parte del diseño del nuevo marco regulatorio se establecerá un esquema de responsabilidad por la calidad y seguridad del combustible distribuido.

Abastecimiento Energético: Energía Eléctrica

En este caso el Plan 2006-2010 propone el desarrollo de intercambios internacionales y fortalecer el mercado de energía eléctrica a fin de asegurar su eficiencia y la formación de precios bajo competencia.



Capítulo IV: El Plan Visión Colombia 2019 y el Plan Nacional de Desarrollo 2006 - 2010

Para lograr estos objetivos se mencionan algunas acciones:

- » Desarrollar una infraestructura de transporte que permita la interconexión eléctrica de Colombia, los países Andinos y Centroamericanos
- » Armonización de los marcos regulatorios en la región, en especial con Panamá
- » Consolidación del marco regulatorio del Cargo por Confiabilidad y ejecución de las subastas de energía en firme
- » Optimizar la coordinación operativa gas - electricidad
- » Incentivar el desarrollo de proyectos de cogeneración y autogeneración

Acceso a los Servicios de Energía Eléctrica y Gas

Con el objetivo de permitir el acceso de la población a los servicios públicos, el Plan Nacional de Desarrollo menciona que el Gobierno Nacional desarrollará acciones para:

- » Consolidar el marco regulatorio de las actividades de distribución y comercialización
- » Consolidar la política de normalización de la prestación del servicio de energía eléctrica en áreas subnormales
- » Fortalecer las empresas distribuidoras de energía eléctrica con participación accionaria mayoritaria de la Nación
- Elaborar el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura
- Establecer esquemas de gestión para las Zonas No Interconectadas - ZNI
- Promover proyectos de generación que utilicen “fuentes de energía alternativa” para las ZNI.
- Desarrollar un programa de masificación del uso del GLP

La Tabla que se presenta a continuación contiene las metas más importantes para el sector energético en el uatrienio (2006-2010).



Tabla 1
Metas del Plan Nacional de Desarrollo 2006 - 2010

METAS PARA EL PERIODO 2007-2010	Línea de Base	Meta Cuatrienio
Nuevos contratos en exploración y explotación petrolera	150	120
Nuevos pozos exploratorios perforados (Wildcats A-3)	125	160
Nuevos kilómetros de sísmica equivalente 2 dimensiones incorporados	31.947	32.000
Barriles diarios promedio disminuidos en hurto de combustibles (1)	6.293	6.600
Número de departamentos donde la gasolina contiene un 10% de alcohol carburante (Acum)	13	26
Número de departamentos donde el ACPM contiene un 5% de biodiesel (Acum)	0	26
Porcentaje de desmonte de subsidios a la gasolina (Acum)	74%	100%
Porcentaje de desmonte de subsidios al ACPM (Acum)	62.9%	100%
Nuevos vehículos convertidos a Gas Natural Vehicular	123.342	160.000
Cobertura de energía eléctrica en el Sistema interconectado Nacional (2)	93.60%	95.10%
Electrificadoras con vinculación de capital privado	3	8
Nuevas interconexiones eléctricas internacionales	1	1
Áreas con esquemas de gestión por resultados implementadas	0	3
Nuevos usuarios con servicio de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas	15.000	40.000
Incremento en tiempo promedio de servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas	30%	10%
Nuevos proyectos hidroeléctricos de menor escala en operación	2	7
Capacidad instalada de generación con combustibles fósiles sustituida con energías alternativas (excepto hidroeléctricas) (MW)	0.35	6.9
(1) La meta del cuatrienio equivale a una reducción de 400 barriles promedio por día frente al avance a Agosto de 2006 y 6.600 barriles promedio por día frente a lo hurtado en el año 2002 (7.200 barriles por día)		
(2) Para el 2005 cifra del Dane		

Fuente: Documento del Proyecto Plan Nacional de Desarrollo 2006 - 2010

Capítulo V

Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional 2006 - 2025



CAPÍTULO V: OBJETIVOS Y ESTRATEGIAS DEL PLAN ENERGÉTICO NACIONAL 2006 – 2025

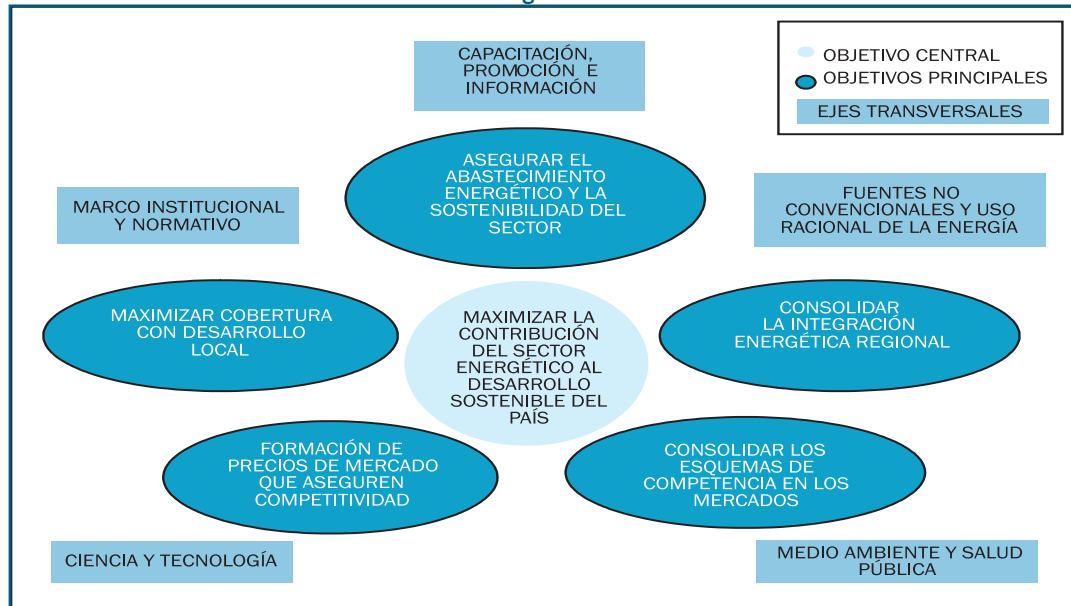
Considerando el entorno y las definiciones previas, la formulación de objetivos del PEN 2006-2025 que se presenta en este capítulo, tiene la estructura que se define a partir de los siguientes elementos:

- » Objetivo central
- » Objetivos principales o ejes temáticos
- » Temas transversales



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

Figura 1
Estructura del Plan Energético Nacional 2006 - 2025



Objetivo Central: plantea la razón de ser y el marco conceptual del PEN 2006-2025.

Objetivos principales o ejes temáticos: En cada uno de estos objetivos se hace un análisis conceptual y se destaca la importancia de su consideración en la estructura general del PEN. Adicionalmente, en cada caso, se plantean las estrategias más relevantes para su cumplimiento.

Temas Transversales: Son parte esencial del modelo del nuevo PEN y contienen desarrollos conceptuales comunes a uno o varios objetivos. Para cada uno se hace un análisis del papel que juega en la estructura del modelo y las líneas de acción más importantes en cada caso.

FORMULACIÓN DE OBJETIVOS Y ESTRATEGIAS DEL PEN 2006 – 2025

1. Objetivo Central: MAXIMIZAR LA CONTRIBUCIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO AL DESARROLLO SOSTENIBLE DEL PAÍS

El desarrollo sostenible conduce al crecimiento económico, a la elevación de la calidad de la vida y al bienestar social, sin agotar la base de recursos naturales



renovables en que se sustenta, ni deteriorar el medio ambiente o el derecho de las generaciones futuras a utilizarlo para la satisfacción de sus propias necesidades.

Una economía que garantice mayor nivel de bienestar para los colombianos de hoy y del mañana, es una prioridad nacional y por eso es el eje central en el marco del Plan Visión Colombia 2019 y del Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010.

Sólo a través de una economía en expansión será posible corregir los problemas persistentes de la sociedad colombiana, los cuales se traducen en altos niveles de pobreza y un número creciente de personas con necesidades básicas insatisfechas. En la medida en que la economía crezca con la contribución de un sector energético sólido y en expansión, el Estado tendrá los medios para crear una sociedad más justa, igualitaria y solidaria.

El planteamiento del objetivo central del PEN 2006-2025, propone:

- » Fortalecer la contribución del sector energético al crecimiento y desarrollo económico ambientalmente sostenible, sin limitarse a la maximización de la producción y a la exportación de recursos energéticos.
- » Cambiar el paradigma de la autosuficiencia por el de pleno abastecimiento, o la disponibilidad de la energía que el País requiere para su desarrollo. Para lograrlo es necesario adelantar procesos de integración energética con los países vecinos.
- » El pleno abastecimiento o disponibilidad de los recursos energéticos es consistente con la conveniencia de encontrar dichos recursos en el subsuelo colombiano, por cuanto con el autoabastecimiento es mayor la contribución del sector energético a la economía nacional.
- » Desarrollar mecanismos que propicien la exportación de productos derivados del petróleo y del carbón con valor agregado, de manera complementaria con las exportaciones tradicionales de materias primas o recursos energéticos primarios.

En torno al objetivo central se desarrollan los objetivos principales, acompañados de temas transversales que hacen coherente el planteamiento de las políticas energéticas presentadas en este documento.



2. Objetivo Principal 1: ASEGURAR LA DISPONIBILIDAD Y EL PLENO ABASTECIMIENTO DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS PARA ATENDER LA DEMANDA NACIONAL Y GARANTIZAR LA SOSTENIBILIDAD DEL SECTOR ENERGÉTICO EN EL LARGO PLAZO

Este objetivo se centra en dos conceptos esenciales: Disponibilidad y Sostenibilidad a largo plazo.

Desde la óptica de la Disponibilidad, el País requiere contar con los recursos energéticos, bien sea de producción nacional o importados, y con la infraestructura adecuada para atender las necesidades de los diferentes sectores socio-económicos de consumo.

No obstante, la sociedad colombiana tendrá un mayor nivel de bienestar cuando los recursos se encuentren en el territorio nacional, dependiendo desde luego de las inversiones requeridas.

Otra de las bondades de contar con los recursos energéticos de origen local es la mayor confiabilidad en el suministro. Sin embargo, la limitación de recursos energéticos locales no puede convertirse en un argumento que impida las posibilidades de crecimiento económico y desarrollo nacional, por cuanto el recurso en sí mismo podrá importarse para atender las necesidades de la demanda nacional.

Por las consideraciones anteriores, es necesario adoptar las políticas que permitan desarrollar la estrategia de disponibilidad plena y eficiente de los recursos energéticos, considerando la posibilidad de recurrir a los mercados internacionales.

El concepto de Sostenibilidad hace referencia a dos componentes: consideraciones de carácter ambiental y consideraciones institucionales y normativas. Las primeras están orientadas a la producción y uso de energía amigable con el medio ambiente que posibilite el derecho de las futuras generaciones de satisfacer sus propias necesidades.

El PEN reconoce la importancia de la dimensión ambiental, considerándolo como un tema transversal que impacta a los objetivos principales. La segunda componente considera los aspectos de carácter institucional y normativo que permiten la solidez y permanencia de las estructuras subsectoriales que garanticen la prestación de los servicios en el largo plazo.

A continuación se desarrollan estos conceptos para cada uno de los subsectores:



2.1. Petróleo y Gas Natural

2.1.1 Las actividades de exploración y producción

Los análisis de disponibilidad de petróleo y gas natural ofrecen diferencias conceptuales importantes, originadas en su transabilidad. Por una parte, el eventual déficit que se presenta en el suministro de petróleo y derivados puede ser superado mediante operaciones spot de importación por tratarse de un mercado de gran liquidez, transparencia y plena información para la toma de decisiones por parte de los agentes.

No ocurre lo mismo con el gas natural, aunque ha venido mejorando gradualmente su transabilidad internacional con operaciones de GNL, con la conformación de un mercado de transacciones spot, aún incipiente, y a través de gasoductos que implican opciones de suministro condicionado a limitaciones de distancia, capacidad de transporte y tamaño de mercado.

Respecto a la disponibilidad nacional de petróleo y gas natural en el mediano y largo plazo, existe una gran incertidumbre que se refleja en los escenarios y resultados del Estudio de Abastecimiento Energético realizado en forma conjunta por la ANH y la UPME, referenciados en el capítulo de prospectiva. Los escenarios desarrollados muestran los siguientes resultados:

Tabla 1 Reservas de crudo por escenario (MMBL)

Reservas de Crudo por Escenario (MMBL)	ABUNDANCIA	SESGO PETRÓLEO	SESGO GAS	ESCASEZ
Nuevos Descubrimientos	5,000	3,300	2,000	1,000
Nuevos Desarrollos	210	210	133	133
Recuperación Mejorada	1,607	1,607	1,244	1,244
Total Nuevas Reservas	6,817	5,117	3,377	2,377

Tabla 2 Reservas de gas por escenario (TPC)

Reservas de Gas por Escenario (TPC)	ABUNDANCIA	SESGO PETRÓLEO	SESGO GAS	ESCASEZ
Nuevos Descubrimientos	11.0	2.5	6.5	0.8
Proyectos exploratorios Específicos	14.0	4.0	9.0	2.0
Nuevos Desarrollos	9.4	3.7	6.8	3.2
Total Nuevas Reservas	34.4	10.2	22.3	6.0

Fuente: Estudio de Abastecimiento ANH – UPME



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

Los resultados señalan que son notables los esfuerzos exploratorios que deben concretarse en el mediano y largo plazo a fin de obtener los resultados en términos de nuevas reservas de petróleo y gas natural, que permitan en primer lugar mantener la autosuficiencia y en segunda instancia consolidarse como exportadores.

No obstante, las experiencias en torno a las políticas de rápida monetización de las reservas sin resguardo del abastecimiento a largo plazo, aconsejan también una medida al respecto, dado que el tema debe ser visto desde los impactos potenciales previsible sobre la Nación en el corto, mediano y largo plazo.

El agotamiento de crudos livianos y las perspectivas de producción de crudos pesados indican que hacia el 2025, el porcentaje de crudos pesados y extrapesados podrán tener una contribución importante en la oferta nacional, en proporciones del orden del 37% al 39%. Esta circunstancia tendrá implicaciones importantes en el esquema de abastecimiento y será necesario el diseño de un Plan Estratégico de producción, transporte, refinación y comercialización de este tipo de petróleos, a fin de obtener los mejores resultados para el País en términos económicos y ambientales.

Para que estos crudos puedan ser recuperados y refinados, la industria tendrá que realizar operaciones de mejoramiento y acondicionamiento antes de la refinación, como el proceso upgrading, con el propósito de obtener los máximos niveles de conversión y reducción del costo de producción de cada barril, así como la obtención de combustibles de mayor calidad, acorde con las nuevas exigencias en las especificaciones de calidad de los combustibles. De lo contrario, en el mediano plazo será necesario adecuar el sistema de refinación colombiano para la carga de dietas más pesadas, con mayor contenido de azufre y metales pesados, así como para la complejidad de los procesos a la luz de los cambios en los patrones de demanda y las restricciones ambientales.

El desarrollo del sector petrolero ha estado sustentado en las últimas décadas por la activa participación del sector privado. Sin embargo, asegurar el abastecimiento de petróleo y gas natural es una responsabilidad de Estado, para lo cual debe utilizar los esquemas y mecanismos de planeación indicativa que le permitan desarrollar análisis integrales del mercado y el señalamiento de las acciones a seguir, para que la sociedad colombiana pueda contar con la energía necesaria que satisfaga plenamente sus necesidades.



En el caso del petróleo y los derivados, el País ha contado con los recursos necesarios para disfrutar del abastecimiento adecuado aún en épocas de pérdida de la autosuficiencia petrolera, de tal suerte que en caso de limitaciones de la oferta nacional, la demanda puede atenderse con recursos del mercado internacional.

En cuanto se refiere al gas natural, los criterios para el abastecimiento implican otras consideraciones por tratarse de un recurso sometido a libertad de intercambios comerciales pero con baja accesibilidad a los mercados internacionales y sometido al régimen de los servicios públicos domiciliarios. La prioridad en el abastecimiento la tienen los usuarios residenciales, comerciales e industriales con consumos inferiores a 100,000 PCD o usuarios regulados. En la eventualidad de restricciones en el suministro interno, el Gobierno Nacional señala las prioridades y limitaciones acorde con el tipo de contrato suscrito entre los agentes. En este sentido, el proyecto del Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010 contempla como responsabilidades de la ANH el desarrollo de los mecanismos contractuales para asegurar que con las reservas probadas de gas natural se atienda prioritariamente la demanda interna, siguiendo los lineamientos que defina el Ministerio de Minas y Energía.

Ante resultados desfavorables de la exploración en materia de gas, el abastecimiento pleno y confiable de todos los usuarios dependerá de la interconexión con Venezuela en el mediano plazo y de la entrada en operación de otras fuentes de suministro, como sería el caso del campo de Gibraltar y la ampliación de la producción de Cusiana.

Independientemente de nuevos hallazgos en materia de gas, se requieren fuentes alternas de abastecimiento para asegurarle a la sociedad colombiana la disponibilidad plena y asequible en el mediano y largo plazo. Esto implicará explorar opciones de importación diferentes a la interconexión vía gasoducto, analizando la factibilidad de nuevas tecnologías como el gas natural comprimido a gran escala - GNC o el LNG.

La estabilidad en las reglas de juego para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, facilitan la permanencia de los negocios y será mayor la probabilidad de nuevos hallazgos. Asegurar el éxito de estas operaciones es uno de los propósitos de este Plan, el cual sólo será garantizado en el marco de una coordinación íntegra entre las autoridades energéticas y las demás autoridades que participan, con los inversionistas, en temas como seguridad y medio ambiente, entre otros.



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

La sostenibilidad de la exploración y producción de hidrocarburos está vinculada con los resultados del nuevo modelo de concesión, cuyo indicador fundamental es la tasa de hallazgo de nuevas reservas. Si a futuro el modelo no rinde los resultados esperados, el esquema contractual de exploración y explotación podría no ser sostenible y requerirá plantear cambios al modelo.

Las estrategias y acciones propuestas para el desarrollo de las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural son:

- Mantener condiciones atractivas para asegurar inversiones en exploración y producción de hidrocarburos que permitan el descubrimiento de nuevas reservas. Para ello, se desarrollarán las siguientes acciones:
 - Mejoramiento de la prospectividad geológica en áreas de frontera, mediante el incremento de las inversiones de la ANH en áreas de baja exploración, calentamiento de áreas y los contratos de evaluación técnica.
 - Mayor actividad de promoción de la ANH en los mercados internacionales para la atracción de inversionistas.
 - Seguimiento y evaluación continua del modelo de concesión petrolera en ejecución, considerando los resultados obtenidos en la incorporación de nuevas reservas comerciales de petróleo y gas natural.
 - Aumentar los niveles de perforación exploratoria a valores cercanos a los 100 pozos año, con el propósito de mejorar el conocimiento geológico del País y del grado de éxito en la incorporación de reservas
- Acelerar el recobro de las reservas existentes
 - Promoción de inversiones en los actuales campos de producción a partir de la prórroga de los contratos de asociación, sujeto a evaluación particular para determinar la conveniencia para el País
 - Incorporación de nuevas tecnologías, económicamente viables, que permitan optimizar el factor de recobro de los campos en producción
 - Diseño e implementación de un Plan Estratégico para la promoción de la extracción y tratamiento de crudos pesados y extrapesados, a fin de consolidar un portafolio de reservas que contribuya al abastecimiento en el largo plazo con recursos locales
- Garantizar la viabilidad y oportunidad de las operaciones de las empresas en la exploración y producción de hidrocarburos, mediante las siguientes acciones:
 - Mantener el acuerdo Gobierno – Industria en los temas básicos de seguridad y cooperación de las autoridades militares, energéticas y otras relacionadas
 - Acuerdos con las autoridades ambientales para mejorar la gestión en temas como la autorregulación y control
- Desarrollar mecanismos en el marco contractual de exploración y explotación



de hidrocarburos tendientes a establecer condiciones que aseguren la atención prioritaria de la demanda interna de gas natural.

- Dotar a la ANH de un mayor capacidad operativa de gestión que permita la intensificación de de las inversiones en exploración.
 - Evaluar y definir criterios y mecanismos para el fácil acceso del País a los mercados internacionales del gas natural como GNC o el LNG.
 - Analizar la opción de instalar una planta de regasificación, con el propósito de servir de respaldo en caso de no incorporar nuevas reversas de gas. En el escenario de declinación de reservas, la prospectiva muestra su necesidad antes del 2018.
- Efectuar un seguimiento anual y en forma detallada de los escenarios de abastecimiento definidos en el PEN 2006-2025, frente a las variables claves como sísmica, perforación de pozos exploratorios, nuevas reservas e inversiones medidas en términos de indicadores.

2.1.2 Las actividades de transporte, refinación, distribución y comercialización

DERIVADOS DEL PETRÓLEO

Para el desarrollo de las actividades de transporte refinación y comercialización de crudo y sus derivados, es prioritario analizar la situación actual de la infraestructura y las necesidades futuras, acorde con los tipos de crudos y derivados a transportar y refinar y con la estructura de la futura demanda de los derivados.

La actividad de refinación juega un papel preponderante en el desarrollo industrial del País por su aporte de materias primas de alto valor agregado para la industria manufacturera y por su contribución al crecimiento económico, ante los requerimientos de un suministro de combustibles derivados del petróleo seguro, pleno y eficiente.

En el marco de la globalización se constituye en una actividad estratégica para el País, particularmente la refinería de Cartagena dada la facilidad de acceso a crudos externos en caso de escasez y a la opción de generar excedentes con destino al mercado externo. Con la vinculación de un inversionista privado, la expansión de la planta se tendrá en el 2011 y contribuirá al pleno abastecimiento interno de la creciente demanda de ACPM, como se vio en el ejercicio de prospectiva.

Las tendencias mundiales en la calidad de los combustibles y la nueva calidad de la mezcla de crudo colombiano, hacen que el proceso de refinación sea más



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

complejo por la disminución de rendimientos y eficiencias. Lo anterior sugiere el reacondicionamiento de las operaciones de refinación nacional, orientándolas hacia procesos de alta conversión para ajustarlas a las necesidades de los mercados nacionales e internacionales, no sólo por la eficiencia económica, sino por el impacto en la salud pública colombiana que se generaría al continuar con el esquema actual.

El transporte de productos derivados y su almacenamiento en puertos, son actividades realizadas por la empresa estatal, propietaria de la infraestructura existente, la cual se encuentra operando al límite de su capacidad, salvo la red de transporte utilizada en el pasado para la importación de gasolina (Pozos Colorados – Barranca).

Teniendo en cuenta la necesidad de ampliar la infraestructura en puerto para manejar los crecientes volúmenes de importación de diesel y llevar los también crecientes volúmenes de gasolina para su exportación, se requerirá un significativo tren de inversiones a mediano plazo, cuya definición es inaplazable. Lo anterior implica el diseño de esquemas para el acceso de terceros a la infraestructura, facilitando así la apertura a la inversión privada.

En cuanto al tema de comercialización de derivados, la actividad es desarrollada por el sector privado y cuenta con un nuevo marco regulatorio, el cual deberá ser evaluado continuamente de cara a tomar las previsiones en caso de que los resultados no sean satisfactorios.

Cabe mencionar respecto al régimen especial para los combustibles líquidos en zonas de frontera, que este no ha sido un mecanismo eficaz para evitar el comercio ilícito entre fronteras y generar el desarrollo económico y social de esas zonas; por el contrario, esto ha generado desviaciones de uso y distorsiones en la distribución de combustibles en los municipios vecinos no cobijados con este beneficio. Por lo tanto se recomienda el desarrollo un nuevo mecanismo que propenda por el logro de los objetivos planteados sin que provoque distorsiones en el mercado de combustibles.

El concepto de operaciones sostenibles en las actividades de refinación, transporte, distribución y comercialización de productos líquidos derivados del petróleo, se centra en una adecuada definición del marco regulatorio y las políticas de precios de los energéticos que consulte los criterios económicos de paridad exportación y paridad importación, según corresponda de acuerdo a la posición relativa de Colombia en cada momento respecto a cada energético, lo mismo



que respecto de la calidad de los referentes internacionales comparados con los productos locales. El País deberá optar por una política clara y transparente de precios aproximando gradualmente los niveles actuales a los referentes internacionales que consulten la realidad del mercado.

En este sentido, las principales **estrategias y acciones** son:

- Adecuar los esquemas de operación de las refinerías para orientarlos hacia procesos del alta conversión, tendencia hacia los destilados medios y menores ofertas de gasolinas.
- Implementar intensos procesos de desulfurización para ajustar las operaciones de producción de los derivados del petróleo a las nuevas exigencias mundiales en materia ambiental.
- Acondicionar la infraestructura de transporte, diseñada para la importación de gasolinas, y expandirla para manejar los crecientes volúmenes de importación de diesel.
- Ampliar la capacidad de almacenamiento y expandir los muelles para permitir el ingreso a barcos de mayor calado tanto para la exportación como para la importación.
- Desarrollar la reglamentación necesaria para permitir el acceso de terceros a los sistemas de transporte y almacenamiento.
- Desarrollar un nuevo mecanismo que propenda por el logro de los objetivos planteados en el régimen especial para los combustibles líquidos en zonas de frontera, que evite distorsiones en el mercado de combustibles.

GAS NATURAL

Transporte: La actividad de transporte de gas natural es esencialmente una labor activa en esta cadena comercial por la competencia tecnológica de los energéticos sustitutos en los diferentes sectores socioeconómicos de consumo. Optimizar el transporte de gas requiere de un profundo conocimiento del mercado de la energía en Colombia.

El transporte de gas natural presenta una estructura de remuneración de cargos basada en señales de distancia y requiere la celebración de contratos entre transportador y remitente, lo cual influye directamente sobre la expansión de los sistemas de transporte tanto en capacidad como en oportunidad. Esta circunstancia conduce a que exista cierto grado de discrecionalidad para que



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

se decida acometer la expansión y adelantar las inversiones, lo cual se vincula directamente con el riesgo que debe asumir dicho agente, es decir que la expansión se realiza asegurado un porcentaje de la nueva capacidad bajo el esquema de contratos.

Sin embargo, este esquema podría conllevar a que la expansión del sistema de transporte no esté estrictamente a tiempo cuando la demanda lo requiere, poniendo en riesgo la atención de la demanda de gas natural en forma confiable. Esto además puede afectar las decisiones de inversión de los agentes para ampliar la capacidad de producción, lo cual sugiere una armonización de los planes de producción con los de expansión de transporte, a fin de preservar un mercado de gas bien atendido.

Respecto al concepto de Sostenibilidad en el transporte de gas natural, se debe revisar la consistencia del esquema regulatorio para la expansión de la infraestructura, relacionado a su vez con la estructura contractual del servicio. En este contexto deberán efectuarse análisis de orden normativo, a fin de determinar la viabilidad de introducir el concepto de confiabilidad para garantizar la plena atención de la demanda de gas.

Distribución: La actividad de distribución se ha orientado básicamente a la prestación del servicio en condiciones de eficiencia y solidaridad, con remuneración de la infraestructura desde la salida del sistema de transporte hasta el punto de conexión del usuario final, utilizando la metodología de ingreso medio escalonado, calculado con base en costos medios de mediano plazo, permitiendo al distribuidor establecer una canasta de tarifas por volumen.

Existe además la figura de “áreas exclusivas”, las cuales constituyen un elemento esencial en la penetración del gas natural en el sector residencial, lo que ha permitido extender el servicio a consumidores de bajos ingresos en áreas con baja densidad poblacional. De esa manera se ha logrado definir un esquema de “universalización” del servicio considerando criterios técnicos y económicos, pero limitado al área de influencia del sistema troncal de transporte.

Por lo anterior, en el mediano plazo y en procura de alcanzar la “universalización” del servicio, se requiere revisar el esquema contractual y la metodología de remuneración de la actividad de transporte, compatibilizado con la prestación del servicio de GLP.

La actividad de distribución ha evolucionado hacia una participación privada mayoritaria que opera sin mayores dificultades, llegando también a las áreas



rurales, lo cual ha permitido disminuir el consumo de energéticos de alto impacto para la estabilidad de los recursos naturales.

Comercialización: La actividad de Comercialización es el último segmento de la cadena de valor del gas natural, y permite llevar el energético a los clientes directos y a los diferentes sectores de consumo.

El actual esquema de comercialización permite a estos agentes participación directa en el mercado no regulado, cuyas tarifas de comercialización son máximas, permitiéndoles competir en operaciones tales como la compra del gas, la negociación del servicio de transporte, distribución y la eficiencia en la prestación del servicio, entre otras. La comercialización como actividad en competencia será factor de análisis en el objetivo 3.

Las principales **estrategias** planteadas son:

- Desarrollar a través de la regulación los mecanismos que involucren criterios de eficiencia, confiabilidad y precio, necesarios para asegurar que las ampliaciones en la capacidad de transporte de gas natural entren en operación en el momento que se requiera.
- Desarrollar los mecanismos y programas tendientes a aumentar la cobertura del servicio de gas natural en áreas de influencia del sistema troncal de transporte. En el mediano plazo y en procura de alcanzar la “universalización” del servicio, se requiere revisar el esquema contractual y la metodología de remuneración de la actividad de transporte.

2.1.3 La Planeación indicativa en el abastecimiento de hidrocarburos

De acuerdo con las actuales reglas de juego de participación privada en los mercados de la energía, se reconoce que los agentes no tienen dentro de sus responsabilidades la de garantizar el abastecimiento energético del País, la cual corresponde únicamente a la órbita del Estado. En este contexto, el Gobierno como gestor de las políticas públicas y del bien común en la sociedad, debe encauzar y orientar el desarrollo del sector energético hacia la búsqueda del bienestar para el conjunto del País, dentro de un marco de la estabilidad jurídica para los agentes participantes de dichos mercados.

Es indudable que el sector energético se constituye en elemento dinamizador de la economía, tanto en su faceta de proveedor de servicios públicos imprescindibles para el bienestar de la población, como en generador de valor agregado a la economía, constituyéndose en factor clave para la competitividad del País.



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

Así las cosas, además de establecer normas y supervisar su cumplimiento, al Gobierno le compete la previsión de las necesidades energéticas futuras, de los recursos necesarios para satisfacerlas y la evolución de las condiciones del mercado para garantizar el suministro, incluyendo criterios de protección ambiental.

Por consiguiente, los ejercicios integrales de prospectiva de recursos, como de infraestructura y sus correspondientes necesidades de inversión, se convierten en instrumento esencial al servicio de instancias administrativas y de operadores económicos que faciliten tanto la toma de decisiones de inversión por parte de la iniciativa privada como las decisiones de política energética. La antelación y la constante adaptación de las estimaciones a la evolución de la realidad se constituyen en parte integrante y herramienta imprescindible de la política energética.

En el nuevo marco institucional es preciso resaltar que los análisis y ejercicios de prospectiva corresponden a un esquema de planeación indicativa, sin constituirse en elementos vinculantes para los agentes, respetándose siempre el principio de libre iniciativa empresarial. Sin embargo nada impide que se instrumenten estímulos en aquellas áreas en las que el inversor privado sea adverso a asumir riesgos prefiriendo no reinvertir sus utilidades en Colombia.

En tal caso la previsión de precios elevados del crudo a mediano plazo, constituye un momento apto para fomentar la reinversión local habida cuenta de la contribución que tal estrategia pueda tener sobre las metas de sustentabilidad económica a largo plazo. Un esquema de estímulos vinculados a la inversión localizada podría ser una alternativa a evaluar en tanto no altere el marco de seguridad jurídica, constituyéndose en instrumento de política activa del Estado en el marco de la libertad de mercado

La labor de planificación obedece a unos principios que conllevan hacer compatible la iniciativa privada con la obtención de un sistema energético nacional cuyos objetivos son los de garantizar el abastecimiento pleno, confiable y accesible, preservando la calidad medioambiental, objetivos que no siempre son convergentes.

La preocupación de los gobiernos por asegurar el abastecimiento de los recursos energéticos, específicamente de aquellos no renovables, y la necesidad de contar con plena autonomía en el desarrollo de políticas asociadas con el sector energético como vector de desarrollo económico, han llevado al cambio de paradigma y a que los Estados regresen a los esquemas de



planificación en una modalidad que, sin abandonar los objetivos de eficiencia y competencia, se pueda continuar con la expansión de los sistemas por parte del sector privado, pero garantizando la atención de la demanda interna con los recursos locales, destinando sólo los excedentes para los intercambios con otros países .

Hoy en el mundo existe una tendencia clara hacia la protección de los recursos naturales no renovables por parte de los países que los disponen y cuando son vistos como estratégicos y escasos, su inclinación a compartirlos con otros países es baja.

En consecuencia, se hace necesario fortalecer a través de la normatividad los esquemas de planeación indicativa, entendida como aquel ejercicio que lleva a cabo el Estado a través de sus instancias encargadas de los temas energéticos, a fin de detectar dificultades que pueda enfrentar el conjunto de la sociedad colombiana en su objetivo de contar con la energía que se requiere para atender plenamente las necesidades nacionales. Tales análisis señalarán las acciones que es necesario emprender a fin de garantizar el pleno abastecimiento de las necesidades energéticas de los colombianos en materia de gas, petróleo y sus derivados.

Las **estrategias y acciones** propuestas en este sentido son:

- Asegurar la disposición oportuna y confiable de información operativa y comercial, de manera que facilite el desarrollo de una planeación indicativa adecuada para la toma de decisiones de los agentes y las instituciones del estado.
- Definir criterios para desarrollar una planeación que asegure el abastecimiento local.
 - Establecer la prioridad en el suministro de petróleo crudo a las refinerías locales, frente al consumo como combustible, o las exportaciones a los mercados internacionales.
 - Establecer en forma explícita la prioridad de atención de la demanda nacional de gas natural.
 - Determinar criterios de confiabilidad para el suministro de gas natural y combustibles líquidos.
- Fortalecer el desarrollo de la planeación indicativa en el subsector de hidrocarburos, elaborando un plan indicativo de expansión de la infraestructura, propendiendo por un desarrollo energético estable y sostenido.
 - Realizar análisis y ejercicios de prospectiva, con actualizaciones anuales, a fin de evaluar la efectividad de la capacidad propia para garantizar el abastecimiento



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

pleno y seguro de hidrocarburos, precisando las necesidades de infraestructura para alcanzar un adecuado desarrollo del subsector.

- Adelantar análisis de prospectiva que incorporen la visión regional.
- Identificar situaciones críticas para el abastecimiento y desarrollar los correspondientes planes de contingencia, evaluados en sus costos y plazos de ejecución para tomar medidas oportunas ante un contexto caracterizado por incertidumbres.

2.2 El Gas Licuado de Petróleo - GLP

El GLP, como se le conoce a la mezcla de propano y butano en una proporción normal de 80% y 20%, se origina en procesos de la refinación del petróleo o puede encontrarse formando parte del crudo y del gas natural en los yacimientos de hidrocarburos. En Colombia es producido mayoritariamente por las refinerías de petróleo, donde se obtiene simultáneamente de diversos procesos de transformación, generando cambios continuos de la calidad en la mezcla final, limitando su papel como energético principalmente a la cocción y calentamiento de agua en los hogares.

A pesar de ser un combustible de elevado rendimiento energético, con gran versatilidad de utilización, facilidad de transporte y menores emisiones contaminantes, su consumo ha venido reduciéndose paulatinamente, contrario a lo pretendido en el plan de masificación del gas que planteaba crear la cultura del gas y extender gradualmente sus servicios a aquellas regiones donde no era factible económicamente la llegada del gas natural, como las áreas rurales y las periferias de las grandes ciudades.

Son variadas y de diversa índole las razones encontradas para dar respuesta a la disminución progresiva del consumo: La penetración del gas natural en las principales ciudades del interior del País, una tendencia creciente del precio restringiendo las posibilidades de incursionar en nuevos mercados, un marco regulatorio que aún no se define con claridad, una baja gestión empresarial originada en la insuficiencia financiera de algunas empresas y la informalidad, entre otras, amenazando seriamente la supervivencia de esta industria.

En lo que se refiere al transporte, dada la evolución del mercado de GLP con demandas a la baja, no se han encontrado restricciones para su movilización desde la refinería. Sin embargo, un esquema de remuneración de esta actividad basado en señales por distancia, disminuye las posibilidades de competencia, frente a otros energéticos y contrario con el propósito de maximizar la penetración del GLP en las zonas de la periferia de las ciudades y en las regiones apartadas donde no es económica la construcción de redes de gas natural.



La distribución - comercialización se efectúa a través de cilindros de distintas capacidades y mediante tanques estacionarios, en forma similar al gas natural, facilidad que aún no ha sido aprovechada para incursionar en nuevos mercados como la pequeña generación de electricidad en áreas aisladas o la agroindustria, donde existen un sinnúmero de aplicaciones. Por otra parte, están asegurados los recursos económicos necesarios para mantener en buen estado mecánico los cilindros y tanques (mantenimiento y reposición), ofreciendo garantía para los usuarios.

Considerando que este energético suple necesidades de los hogares cuyas posibilidades y alternativas para mejorar su calidad de vida son limitadas por su poder adquisitivo, es indispensable asegurar su abastecimiento pleno y asequible, lo cual también permitirá un mejoramiento integral del bienestar social de la población y de las actividades económicas en los territorios comprendidos fuera de la áreas urbanas. Estas actividades conforman un nicho de mercado interesante para el GLP.

Existe un amplio portafolio de tecnologías y aplicación involucradas en las actividades agroindustriales que pueden desarrollar nuevas posibilidades de consumo, y a la vez impulsar el desarrollo económico regional. En tal sentido se requiere modificar, adecuar y extender el programa de GLP rural, acompañándolo de esquemas de capacitación en el uso y manejo seguro de este combustible para generar confianza en los usuarios y asegurar la permanencia de las empresas.

De otra parte, la nueva producción de GLP proveniente de los campos de Cusiana y Cupiagua, cuya calidad superará los estándares de refinación, permitiría un cambio en el esquema operacional de suministro por su localización geográfica, brindando garantía de abastecimiento interno en el mediano plazo y haciendo posible incluso su exportación y el desarrollo de proyectos petroquímicos con mayor valor agregado.

Ante estas circunstancias y en consonancia con los planteamientos incluidos en el Plan Nacional de Desarrollo, es necesario adelantar un programa para consolidar el uso de GLP como energético en la periferia de las ciudades, en las cabeceras municipales que no cuentan con el servicio de gas natural y en las áreas rurales, para lo cual será necesario desarrollar un esquema de mercado que permita alcanzar los mayores niveles de cobertura y calidad del servicio, así como un análisis de la potencialidad de nuevos usos que generen productividad y bienestar socioeconómico.

En lo referente al tema de la sostenibilidad, la CREG ha puesto a consideración de la sociedad varios documentos en los que se proponen cambios importantes en el



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

marco regulatorio sectorial, de tal manera que se requiere la adopción definitiva de dicho marco para la orientación y consolidación de esta industria.

Las **estrategias y acciones** planteadas en este sentido son:

- Cuantificar la disponibilidad del GLP para usos energéticos
 - Caracterizar la oferta del GLP incluyendo los aportes de los nuevos proyectos de producción
 - Estudiar y definir proyectos de la utilización de GLP de refinería, con orientación hacia el sector petroquímico
- Desarrollar un programa para consolidar el uso de GLP como energético en la periferia de las ciudades, en las cabeceras municipales que no cuentan con el servicio de gas natural y en las áreas rurales
 - Adelantar un estudio donde se identifique el esquema de mercado y tecnologías de suministro que permita alcanzar los mayores niveles de cobertura y calidad del servicio
- Definir el marco regulatorio e institucional que haga viable el desarrollo del sector del GLP, para lo cual se deberán tener en cuenta temas institucionales, de comportamiento de los agentes y de las tarifas.

2.3 El Carbón Mineral

El carbón es uno de los principales recursos energéticos y económicos del País, gracias a su excelente calidad y abundancia, suficiente para participar en el mercado mundial. Las mayores reservas se encuentran concentradas en la Costa Atlántica donde predomina la minería a cielo abierto tecnificada y de gran escala, mientras que en interior del País prevalecen las explotaciones poco tecnificadas y bajo tierra.

Aunque las reservas carboníferas de la Guajira y del Cesar por sus características están destinadas a surtir los mercados internacionales, debe considerarse que la energía ligada a los depósitos de carbón no sólo se refiere a la contenida en forma sólida, sino también a las considerables reservas de gas metano ligadas a mantos de carbón, identificadas y potenciales, que pueden utilizarse principalmente para producción de electricidad. Por otra parte existen reservas de menor calidad que podrían en el futuro consolidar el uso como materia prima para la obtención de combustibles, lo que debe ser analizado en profundidad.

De las reservas carboníferas del interior sobresalen las zonas de Norte de Santander, Cundinamarca y Boyacá y otras con menor potencial como Antioquia y Valle. Es la explotación de las reservas del interior la que se debe promover para



aumentar la participación del carbón dentro de la canasta energética nacional. La participación del carbón producido en el interior del País aportó en el 2005 3.8 Mt, que representó el 7.02% del total nacional, en su mayoría destinada a satisfacer el mercado interno.

La composición de la demanda de carbón en los subsectores eléctrico e industrial representa el 97% del total nacional, en la cual la industria participa con el 75% y el sector eléctrico con el 22%.

Análisis que permitan determinar la disponibilidad real del carbón como fuente energética para el País, son necesarios para que su producción y desarrollo hagan parte de los procesos de planeación energética integral, de tal manera que se le dé la relevancia no sólo como recurso minero sino también como energético.

Los nuevos proyectos termoeléctricos constituyen una demanda potencial importante de carbón, previa identificación de las barreras que tiene en Colombia el carbón como fuente para la generación eléctrica, de tal manera que compita en igualdad de condiciones con otras fuentes energéticas.

En el caso de la industria manufacturera, se considera que las señales de precios del carbón y de los demás energéticos, son elementos suficientes para la toma de decisiones eficientes de inversión, incluyendo los requerimientos para utilizar la tecnología apropiada que permita cumplir con los estándares ambientales. Como se verá en el tema transversal de Ciencia y Tecnología, el mecanismo que podría activar considerablemente la demanda interna de carbón es la producción de combustibles a partir de este energético; sin embargo, esto debe verse como una medida a largo plazo. Datos preliminares indican que una planta de producción de 20.000 barriles diarios de diesel, doblaría la demanda interna de carbón. Sin embargo su abundancia conduce a la necesidad de adelantar estudios para aprovechar el actual y previsible contexto de elevados precios del crudo

Se considera fundamental que el País avance en el conocimiento de las tecnologías disponibles para el uso del carbón en la producción de gas y combustibles líquidos, lo cual además de generar una mayor demanda, le brindaría al mercado productos derivados de buena calidad, permitiría la diversificación de la oferta energética y se disminuiría la presión sobre los recursos petroleros de que dispone el País. Por otra parte las tecnologías para su uso limpio en generación eléctrica se hallan disponibles y es necesario avanzar en un esquema organizativo y contractual que permita el desarrollo de una industria eficiente basada en perspectivas de demanda de largo plazo tal como ocurre con el mercado del gas natural.



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

La minería del interior puede calificarse dentro de dos categorías: medianamente tecnificada y de pequeña escala. Si bien en las del primer grupo existe tecnología y conocimiento, las inversiones son menores, mientras que en las de pequeña escala o de subsistencia la extracción se hace de manera artesanal sin ninguna clase de diseño de explotación minera. Para el carbón que abastece el mercado interno, se requieren medidas orientadas a fortalecer empresarialmente a los pequeños mineros, minimizar la esterilización de reservas originadas en la explotación inapropiada y aprovechar las reservas disponibles utilizando tecnologías adecuadas de producción.

En cuanto se refiere a la sostenibilidad desde la perspectiva de la pequeña y mediana minería, se debe propender por la formalización de la industria bajo consideraciones de legalización, fiscalización, desarrollo del mercado, transporte y cumplimiento de normas de tipo ambiental. En tal sentido un plan estratégico sectorial parecería un instrumento apto para establecer lineamientos generales para el sector.

Las **estrategias y acciones** sugeridas en este sentido son:

- Cuantificar las reservas y capacidad de producción disponible de carbón para el abastecimiento de la demanda nacional como fuente energética en procesos de combustión y materia prima para transformación, tal como CTL.
- Buscar una mayor participación del carbón en la canasta energética nacional
 - Revisar la normatividad e identificar las barreras para que, en igualdad de condiciones con otras fuentes energéticas, se propicie el desarrollo de proyectos de generación eléctrica a partir de carbón.
 - Cuantificar las reservas de gas metano ligadas a mantos de carbón y promover su uso para proyectos de generación eléctrica.
 - Impulsar el desarrollo del conocimiento científico y tecnológico sobre el carbón y los procesos para su utilización en las nuevas tecnologías petroquímicas y de generación de energía.
 - Adelantar programas de promoción para el uso del carbón en la industria, utilizando tecnologías de bajo impacto ambiental
- Desarrollar programas tendientes a la formalización de la pequeña y mediana minería del carbón dirigidos a propiciar el cumplimiento de la normatividad y aumento de la productividad.
- Promover el uso del carbón para la producción de combustibles líquidos y gases combustibles, en el largo plazo.



- En coherencia con lo anterior, evaluar la viabilidad de implementar sistemas de transporte a gran escala para el carbón en el interior del País.

2.4 Energía Eléctrica

Como parte de la estructura del sector se estableció la separación de la industria en cuatro actividades principales: generación, transmisión, distribución y comercialización; para cada uno de los cuales se presenta a continuación el análisis desde la perspectiva del objetivo de abastecimiento y sostenibilidad.

2.4.1 Generación

El espíritu de la reforma al sector eléctrico mediante las Leyes 142 y 143 de 1994, introdujeron reglas de juego para la apertura de esta actividad dándole participación al sector privado y creando un Mercado de Energía Mayorista abierto y competitivo. Si bien se ha logrado una participación importante del sector privado en la inversión en generación de energía eléctrica (aproximadamente 57%) esta obedece en gran parte a cambios de propiedad desarrollados a través de los procesos de privatización o capitalización.

Una característica muy importante de la reforma sectorial, señala que el Estado a través de la UPME elabora los Planes de Expansión de Generación de energía eléctrica, los cuales tienen un carácter indicativo. Sin embargo, si los proyectos de expansión requeridos no se desarrollan por parte de los inversionistas, el Estado mantiene la responsabilidad de garantizar el abastecimiento y en consecuencia tomar las medidas necesarias que aseguren la puesta en operación de los proyectos requeridos para atender plenamente la demanda.

La situación actual de la generación eléctrica muestra que aún cuenta con margen de oferta respecto a los requerimientos de la demanda, visto desde la potencia instalada, mientras que en energía depende del comportamiento de la hidrología asociada a los embalses. Sin embargo, este margen se disminuirá progresivamente en la medida que se den los incrementos en los consumos. Debe señalarse que, con excepción de Porce III con 660 MW y Rio Amoyá con 80 MW, no se tiene definido para los próximos años el inicio de la construcción de nuevos proyectos de generación, anotando además que éstos son promovidos por empresas de capital público como son EEPPM e ISAGEN.

Para completar el panorama sobre la generación de energía eléctrica nacional, es necesario tener en cuenta que el nivel de riesgo de desarrollo de un proyecto de generación hidráulico es muy diferente al de tipo térmico. Para los hidráulicos los niveles de inversión, los riesgos geológicos y de construcción, son mucho mayores que para



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

los proyectos térmicos, aunque estos últimos se enfrentan a la necesidad de asegurar el compromiso del abastecimiento del combustible a ser usado en su planta.

La electricidad como bien esencial presenta particularidades que lo diferencian de otros bienes transables en mercados. La falta de un sustituto perfecto para cubrir los requerimientos de energía eléctrica en el corto plazo, dificulta la fijación de precios y el equilibrio entre oferta y demanda en tiempo real. Por lo tanto, se requiere la diversificación de fuentes de generación para la instalación de nueva capacidad en el corto plazo. Estas características serán de vital importancia para generar los incentivos necesarios para lograr la confiabilidad requerida en el sistema.

Una forma de aumentar la capacidad de generación del País sería mediante el desarrollo de proyectos de pequeña y mediana capacidad conectada al nivel de distribución del sistema eléctrico, localizada cerca o en el punto de consumo, denominada *generación distribuida*¹⁶. Esta es cada vez más factible debido al rápido desarrollo de equipamiento de generación de pequeño tamaño y alta eficiencia, con ventajas para el desempeño del sistema eléctrico como la reducción de pérdidas y la posibilidad de diferir inversiones en transmisión y distribución, entre otras. Además, dependiendo de la tecnología utilizada, conlleva la diversificación de fuentes de energía y reducción del impacto ambiental.

De tal manera que los agentes generadores o nuevos inversionistas pueden encontrar oportunidades de inversión en el desarrollo de este tipo de proyectos, para cuya promoción es necesario adelantar los análisis que permitan identificar las diferentes barreras u obstáculos a la generación distribuida, tanto a nivel técnico como económico y regulatorio.

Respecto a las interconexiones con los países vecinos, se debe señalar que la disponibilidad de energía eléctrica es limitada, con excepción de Venezuela que tiene recursos importantes en el oriente del País. En el caso del Ecuador, actualmente es importador de energía eléctrica y los costos marginales son superiores a los de Colombia. Lo anterior indica que la expansión de generación en Colombia debe soportar la demanda nacional y los requerimientos de las exportaciones.

Finalmente, considerando que con la reglamentación del Cargo por Confiabilidad se busca dar la señal necesaria para hacer sostenible la generación eléctrica a

16. Dentro de la Generación Distribuida están consideradas la cogeneración, autogeneración, y generación aislada



largo plazo, y por ende, para la confiabilidad y la prestación eficiente del servicio público domiciliario de electricidad, se considera que las futuras expansiones dependerán en gran medida de la percepción que tengan los agentes y nuevos inversionistas respecto a las reglas de juego determinadas en la nueva estructura del Cargo.

En un mercado de libre competencia, el papel que juega la planeación indicativa de la UPME debe considerarse como un elemento fundamental de referencia para el gobierno y el regulador, con el fin de verificar si las decisiones de política energética relacionadas con este subsector, así como la regulación, producen los resultados deseados para el País en el largo plazo.

Las **estrategias y acciones** al respecto son:

- Establecer un mecanismo de seguimiento al resultado de la aplicación del nuevo cargo por confiabilidad:
 - Como señal de expansión del sistema de generación eléctrica en Colombia
 - Sobre las características que soportan la condición exportadora: capacidad excedentaria y menores costos marginales respecto a los países vecinos
- Fortalecer el papel de la UPME en el desarrollo de los planes indicativos y la promoción de proyectos de generación eléctrica.
- Identificar las diferentes barreras u obstáculos a la generación distribuida con el fin de facilitar su desarrollo.

2.4.2 Transmisión

La transmisión de energía eléctrica a mediano y largo plazo no presenta los riesgos que se perciben en la actividad de generación.

Para apoyar en los procesos de planeación de esta actividad, se cuenta con el Comité Asesor del Planeamiento de la Expansión de Transmisión para la elaboración del plan de referencia por parte de la UPME. Para la introducción de la competencia se cuenta con el mecanismo de convocatorias en la ejecución de los proyectos definidos en el Plan. De esta manera se busca garantizar la disponibilidad del sistema de transporte y sus ampliaciones.

La remuneración de los nuevos proyectos de transmisión se da en función del menor ingreso ofrecido para la expansión de los nuevos proyectos y de los



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

costos eficientes para el resto de la infraestructura. Las tarifas están calculadas de tal manera que se obtenga un ingreso determinado que cubre los costos de operación y la rentabilidad del inversionista.

Por las consideraciones anteriores, puede afirmarse que hasta ahora el sistema ha desarrollado Planes de Expansión de Transmisión que han motivado la ejecución de los proyectos para atender la demanda nacional. Como es de conocimiento público, se han presentado numerosos atentados a la infraestructura de transmisión a pesar de los cuales la confiabilidad del suministro se ha mantenido en estándares de calidad, lo cual muestra la solidez del sistema y la capacidad de las empresas que prestan el servicio.

2.4.3 Distribución

La Resolución CREG 082 de 2002 aprobó los principios generales para la metodología de remuneración de la actividad de distribución, mediante la cual se reconocen las inversiones en la infraestructura y los costos por AOM. En el caso de la infraestructura, se consideran criterios de remuneración utilizando costos de reposición, vida útil, pérdidas de energía y calidad en la prestación del servicio. Vale la pena mencionar que además se aplica un criterio de eficiencia utilizando un cargo máximo de referencia o eficiente, por lo cual se originan acotamientos a las inversiones reconocidas, desestimulando así la ampliación de cobertura en zonas de baja densidad atendidas por empresas con costos medios superiores al referente.

La regulación establece cargos de distribución quinquenales correspondientes a cuatro niveles de tensión, con revisión anual para el caso del nivel IV o STR, cuya tarifa es estampillada. A diferencia de las tarifas de transmisión y STR, el riesgo de la demanda empleada para calcular el cargo de distribución en los niveles I, II y III lo asumen los distribuidores.

Dada la integración de la distribución con la comercialización en gran parte del mercado, el riesgo del recaudo en cabeza del comercializador puede afectar la actividad de distribución al no realizarse las inversiones necesarias que permitan ampliar cobertura, disminuir o mantener bajos niveles de pérdidas y prestar el servicio con la calidad requerida.

Puede decirse que la disponibilidad de la distribución está asegurada y no representa una amenaza para la prestación del servicio en los mercados urbanos



o con alta densidad poblacional. En las demás zonas del País, aunque se ha presentado recientemente una evolución favorable en sus indicadores de gestión, persisten empresas que por las características de dispersión y condiciones socioeconómicas de los usuarios del mercado atendido, presentan una gestión empresarial limitada, mantienen niveles de pérdidas mayores a los reconocidos por la regulación y un bajo incremento de la cobertura.

Las **estrategias** propuestas en este sentido son:

- Desarrollar a través de la normatividad los mecanismos que permitan el fortalecimiento de las empresas de distribución, considerando las características propias de los mercados para favorecer una adecuada gestión empresarial y la ejecución de los planes de inversión necesarios para ampliar cobertura, disminuir o mantener bajos niveles de pérdidas y prestar el servicio con la calidad requerida.
- Concretar los procesos de vinculación de inversionistas estratégicos a las empresas distribuidoras con participación mayoritaria de la Nación, a fin de fortalecer su gestión empresarial y mejorar la capacidad financiera.
- En relación con las zonas no interconectadas se deben considerar los Planes indicativos de expansión de cobertura, tema que se analiza en el Objetivo 5 – *Maximizar cobertura con desarrollo local.*

2.4.4 Comercialización

Esta actividad comprende la compraventa de energía, medición, facturación, recaudo y atención al cliente. En virtud de la reforma del sector eléctrico se reconoce la libertad de los usuarios de escoger su propio comercializador de energía eléctrica y en particular para los no regulados de negociar libremente la tarifa. Para los usuarios regulados se debe cobrar el cargo establecido por la CREG, calculado por empresa y mercado según el costo promedio por factura y el consumo medio mensual por usuario.

La comercialización como actividad en competencia se analiza en el Objetivo 3 *Consolidar los esquemas de competencia en los mercados.* Unido a este objetivo y en relación con el abastecimiento o disponibilidad, desde el punto de vista de la comercialización es fundamental la figura del Comercializador de última instancia, quien tiene la obligación de suministrar el servicio.

En el caso colombiano se entiende que los comercializadores con cargos regulados aprobados para un mercado tienen el deber de prestar el servicio a quien lo solicite, condicionado a la viabilidad técnica y económica. Mediante la resolución



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

06 de 2003 la CREG definió el comercializador incumbente como “aquel que se constituye de última instancia en un mercado y está asociado con el Operador de Red”. Adicionalmente, el Decreto 3734 de 2003 ordena a la CREG remunerar los costos y riesgos de quien asume la responsabilidad de comercializador de última instancia. En este sentido se propone que para asegurar la disponibilidad y a la vez fomentar la competencia en la comercialización, se consolide esta figura.

De manera similar a la distribución, los costos de comercialización se ven diferenciados por las características del mercado atendido por cada empresa, lo que dificulta aún más la ampliación de la cobertura en los mercados con baja densidad poblacional. A esto se suma un efecto creciente en las tarifas cuando el comercializador pierde la atención de los usuarios no regulados de su mercado.

La **estrategia** propuesta en este sentido es:

- Desarrollar a través de la normatividad los mecanismos que permitan el fortalecimiento de la actividad de comercialización, considerando las características propias de los mercados para propiciar una adecuada gestión empresarial y la ampliación de la cobertura.

2.4.5 Coordinación Gas - Electricidad

Considerando la magnitud de la demanda de gas por parte del sector termoeléctrico, se ha detectado la necesidad de establecer mecanismos de coordinación operativa de los dos sectores, para lo cual es imprescindible establecer el oportuno flujo de información, necesario para un adecuado despacho y planeamiento operativo de cada uno de los sectores reconociendo sus particularidades.

En este sentido, una estrategia intrasectorial es institucionalizar un esquema de coordinación operativa gas - electricidad.

3. Objetivo Principal 2: CONSOLIDAR LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

La distribución de los recursos energéticos en los países de Suramérica no es idéntica, lo cual ha incidido en la gestación y puesta en marcha de proyectos para realizar intercambios comerciales de energía entre países, como medio para atenuar las desigualdades en la propiedad de los recursos y para mitigar



el impacto generado por los altos precios del petróleo y de los energéticos que provienen de este o que se encuentran referenciados al mismo.

Para los países excedentarios en recursos, la integración les permite aprovechar su potencial exportador y asegurar eventualmente el abastecimiento en situaciones coyunturales de crisis, no obstante se constituye en un riesgo para la preservación de recursos, particularmente de los no renovables que puedan requerirse a largo plazo. Entre tanto, para los países deficitarios es una herramienta fundamental para asegurar el abastecimiento de sus demandas a precios adecuados y estables; sin embargo se percibe como un riesgo en la seguridad del abastecimiento.

Aunque los propósitos de aumentar la seguridad energética, diversificar las fuentes de abastecimiento, alcanzar menores costos de inversión y operación, optimizar el manejo ambiental de la infraestructura y contar con oportunidades de inversión en mercados ampliados son comunes para todos los países, las consideraciones sobre los riesgos y las oportunidades asociadas con la integración, difieren estructuralmente de acuerdo con el escenario de recursos disponibles en cada País.

Debido a las diferencias en el modelo de desarrollo del sector energético entre los países por aspectos como: criterios de optimización del despacho económico en la generación de electricidad, formas de remuneración de los servicios de generación o transmisión de electricidad, o de transporte de gas natural, diferencias en tarifas, impuestos y subsidios aplicables a los bienes y servicios finales de energía, no parece viable que en el corto plazo se puedan alcanzar procesos de integración con un único sistema entre los países, sin discriminación, con libre acceso, contratos financieros estandarizados, bolsa única, entre otros.

Teniendo en cuenta que el petróleo y sus derivados son bienes de alta transabilidad que disponen de un mercado mundial en el que se puede comprar y vender sin mayores restricciones, no se requiere de integraciones. Sin embargo asociaciones estratégicas en la región podrían mejorar la disponibilidad de crudo a menores costos en caso de que los resultados de la actividad exploratoria local no condujeran a hallazgos de interés.

En cambio la electricidad y el gas natural sólo pueden ser movilizadas por una red que conecte los sitios de producción con los centros de consumo, característica que se constituye como la fuente de oportunidad para la integración energética entre los países de la región.



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

En años anteriores se percibía a Colombia como excedentario en recursos energéticos, lo cual unido a la necesidad de mantener una balanza comercial positiva, impulsó los procesos de integración energética como medio para el recaudo de divisas, en un contexto de mercado abierto con presencia de actores privados como agentes inversores y ejecutores.

Bajo estas consideraciones y ante sobrantes en la capacidad instalada en la generación colombiana, se inició el proceso de integración eléctrica con Ecuador en el marco de la Decisión 536 de la CAN, dentro de la cual se estableció libre acceso a las líneas de conexión internacional, despacho económico coordinado de los mercados eléctricos, la no discriminación de precios para los mercados internos y externo, precios y tarifas que reflejen costos económicos y promoción de la participación privada en el desarrollo de la infraestructura de transporte, entre otras. Sin embargo, la institucionalidad regional aún no se encuentra consolidada, pese a ser la iniciativa más avanzada.

En el caso del gas natural, las iniciativas de integración con Venezuela y Panamá se emprendieron bajo la expectativa de aporte a la balanza comercial, con características normativas y visión de commodity que aún se encuentran en proceso de definición comercial, debido a la ausencia de un esquema institucional regional y una adecuada regulación de comercio transnacional.

Como ya se ha mencionado, el Plan Visión Colombia 2019 plantea posicionar a nuestro País como un cluster regional energético, lo cual debe ser consistente con el objetivo de asegurar la disponibilidad y el pleno abastecimiento de los recursos energéticos para atender la demanda nacional en el largo plazo. En tal sentido se busca generar una infraestructura energética adecuada, soporte fundamental para el desarrollo de los distintos sectores de la economía.

En el contexto de este documento se trata el conjunto o portafolio de energéticos que se pone a disposición de los inversionistas para el desarrollo de proyectos al interior y de comercio transfronterizo. En un sentido más amplio, el cluster incluiría los diferentes elementos de la cadena productiva como recurso humano, proveedores, universidades, entidades de investigación y desarrollo, entre otros, lo que repercute en un concepto de competitividad más amplio.

Este objetivo, con el que se pretende consolidar los esquemas de integración, busca establecer los mecanismos que permitan disponer de una oferta de energéticos suficiente para atender los requerimientos del País, proveer los elementos que hagan posible la colocación de los excedentes, y en general darle a la integración regional el sentido que debe tener, cual es el de optimizar



los recursos energéticos de los países que participan en el mercado regional, más allá de la simple exportación o importación de commodities, de tal manera que sea estructural y no coyuntural.

Colombia es un País que cuenta con una ubicación geográfica privilegiada en relación con los más importantes flujos de transporte alrededor del mundo y con respecto al mercado de Estados Unidos, uno de los más importantes a nivel mundial, además de ser el punto medio entre Norte América y Suramérica, lo cual combinado con un importante potencial energético, brindan la posibilidad de posicionarse como un cluster energético donde confluyan los principales intercambios de la región, se conforme un polo productivo especializado alrededor del sector y se logren intercambios energéticos entre diferentes países latinoamericanos aunque estos no estén necesariamente unidos por sus fronteras.

Adicionalmente existe un potencial en la costa pacífica colombiana por su conexión marítima con los mercados emergentes asiáticos, los cuales representan una oportunidad atractiva en la medida que se consolide regionalmente el País como un cluster energético con intercambios de energía significativos.

La integración energética regional conlleva la consideración de cuatro elementos: político, regulatorio, ambiental y físico. Constituyéndose la electricidad y el gas natural en energéticos que no tienen la característica de commodities, requieren de acuerdos comerciales y el desarrollo de la infraestructura necesaria para su flujo entre países vecinos, para generar los intercambios comerciales que materializan la integración.

En cuanto al elemento político, es necesario generar la confianza suficiente entre los países de la región, estableciendo compromisos entre los Estados a través de organizaciones regionales como la CAN, de tal manera que los mecanismos de integración energética permanezcan ante situaciones críticas de un País o de tensión política entre ellos, tal como la experiencia europea lo ha mostrado factible. Igualmente y a efectos de intensificar el uso de la infraestructura regional, los gobiernos deben procurar acuerdos marco para la optimización del uso de los recursos existentes.

Las recientes crisis en los procesos de integración económica como el retiro de Venezuela de la CAN, no permiten prever una fuerte integración entre los países de la región, en donde existan grandes interconexiones, un despacho

17. Escenarios par la Integración Energética Regional, diciembre 2006, CIER



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

integrado de electricidad, instancias supranacionales para dirimir controversias y regulaciones unificadas¹⁷.

En lo regulatorio es necesario identificar los ajustes en las normas que permitan el desarrollo de mecanismos comerciales que hagan posible el flujo de energía hacia y desde los mercados externos, lo cual conlleva la necesidad de contar con reglas de juego claras y estables. Igualmente se deben incorporar los elementos que garanticen la seguridad del abastecimiento interno y un grado razonable de autonomía en las decisiones nacionales, sin renunciar al objetivo de eficiencia.

En este tema se deberá prestar especial atención al sector eléctrico, evaluando las transacciones internacionales entre Colombia y Ecuador para canalizar experiencias en el manejo de esquemas con otros países, como en la interconexión Colombia-Panamá. La armonización regulatoria debe incluir la evaluación ambiental para determinar los impactos en el medio ambiente, en particular en las zonas de frontera.

Consolidar la integración energética regional, requiere activar los factores de competitividad del País en el sector energético, evaluar la situación propia frente a los países de interés y establecer una coordinación sectorial en el manejo y administración de los recursos energéticos propios. Será necesario conocer información actualizada sobre disponibilidad de recursos, ubicación geográfica, faltante o excedente.

También implica una gran coordinación sectorial en el manejo y administración de los recursos, así como en la consolidación y análisis de la información energética nacional y de los países vecinos para dar a los agentes públicos y privados las señales necesarias a fin de que actúen.

Las **estrategias y acciones** planteadas al respecto son:

- Propender por el fortalecimiento de la institucionalidad, armonización regulatoria y las iniciativas de integración energética dentro de las Organizaciones o Acuerdos regionales de países donde participa Colombia.
- Crear un sistema de monitoreo de la competitividad del País en los subsectores energéticos:
 - Organizar y operativizar un sistema de manejo de información sobre los recursos energéticos del País y la región



- Desarrollar metodologías para la medición de la competitividad
- Determinar y analizar los factores que limitan y facilitan el desarrollo de la competitividad.
- Desarrollar la armonización regulatoria necesaria para la interconexión eléctrica Colombia-Panamá
 - Canalizar las experiencias del esquema de TIEs con Ecuador
 - Establecer las condiciones de exportación en condiciones de escasez
- Promoción y seguimiento a la ejecución de los proyectos de interconexión
 - Promover la interconexión eléctrica con Centroamérica a través del proyecto Colombia – Panamá
 - Hacer seguimiento a la construcción del gasoducto binacional entre Colombia y Venezuela
 - Promover los proyectos de integración gasífera con Centroamérica y el Caribe cuando los análisis de Planeación Indicativa demuestren la disponibilidad de los excedentes una vez atendidos los requerimientos de consumo interno

4. Objetivo Principal 3: CONSOLIDAR ESQUEMAS DE COMPETENCIA EN LOS MERCADOS

El tema de competencia de los mercados fue un objetivo específico del PEN 2003-2020 y sigue siendo válido como objetivo de la política energética, ya que aquellas actividades de los subsectores energéticos que se están desarrollando bajo un modelo de competencia, aún requieren del diseño de medidas para fortalecer e incrementar el nivel que garantice precios eficientes.

Antes de entrar a desarrollar este objetivo para cada uno de los subsectores energéticos y actividades de la cadena correspondiente, se considera que el grado de integración vertical es un elemento común y de gran impacto para el logro de este objetivo, por lo cual se desarrolla a continuación un breve análisis del mismo.

Integración Vertical

Si bien la integración vertical presenta efectos positivos para las empresas como son la disminución de costos por efectos de economías de alcance -y de transacción en algunos casos-, también es cierto que la integración les



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

otorga una ventaja estructural en el mercado que puede conducir a situaciones de abuso de posición dominante y barreras a la entrada, entre otras.

Los menores costos originados por la integración no necesariamente se trasladan al precio final, en cuyo caso el usuario no se estaría beneficiando, y si así fuera existirían distorsiones en el mercado al presentarse competencia entre agentes integrados con aquellos que no lo son.

Un beneficio que se menciona producto de la integración vertical es, en el caso colombiano, el logro en materia de penetración y masificación, específicamente en el sector de gas natural distribuido por ductos.

La integración vertical no puede ser juzgada como negativa *per se*, pero sí es claro que por configurar ventajas estructurales comparativas para algunos agentes no favorece el desarrollo de competencia en los mercados. Para lograrlo se deben evaluar sus efectos y la coherencia de la normatividad.

Las **estrategias** a aplicar por subsector son:

- Revisar la coherencia de la normatividad verificando la existencia de reglas de diferenciamiento, según el grado de integración de las empresas en el mercado. De manera semejante respecto a los límites de participación en las actividades que son susceptibles de competencia.
- Evaluar los efectos tanto positivos como negativos que actualmente se tienen producto de la integración vertical (por privilegios dados en la Ley), para tomar las decisiones que correspondan buscando consolidar la competencia en el mercado y el mayor beneficio del usuario final. De manera semejante respecto a los límites de participación de los agentes en los mercados.

4.1 Petróleo y Gas Natural

4.1.1 Las actividades de exploración y producción

En las actividades de exploración y producción de hidrocarburos la competencia en los mercados no es un tema relevante por cuanto la metodología para la asignación de áreas exploratorias combina la suscripción de contratos directos con procedimientos licitatorios para adjudicación de áreas, buscando contar con el mayor número de inversionistas.

El mercado de oportunidades en estas actividades está globalizado y por



consiguiente son las condiciones contractuales ofrecidas y las actividades de promoción de la ANH los elementos que determinan la entrada de inversionistas a este segmento.

4.1.2 Las actividades de refinación, transporte, distribución y comercialización

Derivados del Petróleo

Para la refinación en Colombia se cuenta con dos grandes plantas: la de Barrancabermeja de propiedad de ECOPETROL y la de Cartagena propiedad de una nueva sociedad conformada por GLENCORE y ECOPETROL, resultado del proceso de vinculación de un socio estratégico para duplicar la capacidad de refinación.

En el corto plazo, contar con un esquema de plena competencia en la refinación está limitado por las condiciones que ostenta ECOPETROL. El tamaño de la refinería de Barrancabermeja, el hecho de que ECOPETROL tiene participación propia en la producción de petróleo e indirecta a través de los contratos de asociación y las sinergias que se obtienen en el Complejo Industrial de Barrancabermeja gracias a la integración con el tren petroquímico, dificultan la entrada de agentes que le generen competencia a ECOPETROL. Es necesario generar gradualmente condiciones para contar con nuevos agentes que le ofrezcan al mercado nacional los combustibles y derivados del petróleo que se requieren.

En las actuales condiciones de mercado, la localización geográfica es un aspecto a considerar para el incremento de la capacidad de refinación, toda vez que se encuentran diferencias importantes y de fondo entre las refinerías costeras y las llamadas mediterráneas.

En cuanto a las refinerías que se localicen en el interior, el panorama de abastecimiento de crudos enfrenta riesgos y problemas logísticos tanto por las dificultades anotadas anteriormente como por los costos de ingresar los crudos necesarios para la operación del sistema de refinación. Sin embargo, el hecho de contar con mercados maduros en el interior del País, le da a estos proyectos la posibilidad de ser viables y convertirse en una fuente de suministro de derivados del petróleo, generando valor agregado y polos de desarrollo industrial.

Con la normativa reciente de reconocer precios de oportunidad a las ventas de productos refinados provenientes de plantas de propiedad total o parcialmente privadas, se ha avanzado en la generación de condiciones necesarias para el



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

ingreso de nuevos agentes. Para eliminar las barreras que persisten, es preciso establecer la normatividad de acceso de terceros a la infraestructura de transporte y almacenamiento, así como los criterios para su expansión y remuneración.

Las refinerías costeras tienen la ventaja de acceder fácilmente a la importación de crudos cuando no se dispone de producto de origen nacional y permiten la exportación de productos a los mercados internacionales, mejorando la balanza comercial del País. En adición a los beneficios que se obtienen con una refinería costera, un proyecto de esta naturaleza en el mediano plazo puede enfocarse al abastecimiento de los crecientes mercados asiáticos, a la vez que generaría competencia en la actividad de refinación en el País asegurando el abastecimiento interno. Los ejercicios de prospectiva muestran esta necesidad a partir del 2017. Es de anotar que la ubicación de una refinería en el Pacífico colombiano tendría la particularidad de equilibrar los puntos internos de suministro y balancear la atención regional de la demanda.

En las actividades de distribución y comercialización de combustibles derivados del petróleo, el sector está abierto y cumple las reglas de los mercados competitivos: un bien homogéneo, número plural de actores donde ninguno forma el precio, información completa, agentes racionales y libertad de entrada y salida. En conclusión, la distribución mayorista y minorista está lo suficientemente abierta con libre acceso y posibilidades de salida sujetas a acuerdos comerciales.

Puede decirse además que el mercado del GLP también está abierto y permite la entrada y salida de nuevos agentes, no obstante existen dificultades. La actividad de distribución – comercialización afronta una difícil situación por la competencia frente al gas natural y a la nueva modalidad “GLP vs. GLP” entendida como la práctica donde se cede a terceros la prestación del servicio en la búsqueda de reducción de costos, lo que ha generado esquemas de operación antieconómicos e impropios, con el consiguiente debilitamiento empresarial y disminución de la calidad en la prestación del servicio. Las estrategias propuestas en el Objetivo 1 coadyuvarán en la consolidación de la competencia de la actividad de distribución – comercialización del GLP.

Las **estrategias** planteadas para consolidar esquemas de competencia en el transporte, distribución y comercialización de petróleo y sus derivados son:

- Establecer la normatividad de acceso de terceros a la infraestructura de transporte y almacenamiento, así como los criterios para su expansión y remuneración.



- Promover el desarrollo de nuevas plantas de refinación considerando las ventajas que pueda tener una nueva refinería ubicada en el Pacífico colombiano. El ejercicio de prospectiva muestra que sería oportuna su entrada en el 2017.

Gas Natural

En el sector del gas natural se tienen actividades competitivas y otras que pueden denominarse como no competitivas. Dentro de las primeras se encuentran la producción y comercialización de gas natural; en la distribución se podría presentar competencia por el mercado, mientras que las no competitivas corresponden al transporte el cual es un monopolio natural por estructura.

En lo que respecta a la producción y comercialización del gas natural, el mercado presenta altos índices de concentración, lo cual se explica por la estructura misma del contrato de asociación en el cual ECOPETROL participaba como socio en todos los contratos, permitiendo a esta empresa alcanzar una posición de privilegio y en consecuencia una estructura con baja competencia entre productores.

Adicionalmente, restricciones en la producción de gas han afectado el desarrollo del mercado sin permitir la generación de excedentes, situación que reduce aún más el nivel de competencia.

Las perspectivas de abastecimiento de gas natural señalan que de no incorporarse nuevas reservas, se requerirá su importación como medio para disponer del recurso, para lo cual la normatividad deberá generar las condiciones que permitan al proveedor del gas asegurar su sostenibilidad y a los usuarios contar con el energético de forma confiable.

El transporte de gas natural, considerado como monopolio natural por sus economías de escala, no parece susceptible de fomentar la competencia dentro del mercado, pero a la vez, en beneficio de la competencia, se establece que el transportador de gas natural no podrá tener interés económico en empresas que tengan por objeto las actividades de producción, comercialización o distribución de gas.

La separación de actividades permite una estructura de mercado más desarrollada con un mayor número de actores y potencializa mayor inversión privada en segmentos o eslabones de la cadena, además de permitir un mayor control de actividades anticompetitivas y verificación del cumplimiento de los principios de neutralidad y eficiencia por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos.



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

Como se mencionó anteriormente, es necesario evaluar los beneficios que representan para los usuarios el mantener las condiciones actuales del sistema, y en cumplimiento de los objetivos de la Ley 142 de 1994, promover a través de la normatividad las condiciones para que las actividades competitivas sean susceptibles de desarrollo en condiciones de competencia.

Por otra parte, el esquema adoptado de “*contract carriage*” para la expansión del sistema de transporte y la utilización de contratos bilaterales no normalizados con diferentes grados de libertad, provoca que ésta se desarrolle cuando el transportador considere que los contratos le brindan las garantías necesarias. Esta facultad dada al transportador puede convertirse en obstáculo para la debida atención de la demanda, ya que parece poco probable que el esquema por sí solo garantice la expansión del sistema.

En virtud de la importancia que representa el gas natural en la matriz energética colombiana y con el propósito de asegurar una debida atención de la demanda en forma oportuna y confiable, se propone estudiar la modificación del mecanismo regulatorio para garantizar la expansión de la infraestructura de transporte; por ejemplo, utilizando un esquema tipo subasta para adjudicar los proyectos de expansión de transporte definidos en unos ejercicios de planeación normativa, lo cual lleva explícita la garantía de remunerar y ejecutar los proyectos requeridos y que estos se encuentren en operación cuando la demanda lo requiera.

La actividad de distribución se encuentra vinculada con la comercialización, y con excepción de los usuarios regulados y las áreas de servicio exclusivo, está sometida a la competencia frente a la comercialización para la atención de los usuarios no regulados. La metodología tarifaria le permite al distribuidor estructurar tarifas diferenciales por rangos de consumo, lo que en la práctica se traduce en tarifas por volumen, de tal manera que en aras de la competencia los comercializadores entrantes requieren disponer de información adecuada y oportuna de la canasta de tarifas establecida, que en últimas le permitiría disputar el componente de comercialización.

La comercialización de gas natural está asociada en la oferta a la producción y con la distribución en la demanda. En el País no se ha contado con una estructura amplia y plural de comercializadores por razones ya mencionadas, como el antiguo contrato de asociación para la exploración de hidrocarburos, originando baja competencia en la oferta por una estructura concentrada en la demanda y por el esquema tarifario en la actividad de distribución.



Una de las posibilidades para fomentar mayores condiciones de competencia en la comercialización podría ser la disminución del umbral de 100.000 PCD que define el consumidor no regulado, con lo cual generaría más usuarios potenciales dispuestos a negociar directamente los suministros de gas con los productores y el transporte a través de un comercializador.

Sin embargo, para que esto se traduzca en beneficio para todos los usuarios, se requerirán condiciones de competencia en la producción-comercialización.

En términos generales, la posibilidad de contar con una amplia competencia en la prestación del servicio a nivel de usuarios finales regulados y no regulados en el mercado colombiano, presenta dificultades por la carencia de una adecuada información que facilite la toma de decisiones de inversión y para que los mercados funcionen eficientemente.

Las **estrategias** planteadas para consolidar esquemas de competencia en el transporte, distribución y comercialización de gas natural son:

- Diseñar los mecanismos regulatorios que permitan disponer del gas natural en caso de no incorporarse nuevas reservas, a fin de generar condiciones de competencia que permitan al proveedor del gas asegurar su sostenibilidad y a los usuarios contar con el energético de forma confiable.
- En la actividad de transporte, explorar nuevos modelos regulatorios con el propósito de garantizar la expansión de la infraestructura y disponer de ella cuando la demanda lo requiera.
- Revisar los modelos tarifarios de las actividades de distribución y comercialización para hacer explícitos los elementos que hacen parte de los esquemas de formación de precios y de esta forma contribuir a generar condiciones de competencia.
- Aplicar las estrategias frente a la integración vertical mencionadas anteriormente, en especial para la actividad de transporte de gas, a fin de garantizar el libre acceso a las redes.
- Diseñar un sistema de información que permita eliminar la asimetría, de manera que todos los agentes cuenten con los elementos de juicio necesarios para la toma de decisiones y así lograr una mayor dinámica del mercado de gas natural.



4.2 El Carbón

Como se mencionó en el Objetivo 1, se hace referencia al mercado de las reservas del interior.

En el sector carbón se tiene el caso de una oferta atomizada en múltiples y pequeños productores y unos compradores con una estructura comercial muy fuerte. Estas características han generado poca homogeneidad y calidad del producto, junto con unos precios que no garantizan la sostenibilidad de la industria en el largo plazo. Esto conlleva a informalidad en la cadena productiva del carbón.

Considerando que entre las características que se deben cumplir en un mercado de competencia se tienen las de i) comercializar un bien homogéneo, ii) que exista un número plural de actores tanto en la oferta como en la demanda, iii) que los agentes no tengan el poder de mercado para incidir en la formación del precio y iv) que se disponga de información completa para la toma de decisiones, el carbón pareciera distar de un verdadero mercado de competencia donde se formen precios eficientes.

Las estrategias planteadas en el Objetivo 1 enfocadas a buscar una mayor participación del carbón en la canasta energética nacional y a la formalización de la pequeña y mediana minería, conllevarían efectos favorables en la consolidación de la competencia en el mercado de este energético.

En un mercado la disponibilidad de información es la clave de los negocios. Para el carbón del interior no se cuenta con una fuente de información centralizada acerca de las necesidades específicas de los clientes y sobre las características del carbón y el coque producido. Cuando un comprador nacional o internacional busca un carbón con determinadas características, no encuentra una entidad que le suministre información sobre los productores, comercializadores y volúmenes disponibles para la venta, debe acudir a contactos referenciados y a negociar en algunos casos con muchos mineros, sin conseguir una calidad óptima y homogénea del carbón.

La consolidación de la pequeña y mediana minería se considera una meta deseable siempre y cuando la convierta en una actividad organizada y consolide su carácter empresarial. Las incertidumbres respecto a los pronósticos de producción de petróleo y gas, hacen propicia la ocasión para el logro de este objetivo que debería ser prioritario para las políticas de abastecimiento.



A futuro, proyectos de conversión de carbón a líquidos - CTL presentan condiciones objetivas para contribuir a la formación de un mercado de largo plazo en donde se formen mejores condiciones de mercado que promuevan una mayor utilización con tecnología limpia de este abundante recurso.

Las **estrategias** planteadas en este sentido son:

- Promover el desarrollo de sistemas de información, investigación de mercados y mecanismos de divulgación que faciliten la comercialización del producto por parte de los pequeños mineros.
- Fomentar la integración de los pequeños productores a través de esquemas asociativos tipo cooperativa, para que fortalezcan su productividad y mejoren las condiciones de competencia en el mercado.
- Incentivar la demanda del carbón del interior, por ejemplo a través del desarrollo de proyectos de conversión de carbón a líquidos y desarrollo de modelos de contratos de suministro de largo plazo.

4.3 Energía Eléctrica

La reforma al sector eléctrico desarrollada en la década de los 90's tuvo como principio central la búsqueda de la eficiencia en la prestación del servicio al usuario final, motivando la participación del sector privado, introduciendo esquemas de competencia en donde el tipo de actividad lo permitiera y estableciendo una serie de instituciones que se encargaran de definir la normatividad del sector y de supervisar su cumplimiento.

Básicamente, la competencia en el mercado de energía eléctrica puede obtenerse en los segmentos de generación y comercialización, mientras que en los segmentos de transmisión y distribución se tienen monopolios naturales con estructura de cargos regulados y acceso abierto.

El sector de energía eléctrica ha venido dando pasos importantes en el esfuerzo de consolidar esquemas de competencia. Algunos de estos logros son los siguientes:

- » Se cuenta con un mercado de energía mayorista con más de 10 años de funcionamiento, tiempo en el cual ha logrado su consolidación al punto que en un reciente análisis del comportamiento del mercado se destaca que "(...) los precios de bolsa han venido convergiendo alrededor del precio medio de

18. Comité de Seguimiento al MEM, Tercer Informe SSPD, 2006



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

contratos que, a su vez, disminuyó notablemente su varianza, comportamiento que es consistente con un mercado eficiente, en el cual se minimizan las posibilidades de arbitraje¹⁸

- » Se estableció la máxima participación por parte de una empresa dentro del total de la generación nacional
- » Se especifica la obligación de mantener cuentas separadas para aquellas empresas que no se desintegren verticalmente
- » Se permite que los usuarios puedan optar por un mercado libre cuando su demanda excede los 100 kW o 55 MWh-mes
- » Para los usuarios regulados se establece que el comercializador debe realizar una convocatoria pública y la adjudicación se hace con base en el menor precio ofertado, buscando así llevar los beneficios de la competencia a este tipo de usuarios

Sin embargo, hay aspectos que se deben analizar y sobre los cuales actuar a fin de consolidar los esquemas de competencia.

La empresa que tiene las funciones de Administrador del MEM y Centro Nacional de Despacho (actualmente XM) aunque es una empresa independiente, el 99.73% de su capital pertenece a ISA, principal transportadora del País.

Para los agentes participantes y posibles inversionistas de un mercado eléctrico, uno de los aspectos por los cuales califican la transparencia del mercado es que el administrador y el operador del sistema no estén controlados o tengan vinculación directa con un agente del mercado.

Dado que el aspecto clave para promover eficiencia económica en el sector a partir de la competencia es garantizar el libre y pleno acceso al sistema, la actividad de la transmisión, por su posición central en el sistema y el mercado, configura un potencial riesgo oportunista. En un mercado descentralizado, como bien llaman la atención diferentes académicos estudiosos del tema¹⁹, la transmisión deberá funcionar y operar como una actividad separada.

En la práctica, la vinculación o control del administrador y operador del sistema por parte de un agente transmisor facilitaría por ejemplo, además de otras situaciones de mayor gravedad, capturas de información y capacidad técnica

19. Entre otros: NEWBERY, D (1999). Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities. London: MIT Press-Cambridge, Massachusetts.



a favor del agente o laxitud del administrador y operador para con el agente en cuanto a multas y penalizaciones, las cuales minan y ponen en cuestión la transparencia y libre acceso al sistema.

En razón de esto, en diferentes países la organización institucional del sector se ha diseñado para asegurar la independencia del administrador y operador del sistema, como es el caso de los Independent System Operators (ISO's) de los Estados Unidos de América, que incluso en los estados que preservan la integración vertical de su industria eléctrica, se constituyeron como entidades independientes de los agentes del mercado.

Es indiscutible que las funciones asignadas al CND y ASIC, de las cuales estuvo encargada ISA a través de una “dependencia con competencias autónomas” y ahora a través de XM, han sido desarrolladas de la mejor manera. Sin embargo el vínculo actual conlleva a que se puedan presentar conflictos de intereses. Por lo tanto, la independencia de la empresa que ejerza las funciones de CND y ASIC en el mercado eléctrico colombiano, representaría ventajas en cuanto a transparencia para los participantes del mercado, siendo además un aspecto que evaluarían positivamente potenciales inversionistas.

Más del 60% de la capacidad instalada de generación y el 70% de la generación real del País es controlada por 4 empresas, de las cuales 3 cuentan con participación mayoritaria de la Nación o de municipios. Como se mencionó en el Objetivo 1, si los proyectos de expansión requeridos no se desarrollan por parte de los inversionistas, el Estado mantiene la responsabilidad de garantizar el abastecimiento, por lo cual con el ánimo de asegurar la prestación del servicio, el Estado puede generar señales que no favorecen el desarrollo del mercado.

Al respecto cabe mencionar la referencia que se hace en el Plan Visión Colombia 2019 en cuanto al otorgamiento de la garantía soberana que la Nación entregó a EEPPM: “Como medida de corto plazo, y ante la ausencia de otros inversionistas que ejecuten proyectos, el Gobierno considera como alternativa válida apoyar la realización de proyectos como PORCE III, a fin de garantizar el abastecimiento de la demanda durante el periodo planificado, mientras se dan las nuevas señales regulatorias para la expansión”.

Adicionalmente, el mismo Plan enfatiza un nuevo rol del Estado en el cual prácticamente se elimina el carácter de empresario, sin embargo el Estado no puede sustraerse de su responsabilidad como proveedor de “última instancia” de los servicios públicos en los casos en los cuales el sector privado no reaccione a las señales regulatorias.



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

Aún en este caso, la actividad estatal debe contemplar puntos de activación de mecanismos específicos de tal manera que las circunstancias que pueden motivar la intervención sean suficientemente conocidas por los agentes.

Así mismo, frente a la dualidad de ser empresario y regulador, es conveniente establecer prácticas de buen gobierno corporativo en las empresas donde la participación estatal sea mayoritaria.

A pesar de la consolidación del Mercado de Energía Mayorista mencionada anteriormente, los análisis del Comité de Seguimiento al MEM evidencian poder de mercado de parte de algunos agentes en determinadas situaciones, por lo cual, siendo lo indebido el abuso del poder de mercado, se deben fortalecer las acciones y facultades de la Superintendencia de Servicios Públicos para desincentivar comportamientos anticompetitivos y sugerir normatividad para la promoción de la competencia en el MEM.

Respecto a la competencia en la comercialización, en un análisis reciente expuesto por la CREG en el Documento 065 de 2006, titulado “Definición de la componente de generación de la fórmula tarifaria de energía eléctrica”, al revisar las compras con destino al mercado regulado encontró que los agentes integrados con generación (incluidos grupos empresariales) atienden la mayor parte de su demanda con energía propia quedando un mercado residual para los no integrados, situación impropia de un mercado competitivo. De tal manera que debe analizarse este aspecto en relación con la integración vertical, mencionada al inicio de este Objetivo.

Como un mecanismo que busca mejorar la contratación y evitar el abuso de posición dominante, la CREG ha propuesto la realización de las convocatorias públicas mediante un mecanismo de subastas por medio electrónico, anónimas y con un producto estandarizado. Mecanismo que en una segunda etapa se convertiría en el Sistema Electrónico de Contratos SEC, sobre el cual la CREG ha desarrollado algunas propuestas regulatorias, incluyendo instrumentos financieros que le darían mayor liquidez al mercado.

La disminución del límite para ser usuario no regulado fomentaría las condiciones de competencia en el mercado al detal, al aumentar el volumen del mercado de usuarios no regulados, llevando beneficios de precio y servicio a estos usuarios. Adicionalmente se facilitaría el incremento de agentes comercializadores participantes en el mercado mayorista, generando mejores condiciones de competencia y formación de precio.



En cuanto a los usuarios regulados, si bien la legislación existente les otorga libertad en la selección del comercializador, existen barreras como los altos costos en el cumplimiento del requisito de medida que le impiden ejercer este derecho que consagra la Ley. En este sentido se propone la flexibilización de los requisitos de medida para los usuarios regulados que deseen cambiar de comercializador a fin de hacerlos beneficiarios de la competencia.

Sin embargo, para que los beneficios de la competencia en la comercialización minorista se materialicen, es importante contar con un mercado mayorista competitivo, conocimiento del parte del consumidor para que tenga criterios de selección, mercados que soporten varios comercializadores y, por supuesto, la adecuada regulación.

Otro aspecto que favorecería el desarrollo de competencia en la comercialización es la expedición del Código de Comercialización, en procura de eliminar las barreras de entrada a nuevos comercializadores y de definir los límites de responsabilidad en la prestación del servicio entre distribuidores y comercializadores, entre otros.

Respecto a la transmisión de energía eléctrica, se presenta competencia en la expansión dado que el mecanismo utilizado son convocatorias públicas gestionadas por la UPME, donde se busca participación plural y se selecciona el inversionista con la propuesta de mínimo costo. Aunque este mecanismo ha permitido asegurar las ampliaciones requeridas en el Sistema de Transmisión Nacional, la participación de oferentes ha sido limitada, de tal manera que resulta deseable gestionar acciones en búsqueda de una participación plural que garantice la competencia.

Las **estrategias y acciones** planteadas en este sentido son:

- Continuar el proceso de separación de la empresa que tiene las funciones de Administrador del MEM y Centro Nacional de Despacho (actualmente XM) de cualquier agente que participe en el mercado de energía eléctrica.
- Para los casos en los cuales el sector privado no reaccione a las señales regulatorias y a fin de garantizar la expansión requerida en la actividad de generación eléctrica, se propone el desarrollo de mecanismos y puntos de activación para el cumplimiento por parte del Estado de su responsabilidad de “última instancia” en la prestación de los servicios públicos.
- Establecer prácticas de buen gobierno corporativo en las empresas con participación estatal mayoritaria entre tanto se consolidan procesos de vinculación de inversionistas estratégicos a estas empresas.



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

- Fortalecimiento de las acciones y facultades de la Superintendencia de Servicios Públicos para desincentivar comportamientos anticompetitivos y sugerir normatividad para la promoción de la competencia en el MEM.
- Desarrollar acciones y mecanismos que promuevan la competencia en la comercialización para asegurar el traslado de un costo eficiente al mercado regulado y no regulado.
 - Consolidar el desarrollo regulatorio para las convocatorias públicas de compra de energía con un mecanismo de subastas por medio electrónico, anónimas y con un producto estándar. A largo plazo poner en funcionamiento el Sistema Estandarizado de Contratos (SEC)
 - Flexibilizar los requisitos de medida para los usuarios regulados que cambien de comercializador
 - Disminuir el límite para ser usuario no regulado
 - Establecer el Código de Comercialización
- Aplicar las estrategias frente a la integración vertical mencionadas anteriormente, especialmente para la actividad de generación eléctrica, a fin de mejorar la competencia en el mercado.
- Gestionar acciones en búsqueda de una participación plural en las convocatorias para la expansión del Sistema de Transmisión Nacional.

5. Objetivo Principal 4: FORMACIÓN DE PRECIOS DE MERCADO DE LOS ENERGÉTICOS QUE ASEGUREN COMPETITIVIDAD

En el sector energético la política de precios es un mecanismo fundamental para lograr la eficiencia económica y se constituye en un instrumento cuyas señales son esenciales para la distribución y uso eficiente de estos recursos, así como para la adecuada remuneración a quienes prestan tales servicios. Los precios tanto de bienes como de servicios energéticos impactan la competitividad de la estructura productiva del País y la calidad de vida de la población, que requieren para su desarrollo y bienestar un suministro continuo y confiable a precios competitivos y asequibles, lo cual se da en la medida en que exista un equilibrio de los precios para facilitar la universalización de los servicios, aplicando criterios de redistribución.

En consecuencia, una política de precios cuyas señales sean a su vez el resultado de mercados de energía en competencia, contribuirá a la creación de un sistema energético colombiano más viable económicamente, más



justo, equitativo y coherente desde la perspectiva medioambiental. Aunque este tema está estrechamente relacionado con el Objetivo Principal 3, involucra aspectos específicos que ameritan su tratamiento como un objetivo independiente.

El análisis que se realiza a continuación muestra los conceptos de formación de precios eficientes en aquellos segmentos de los mercados energéticos que podrían tratarse como competitivos. En el caso de los energéticos sometidos al régimen de los servicios públicos, la premisa es que la regulación debe propender porque la estructura tarifaria refleje costos eficientes, permita la sostenibilidad de los negocios y beneficie a los usuarios colombianos.

5.1 Petróleo y Gas Natural

5.1.1 Las actividades de exploración y producción

En el primer segmento de la cadena de los hidrocarburos, los precios reflejan el comportamiento del mercado mundial y depende de la propia evaluación que los inversionistas hagan, así como de la rentabilidad que puedan recibir por sus inversiones en el País.

Con el propósito de hacer atractivas las condiciones para la inversión se realizaron distintas modificaciones al esquema contractual y a partir de 2003 se cuenta con un nuevo modelo, el cual no incluye participación del Estado, siendo el inversionista quien asume el riesgo a cambio de obtener la totalidad de los derechos de producción, después de regalías.

Este modelo también incluye un esquema para compartir beneficios con el gobierno colombiano cuando los precios del petróleo superen los US\$27 por barril; una parte de esos recursos conformarán en el futuro los ingresos de la ANH, cuyo objetivo es promover contratos de exploración y producción.

En un entorno internacional de altos precios del petróleo y bajo el nuevo marco de contratación, la actividad exploratoria se ha intensificado en los últimos tres años en el País y las áreas exploradas se han incrementado en un 38% con respecto al 2001, con lo cual se esperan resultados positivos en términos de nuevos hallazgos en los próximos años.

En el caso particular del gas natural, puede decirse que la política de precios ha estado orientada hacia la regulación de precios máximos en campos principales y la liberación de precios tanto en nuevos hallazgos como en campos secundarios



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

y marginales de poco impacto en la producción agregada nacional, que en la práctica tienen como objetivos la protección al usuario y la continuidad de la penetración del gas en el marco de la viabilidad financiera de las empresas, al tiempo que se otorgan señales que propicien la exploración y búsqueda de nuevas reservas de gas natural.

Actualmente se tienen esquemas de precios para los dos principales campos de producción de gas natural en el País, uno de precios libres para los campos de Cusiana-Cupiagua y otro de precio máximo regulado que corresponde al campo Guajira, lo cual motiva la segmentación del sistema nacional de gas en dos mercados con distintos grados de desarrollo y cobertura.

A su vez los dos campos tienen estructuras de producción diferentes, lo cual se traduce en gas de características también distintas entre un campo y otro. A partir de las resoluciones CREG 018/2002 y CREG 050/2002 se optó por una regulación con precio libre que le permitiera al gas de Cusiana fijar los precios en función del mercado y teniendo en cuenta la competencia con el gas de Guajira que continúa con precio regulado.

Las nuevas disposiciones regulatorias cambian en forma importante la perspectiva de los precios en boca de pozo del campo Guajira, estableciéndose dos opciones contractuales para el suministro, además del esquema Pague lo Contratado (Take or Pay), el cual incluye el contrato de opción bilateral, escrito y a término, en el cual el comprador paga una prima acordada libremente por el derecho a tomar hasta una cantidad en firme de gas y un precio de ejercicio acordado libremente entre las partes por las cantidades de gas nominadas y aceptadas, el cual podrá superar el precio máximo regulado.

En el primer caso o contrato Pague lo Contratado, cuando el consumo real de gas es menor que el mínimo pactado, se modifica el precio resultante y el vendedor recibe un precio inferior al máximo regulado, con lo cual se pierde por completo el sentido del contrato de proporcionar un ingreso mínimo al productor que le permita recuperar las inversiones de riesgo en exploración y las correspondientes a la fase de desarrollo de los campos. Así las cosas, el esquema se convierte en un contrato pague lo demandado a precio máximo regulado sin obligación ni riesgo alguno para el comprador.

Respecto al esquema de opción de compra, en la práctica esta medida conlleva la desregulación de los precios del gas en boca de pozo, lo cual también equivale a decir que los precios a la entrada del sistema nacional de transporte de gas se definen por acuerdo entre las partes. Este esquema parece equilibrar las



expectativas del productor en cuanto a su ingreso y permite mayor flexibilidad para aquellos usuarios cuyos niveles de consumo son inciertos en el tiempo. No obstante, la preocupación por parte de los usuarios radica en la posibilidad del incremento en los precios en boca de pozo, situación en la cual pueden acudir a los sustitutos, cuyos precios son a su vez un techo para los precios del gas.

Sin embargo, tanto en el caso del gas natural como de los demás combustibles, por tratarse de recursos escasos y con altos niveles de demanda mundial, tienden a precios internacionales, con lo cual se están dando las señales apropiadas, aguardando mayor actividad en términos de exploración o la posibilidad de abastecimiento con producto de los mercados internacionales.

5.1.2 Transporte de gas natural

Respecto al transporte del gas natural, los principios fundamentales que rigen la formación de precios de esta actividad son los de eficiencia económica y suficiencia financiera, lo cual se traduce en que el precio a reconocer debería ser aquel en condiciones de competencia. El criterio definido por la CREG para la determinación del precio en este segmento corresponde a una regulación por incentivos donde el transportador asume el riesgo de sus ingresos o rentabilidad, lo que lo constituye en un agente activo y sus niveles alcanzados dependerán principalmente de la gestión comercial que adelante.

Si bien las tarifas de transporte corresponden al principio de cargos máximos regulados, el transportador tiene el privilegio de establecer descuentos en las tarifas máximas si, en su concepto, estas decisiones de carácter estratégico se requieren para aumentar la cobertura del mercado, optimizar ingresos mediante incremento del uso de sus activos y no perder los clientes. Subyace a esta metodología la señal de distancia, la cual se aproxima a lo que ocurriría en un mercado de competencia donde las tarifas reflejan los costos de prestación de los servicios.

La consecuencia de esta situación es que el gas cuesta más a medida que los centros de demanda están localizados a distancias mayores de los campos de producción como ocurre con los mercados de Bogotá, Medellín y en particular el Occidente del País, afectando la competitividad del gas natural frente a otros recursos energéticos, lo cual puede incidir sobre el Plan de Expansión de Generación y Transmisión de Electricidad.

La metodología incluye el concepto de las parejas de cargos, la cual permite que el usuario establezca la combinación de cargo fijo y variable que más se ajusta a su curva de carga. Debe anotarse que cada pareja de cargos debería



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

ser indiferente para el transportador por cuanto, si bien el nivel de riesgos cambia de una pareja a la otra, éste se ve compensado por la tarifa la cual se incrementa a medida que se tiene una pareja de cargos con una componente variable mayor en porcentaje. En caso de no llegar a mutuo acuerdo entre las partes, la regulación permite la posibilidad de acogerse al procedimiento de aproximación ordinal, el cual converge a un punto intermedio entre los intereses del transportador y del remitente.

Respecto a la metodología tarifaria es conveniente estudiar aquella basada en cargo estampilla, teniendo en cuenta que en un mercado de gas natural en vías de maduración como el colombiano, podría lograrse una mayor penetración del gas natural mediante este modelo, más que un esquema basado en señales de distancia, lo que en cierta medida alentaría la profundización de la sustitución en sectores como el transporte y la industria, creando una mayor competitividad no sólo en la región de la Costa y para la exportación, sino para el desarrollo pleno del mercado interno. Por otra parte en tramos donde aún el factor de utilización del sistema es bajo, un cargo de tal naturaleza podría acelerar la penetración del gas y mejorar la recuperación de las inversiones.

5.1.3 Distribución y comercialización

La actividad de distribución en aquellas áreas de no exclusividad se remunera mediante un esquema basado en una canasta de tarifas diferenciadas por rangos de consumo, de tal manera que los ingresos totales no superen los que corresponden al cargo promedio de distribución. Los costos medios de mediano plazo se calculan remunerando la inversión base, el costo de capital invertido y los gastos de administración operación y mantenimiento.

El esquema también contempla criterios de eficiencia como los ajustes entre la longitud total del sistema de distribución y el número de usuarios, así como ajuste en costos de nuevas inversiones por medio de la definición de los costos eficientes de las Unidades Constructivas. Además, la estructura regulatoria de determinación de los cargos de distribución según tarifas por volumen asegura la eficiencia económica mediante una asignación de rentas que favorece en el corto plazo al distribuidor correspondiente, toda vez que le permite ordenar en la forma más conveniente su canasta tarifaria.

En la práctica es difícil verificar el cumplimiento del principio de neutralidad hacia los consumidores por parte del distribuidor. Un consumidor en particular no tiene los elementos para verificar si está siendo tratado en igualdad de condiciones con respecto a otros usuarios de características similares, a menos



que disponga de la información sobre las escalas de tarifas del distribuidor y del conocimiento especializado para hacer análisis a profundidad sobre el mercado de gas natural.

La verificación del cumplimiento de las premisas que implica el esquema tarifario es fundamental, por cuanto los cargos máximos se determinan con base en un plan de inversiones y si no son contrastados con el cumplimiento de ejecución de obras, puede llevar a captura de renta adicional.

La formación de los precios en la actividad de comercialización obedece a la aplicación de la metodología de análisis de frontera incluyendo el Análisis Envoltante de Datos, de un grupo de unidades administrativas o productivas para cada uno de los agentes en el mercado, de las variables de gastos anuales de AOM y de la depreciación anual de las inversiones atribuibles a la actividad, para evaluar la eficiencia relativa.

Estudios adelantados por la UPME muestran una gran dispersión de los cargos, debido en parte a la distinta composición y tamaño de los mercados, pero también a los valores declarados por las empresas respecto a los parámetros de análisis. La mayor dificultad se presenta por la falta de información de canastas de tarifas para distribuidores comercializadores según consumos y de los productores – comercializadores sobre las escalas de precios vs. volumen. Posiblemente un sistema comercial con suficientes elementos de información daría mayor capacidad para la toma de decisiones.

De acuerdo con las normas legales los usuarios residenciales de bajos ingresos reciben unos subsidios provenientes de las contribuciones de los estratos altos (20%) y los sectores comercial e industrial (8.9%). Igualmente se estructuró un fondo especial para impulsar proyectos de desarrollo de infraestructura de gas natural en sectores rurales con recursos provenientes de la cuota de fomento pagada por los usuarios del sistema nacional de transporte de gas natural. Su campo de aplicación es dirigida exclusivamente a la cofinanciación de proyectos de inversión para el desarrollo de infraestructura que garantice la prestación del servicio de gas natural de los estratos bajos en los municipios y el sector rural, prioritariamente dentro del área de influencia de los gasoductos troncales y que tengan el mayor Índice de Necesidades Básicas Insatisfechas.

Uno de los criterios definidos para determinar la viabilidad de los proyectos es la comparación del costo de llevar el gas natural, con el costo de prestación del servicio público domiciliario de GLP en cilindros portátiles al usuario final, calculado de acuerdo con las metodologías tarifarias vigentes establecidas por



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

la CREG. Esta evaluación determina el acceso de cualquier municipio o población a los recursos del fondo, a pesar de lo cual los recursos no son suficientes para atender las solicitudes.

En la actualidad existe una mayor demanda de recursos de inversión que los recibidos por el fondo, y gracias a la interventoría permanente y efectiva que realizó ECOGAS como empresa del Estado, los proyectos se están ejecutando cumpliendo con lo previsto. Sin embargo, en la actualidad con la venta de ECOGAS quedan dos funciones que requieren definir el responsable en forma inmediata: la administración de los recursos del fondo y la supervisión de la ejecución de los proyectos. En consecuencia se requiere identificar la Entidad que adelante tales obligaciones.

Las **estrategias** planteadas para la formación de precios de mercado de petróleo y gas natural que aseguren competitividad son:

- Realizar un estudio que permita visualizar los efectos que sobre el precio final tendría la importación de gas natural, así como sus implicaciones en los subsectores de generación, transporte, industrial y doméstico
- Con el fin de equilibrar la distribución regional del consumo abriendo posibilidades para el desarrollo de nuevos mercados, se recomienda evaluar la conveniencia de utilizar una tarifa estampilla calculada sobre la totalidad del sistema
- Definir esquemas para la verificación del cumplimiento de ejecución de obras frente a los planes quinquenales de inversión de las empresas de distribución de gas, que reflejen los costos reales del servicio
- Identificar la Entidad que administre los recursos del fondo especial cuota de fomento y la supervisión de la ejecución de los proyectos
- Definir los fundamentos de una Política de Estado en torno a los precios del GLP en las zonas rurales y en la periferia de las ciudades

5.2 El Carbón

El carbón es un recurso energético no regulado y se esperaría que fuera el mercado el que propiciara la formación de precios eficientes que favorezcan el desarrollo del sector, uno de los que presenta mayores reservas aprovechables. Sin embargo, como se ha descrito en el Objetivo 1, las características del mercado para el interior del País lo hacen imperfecto, siendo la demanda interna la variable determinante en la fijación de los precios cuando este recurso no es transable internacionalmente.



Durante el 2004 se presentó bonanza de precios en el mercado internacional por un incremento en la demanda de coque y carbón, originado en el crecimiento de la industria en Asia. Ese año se dio la apertura de los mercados externos para el carbón del interior y su precio alcanzó niveles históricos record. Sin embargo, la bonanza de precios internos se terminó debido a que varios embarques de carbón y coque no fueron aceptados por los clientes del exterior por no cumplir los requerimientos exigidos de calidad, razón por la cual decae la demanda y los precios internos en el 2005 descienden.

La pequeña y mediana minería del carbón enfrenta condiciones que permiten su subsistencia pero no un proceso de inversiones para su modernización y expansión de la oferta. La formación de precios eficientes no se ve viable debido a las imperfecciones del mercado; esto conlleva la posibilidad de cubrir los costos de explotación pero no una adecuada remuneración de las inversiones que incentiven una mayor oferta y sostenibilidad en el largo plazo. La oferta se encuentra atomizada en múltiples y pequeños productores frente a unos compradores con una estructura comercial fuerte y con poder de negociación.

Además, la ilegalidad minera, entendida en el sentido de que los productores no poseen título minero, crea competencia desleal debido a que no cumplen las normas y pueden ofrecer el producto a menor valor, generando imperfecciones en la formación del precio.

Las **estrategias** para la formación de precios de mercado de carbón que aseguren competitividad, sumadas a las relacionadas en el objetivo de consolidar la competencia en el mercado, son:

- Propender por la formalización de la minería ilegal y el fortaleciendo de la minería informal, mediante programas que propicien el aumento de la productividad y cumplimiento de la normatividad con acciones como el mejoramiento de las labores de fiscalización.
- Analizar la posibilidad de contratos de largo plazo que permitan a los productores decidir sobre las inversiones a realizar para modernizar el sector.

5.3 La Energía Eléctrica

En el sector de energía eléctrica se tienen situaciones diferentes en el tema de precios según el segmento de la cadena de valor de que se trate.



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

Puede decirse que los precios óptimos a los usuarios finales son el resultado de la consolidación de esquemas de competencia y del diseño de mecanismos eficientes de fijación de precios al usuario final. Al mismo tiempo, los precios óptimos a los usuarios finales deben ofrecer las señales adecuadas para garantizar la expansión del sistema en cada uno de sus segmentos.

En cuanto a la generación y comercialización de energía eléctrica, siendo actividades en competencia se obtendrán precios eficientes en la medida en que resulten de un mercado transparente y competitivo. Las estrategias planteadas en los Objetivos anteriores dirigidas a controlar comportamientos anticompetitivos en la Bolsa de Energía así como en el proceso de contratación de energía con destino al mercado regulado, conducirán a este objetivo.

La formación del precio de la generación incluye el cargo por confiabilidad, que de acuerdo con la nueva normatividad fijará su precio mediante un mecanismo de mercado y debe generar las condiciones para la permanencia y entrada de los nuevos generadores requeridos por el sistema. Sin embargo, siendo el inversionista quien decide la tecnología con la que participa, quedan por verse los resultados de la aplicación del cargo en cuanto a la tecnología de los proyectos entrantes y por lo tanto la composición del parque generador, lo cual se relaciona con otros de los objetivos de la política energética como la diversificación de la canasta energética y el sostenimiento de costos marginales que favorezcan las exportaciones de electricidad.

En cuanto a las actividades reguladas de transmisión y distribución se debe procurar que a través de la normatividad se trasladen costos de eficiencia reconociendo, en el caso de la distribución y también para el margen de comercialización de los mercados regulados, las características propias de los mercados.

Estudios de la UPME²⁰ indican que en la distribución y la comercialización como actividad regulada, se presentan ciertos inconvenientes en el esquema de eficiencia adoptado, por efecto de la dispersión regional de los cargos y por la metodología de reconocimiento de las pérdidas y de los costos AOM, o por los costos medios de facturación (para distribución y comercialización, respectivamente). Además, existen acotamientos de la inversión reconocida a nivel de activos, como líneas radiales, y por niveles de tensión que ponen en peligro la reposición, la continuidad del servicio y la expansión. En este sentido el Ministerio de Minas y Energía expidió Decretos que tratan esta problemática.

20. Estudio Diseño de una Política Integrada de Precios de los Energéticos, 2006, ANH - UPME



En cuanto al tema de subsidios y contribuciones, las leyes 142 y 143 de 1994 definieron un esquema basado en el principio de solidaridad y redistribución del ingreso. El subsidio se aplica hasta un consumo de subsistencia definido, mientras que la contribución se paga por el total del consumo y los porcentajes se calculan sobre el costo de prestación de servicio.

El objetivo inicial de la Ley de lograr un equilibrio entre subsidios y contribuciones de tal manera que el fisco no se afectara por este concepto, se vio alterado por la disminución de las contribuciones producto de la caída de las tarifas industriales y comerciales para el mercado no regulado, mientras los subsidios se mantuvieron por encima de los topes, efecto del proceso de gradualidad de desmonte para llevarlos a lo reglamentado.

Adicionalmente, la Ley 812 de 2003 estableció que los usuarios de estratos 1 y 2 deberían tener incrementos tarifarios iguales a la inflación. Tal disposición produjo en la práctica unos subsidios para estos estratos variables mes a mes y en la mayoría de los casos superior a los topes de 50% y 40%, por lo que al final se requiere de un incremento del valor de los aportes otorgados por el Gobierno Nacional.

Desde el punto de vista de focalización de los subsidios, estudios han calculado en energía eléctrica un error de inclusión (cuando se entrega a personas que no hacen parte del grupo objetivo, en este caso de menores ingresos) del 50.8%²¹.

Por efecto de la estratificación se dan altos consumos en usuarios rurales que reciben subsidio, cuando en realidad deberían ser clasificados en estrato 5 o 6; además la población de estrato 3, que no está dentro de los límites de pobreza, recibe un 12% de los subsidiados otorgados.

Por lo anterior y considerando que en la medida que se incrementen los índices de cobertura se generará un mayor déficit al FSSRI, parece conveniente estudiar la aplicación de los subsidios de energía eléctrica desde el punto de vista de su focalización con el fin de lograr la mayor cobertura posible en la población objetivo y en procura de minimizar los requerimientos de recursos del presupuesto nacional.

Además del esquema de subsidios y contribuciones, existen tres fondos más que recaudan recursos del sector eléctrico con destinación específica así: Fondo de Apoyo para la Energización de las Zonas No Interconectadas - FAZNI, de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas - FAER y el Fondo de Energía Social - FOES. Mientras que este último se sostiene del 80% de

21. Uniandes, CEDE. Exclusión e incidencia del gasto social, Nuñez y Espinoza, 2005



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

las rentas de congestión producidas por efecto de las exportaciones de energía eléctrica al Ecuador y está destinado a subsidiar usuarios ubicados en zonas de difícil gestión, áreas rurales de menor desarrollo y zonas subnormales urbanas, los fondos FAZNI y FAER están destinados a la construcción de infraestructura para universalizar el servicio. La gestión de estos fondos se trata en el siguiente objetivo.

Las **estrategias** planteadas para la formación de precios de mercado de energía eléctrica que aseguren competitividad son:

- Monitorear permanentemente las operaciones del mercado mayorista de energía eléctrica, incluyendo las subastas de energía en firme relacionadas con el cargo por confiabilidad, a fin de recomendar acciones que conduzcan a mejorar la competitividad en este segmento de la cadena de energía eléctrica y en consecuencia a la formación de un precio eficiente
- Desarrollar la normatividad necesaria para que los cargos de la distribución y la comercialización como actividad regulada tiendan, en lo posible, a valores similares para todos los usuarios regulados conectados al SIN
- Estudiar la aplicación de los subsidios de energía eléctrica desde el punto de vista de su focalización con el fin de lograr la mayor cobertura posible en la población objetivo optimizando el uso de los recursos del FSSRI.

6. Objetivo Principal 5: MAXIMIZAR COBERTURA CON DESARROLLO LOCAL

El acceso universal a los servicios comerciales de energía es un modo importante de aumentar las oportunidades de generación de ingresos, de mejorar el clima social y de contribuir al desarrollo de un sistema energético ambientalmente sostenible para la totalidad de ciudadanos de hoy y de las futuras generaciones.

Una buena parte de los habitantes de los países en vía de desarrollo con bajos ingresos viven en áreas rurales y urbanas marginadas. Ellos suplen sus necesidades con fuentes de energía tradicional no comercial como la biomasa, empleando tecnologías de baja eficiencia favoreciendo así, los problemas de contaminación ambiental y la deforestación, y generando impactos negativos para la salud y el desarrollo económico. Al mismo tiempo, se ha detectado que existe un alto grado de interdependencia entre el desarrollo productivo de las áreas aisladas y la disponibilidad de los recursos energéticos.

Aunque la tendencia general a la urbanización es inevitable, ofrecer opciones



energéticas a los habitantes de las zonas rurales podrá retardar potencialmente la migración a las ciudades por el mejoramiento de la calidad de vida en los asentamientos rurales y por las oportunidades que se brinda para el desarrollo de proyectos productivos.

En nuestro País, al igual que en muchos de Latinoamérica, el acceso a la electricidad y a los modernos combustibles es limitado y escaso en las áreas marginadas y zonas rurales como consecuencia entre otras de: ausencia de la infraestructura para llevar los servicios energéticos, condiciones económicas precarias de los pobladores para pagar los costos de los servicios y porque las soluciones emprendidas no son sostenibles en el largo plazo.

Maximizar la contribución del sector energético a la equidad y desarrollo social de los ciudadanos más vulnerables no es otra cosa que mejorar el nivel de vida de las comunidades localizadas en zonas conectadas y no interconectadas, población rural y estratos bajos de la población, por la vía de programas para el acceso a la energía comercial que impulse y se integre eficazmente con programas de desarrollo productivo de las regiones.

Desde hace muchos años el Estado colombiano viene realizando inversiones en infraestructura energética, aprovechando las fuentes energéticas locales para lograr aportar al desarrollo de estas regiones. En sistemas solares, pequeñas centrales hidráulicas y plantas diesel, se han realizado inversiones de decenas de miles de millones de pesos, de los cuales un alto porcentaje no se encuentra funcionando, han presentado problemas de sobrecostos por deficiencias en la fase de diseño, o tienen una vida útil baja, provocando un perjuicio para la gestión de los recursos del Estado ya que se financian proyectos de energía no integrados a proyectos productivos de la zona, lo cual limita así la permanencia del sistema energético por la carencia de recursos para mantenerlos en operación.

Un punto esencial a fin de lograr la mejora de las condiciones de vida del sector rural colombiano y en general de las áreas aisladas, está en la estructuración de proyectos con un portafolio de energéticos que consulte criterios de tipo económico, seguridad y continuidad en el abastecimiento y minimización de los efectos de su uso en la salud de los usuarios y en el medio ambiente, incluyendo energía eléctrica y GLP con esquemas de áreas de servicio exclusivo.

Aunque la problemática que se registra en la prestación de los servicios energéticos en la áreas rurales, periferias de las ciudades y las zonas no interconectadas es la misma, la solución difiere estructuralmente y con mayor razón tratándose de los servicios por redes. Mientras en las zonas rurales y aisladas de las zonas



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

interconectadas las acciones para mejorar la prestación de los servicios deben estar encaminadas a la vinculación de la comunidad para que desarrollen actividades de apoyo, en comercialización y distribución, en el caso de las zonas no interconectadas cualquier programa de energización debe consultar las perspectivas y posibilidades de desarrollo de la comunidad a atender, asegurando que la prestación sea sostenible de acuerdo con los ingresos y beneficios que se causen, y no un costo adicional para los usuarios y para el Estado.

6.1 Energía en Zonas No Interconectadas

Se han realizado muchos esfuerzos en las llamadas zonas no interconectadas - ZNI (regiones aisladas geográficamente) con el propósito de mejorar la calidad y la cantidad del servicio de electricidad, invirtiéndose importantes recursos provenientes del presupuesto nacional, de los fondos de regalías y FAZNI.

En estas áreas la cobertura del servicio de energía eléctrica es del 34% y el 96% de la generación proviene de plantas térmicas que utilizan como combustible ACPM.

A pesar de los progresos logrados, aún la cobertura es baja, el servicio es insuficiente y limitado, y no se han aprovechado los potenciales energéticos de cada región, con lo cual se ha limitado el desarrollo de actividades productivas que permitan generar recursos tendientes a lograr bienestar socioeconómico en las ZNI.

En consecuencia, se propone estructurar proyectos integrales para la generación y comercialización de electricidad en forma regional, que consideren la disponibilidad de recursos energéticos propios y su actividad productiva para garantizar la sostenibilidad de las soluciones.

En el diseño de estos proyectos debe involucrarse a las autoridades locales para que sean las encargadas de hacer seguimiento de las acciones emprendidas y formen parte de las soluciones implementadas. La participación de la comunidad se constituye igualmente en un elemento esencial, por contar con el conocimiento de la problemática de la región y porque pueden contribuir a disminuir los costos.

Al mismo tiempo, es necesario establecer un esquema tarifario que se adapte a la capacidad de pago de la población, con apoyo directo del Gobierno (recursos provenientes de los fondos) para lograr equilibrio con costos eficientes en la prestación del servicio. Lo anterior implica una revisión del esquema de subsidios y contribuciones y de la regulación en general, así como el fortalecimiento de los esquemas de planeación y la promoción de acciones concretas para ampliar la disponibilidad del servicio y mejorar la calidad.



De conformidad con lo señalado en el Tema Transversal 1, es necesario evaluar detalladamente la inclusión de las fuentes no convencionales de energía para la generación de electricidad, empleando tecnologías que tomen en cuenta las condiciones de las zonas donde se van a instalar y buscando apoyo financiero de recursos de cooperación internacional o del mercado internacional del carbono para la implementación de estos proyectos.

6.2 El desempeño de los fondos FAZNI y FAER

El FAZNI se nutre de los recursos que se obtienen de recaudar un peso (\$1) por cada kWh despachado en el SIN, el cual es incluido en los precios que cobra el generador a los comercializadores y por lo tanto se traslada al usuario final en la fórmula tarifaria. En este caso son los entes territoriales, las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica y el IPSE los gestores de los proyectos de inversión para mejoramiento y nueva infraestructura eléctrica en las ZNI.

El FAER se sustenta en el pago de un peso (\$1) por cada kWh conducido por el Sistema de Transmisión del SIN, aporte que deben hacer las empresas transportadoras de energía y es trasladado al usuario vía el cargo de transmisión. Se destina a ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las zonas rurales factibles de interconexión. El 20% del FAER va para programas de normalización y optimización de redes de barrios subnormales del SIN. El FAER permite que los entes territoriales sean los gestores de planes, programas y proyectos de inversión priorizados para la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica.

Los recursos recaudados por estos Fondos son cuantiosos, sin embargo su ejecución no ha tenido un buen ritmo, especialmente en el caso de FAZNI, debido a la escasez de proyectos estructurados que garanticen su sostenibilidad. Al respecto se puede mencionar que, si bien existen numerosos estudios de soluciones energéticas para las ZNI, se encuentran desactualizados y requieren recursos para desarrollar la etapa de factibilidad.

Dada la limitada capacidad técnica, operativa y administrativa de las empresas que operan en las ZNI, el IPSE ha venido asumiendo la operación de los parques de generación a través de convenios con operadores, obteniendo una mejora en la calidad del servicio. En esta línea de acción, el Plan Nacional de Desarrollo

22. Conpes 3453, diciembre de 2006



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

propone²² estructurar esquemas de gestión con operadores especializados donde se incorporen incentivos para: introducir costos de eficiencia, mejor prestación del servicio en cuanto a calidad y cobertura y reemplazo de los combustibles fósiles. Si bien este esquema en un comienzo resuelve problemas de gestión empresarial, debe migrar hacia la adjudicación de concesiones, de tal manera que se asegure la responsabilidad por la cobertura y en donde se involucre a la comunidad como parte integral de la solución.

Se espera que la implementación de estos esquemas aporte a una mejor ejecución de los recursos del FAZNI.

En cuanto al FAER, el Plan Indicativo de incremento de la cobertura, actualmente en desarrollo por parte de la UPME, debe contribuir a establecer los niveles de cobertura, fronteras y criterios de asignación de los recursos, lo cual, unido a la participación de los OR en la estructuración de los proyectos, deberá facilitar el logro de los objetivos de creación del Fondo.

6.3 Ampliar la cobertura del servicio de gas combustible en estratos bajos de la población

La política de masificación del gas natural ha sido particularmente exitosa en la extensión de la cobertura en los estratos bajos de la población de las zonas de influencia del sistema de transporte de gas natural. Se estima que el 85% del sector residencial atendido con gas natural corresponde a los estratos 1, 2 y 3.

Sin embargo, puede ampliarse la penetración del gas combustible en estratos bajos y zonas rurales, para lo cual se debe continuar el análisis de competitividad entre gas natural, electricidad y GLP, a fin de establecer el más conveniente para una región en particular, según criterios de mínimo costo.

Cualquiera que sea el energético, es necesaria la participación conjunta y activa de la comunidad, para que con una adecuada capacitación en materia administrativa y técnica se puedan lograr resultados positivos, induciendo a menores costos y mayores beneficios para la comunidad.

Tratándose del GLP, es preciso determinar el esquema tarifario más adecuado con la capacidad de pago de quienes reciben el servicio en las zonas marginadas y rurales, a fin de que el servicio pueda ser pleno y eficiente, contando para ello con el soporte directo del Estado como herramienta destinada a garantizar un mercado seguro, equitativo y competitivo, teniendo en cuenta las ventajas ambientales y el menor impacto en la salud de los usuarios.



6.4 Impacto del carbón del interior en el desarrollo local

La minería subterránea del carbón en el interior se ha caracterizado por ser intensiva en utilización de mano de obra, pues la mayor parte de las labores son manuales y con baja utilización de tecnología, además de ser una de las pocas fuentes de empleo locales. Como se mencionó en capítulos anteriores, en el subsector del carbón del interior del País prolifera la ilegalidad minera, lo cual conlleva serias consecuencias desde el punto de vista social como desatención a las mínimas normas de seguridad industrial y la contratación informal de empleados sin atender sus obligaciones de seguridad social. Esta situación además de generar consecuencias negativas para el desarrollo de mercado del carbón, no facilita el desarrollo local.

Por estas razones y las expuestas en análisis antes presentados, la minería del carbón del interior requiere del compromiso de todos los sectores involucrados para adelantar las acciones propuestas con el objeto de generar las condiciones de mercado y competitividad que conlleven un mejoramiento del desarrollo local y nivel de vida de los mineros.

Las **estrategias** planteadas son:

- Maximizar la cobertura del servicio de energía en el País, para lo cual se debe:
 - Elaborar el portafolio de recursos energéticos para la prestación del servicio de energía en las zonas rurales incluyendo los criterios ambientales, de bienestar y salud de la población
 - Diseñar programas sostenibles de uso de fuentes no convencionales de energía para la generación de electricidad, incluyendo las modificaciones de orden regulatorio que sean necesarias
 - Optimizar la utilización de gas natural o del GLP según criterios de mínimo costo
 - Evaluar los costos, subsidios e inversiones del un programa de GLP para las zonas rurales y aisladas, a fin de determinar la posibilidad de estructurar áreas exclusivas
 - Aplicar y hacer seguimiento al plan indicativo de cobertura de electricidad elaborado por la UPME, acorde a lo establecido por la Ley
 - Establecer esquemas tarifarios de electricidad particulares para las zonas no interconectadas, con apoyo directo del Gobierno, que le permita a las comunidades no sólo superar las dificultades enfrentadas para acceder a un mejor nivel de vida, sino incrementar su productividad e importancia relativa dentro del desarrollo nacional.
- Consolidar los esquemas de gestión con operadores especializados donde se incorporen incentivos para: introducir costos de eficiencia, mejor prestación del servicio en cuanto a calidad y cobertura, y reemplazo de los combustibles fósiles. Para el mediano y largo plazo en las ZNI se propone migrar al establecimiento de áreas exclusivas de prestación de servicio (concesiones)



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

a fin de asegurar la responsabilidad por la cobertura y en donde se involucre a la comunidad como parte integral de la solución

- Adelantar programas de energización de las zonas interconectadas y no interconectadas, asociados con sistemas de desarrollo productivo local con el apoyo de la comunidad en la gestión del esquema, a fin de incrementar el nivel de ingreso de la población y darle así sostenibilidad a la prestación del servicio.
- Reforzar la institucionalidad y revisar la normatividad asociada con el desarrollo de las fuentes no convencionales de energía, consolidando sistemas de información, capacitación a las comunidades y definición de esquemas financieros para fomentar la implementación de los proyectos
 - Teniendo en cuenta que el desarrollo de proyectos de fuentes no convencionales de energía en zonas rurales y aisladas involucra autoridades ambientales, agrícolas y de energía, es preciso en el escenario de la CIURE acordar los esquemas y modalidades a seguir para que los procesos de implantación cuenten con la debida coordinación del Estado.

7. Tema Transversal 1: FUENTES NO CONVENCIONALES - FNCE Y USO RACIONAL DE LA ENERGÍA - URE

Ante la necesidad de alternativas de suministro que mitiguen la grave situación mundial actual de impactos al medio ambiente y las economías, ocasionada por las emisiones de fuentes energéticas fósiles, las sociedades desarrolladas del mundo se están orientando por una política que busca reducir los riesgos del suministro externo y realizan grandes esfuerzos para aprovechar las fuentes energéticas locales renovables, estimulando y facilitando los medios de infraestructura técnica, científica y económica.

Por otra parte, se advierten demandas crecientes, abastecimiento poco confiable, elevados e inestables precios del petróleo y un calentamiento global que obligan ahora mientras todavía queda algún tiempo, a reconfigurar los suministros de energía, lograr un menor consumo, desarrollar e investigar fuentes alternativas al petróleo y a aquellas que causen mayores problemas ambientales.

En Colombia, como consecuencia del modelo implementado y sin desequilibrio entre la oferta y la demanda de energía, se ha prestado poca atención al desarrollo de políticas exitosas dirigidas a incluir en la canasta energética el uso de fuentes no convencionales de energía y de programas de eficiencia energética, orientados al mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles.



El País cuenta con un importante acervo normativo vigente desde hace 5 años, siendo la primera de ellas la Ley 697 de 2001 y sin embargo los resultados concretos en lo que hace al desarrollo de proyectos de URE y a la inclusión de las fuentes no convencionales de la energía en la matriz energética, son poco satisfactorios. En forma similar a otros países en desarrollo y en el ámbito latinoamericano, la razón es atribuible a barreras de distinta índole como un marco institucional inadecuado, poca continuidad en la implementación de políticas públicas y las políticas de precios y fiscales, tanto para la energía eléctrica como para los combustibles, que impactan de distintas formas a la eficiencia energética y la penetración de fuentes no convencionales de energía.

Estas barreras se pueden clasificar en técnicas, económicas, financieras, legales e institucionales, donde las económicas, financieras e institucionales parecen las de mayor incidencia en los resultados hasta ahora alcanzados.

En lo económico, es poco probable que las energías no convencionales o alternativas puedan sustituir los energéticos tradicionales para la generación de electricidad y alcanzar competitividad en un mercado liberalizado de energía, donde la inversión y el costo promedio de generación son los únicos factores de comparación entre las tecnologías que utilizan combustibles fósiles y las que utilizan fuentes renovables.

Las barreras financieras se encuentran vinculadas con el funcionamiento de los mercados y la necesidad de establecer vía marco regulatorio mecanismos claros y estables que permitan la disminución de los riesgos financieros que las empresas deben asumir. Otra de las razones puede ser la dificultad para aplicar a fondos internacionales para la cofinanciación de programas de URE y fuentes no convencionales de energía a causa de la complejidad y lentitud en la preparación de propuestas.

Las barreras institucionales se encuentran vinculadas con la falta de intervención del Gobierno en la definición de políticas claras y precisas sobre el desarrollo de proyectos de URE y la utilización amplia de las fuentes no convencionales de energía, así como su integración al desarrollo del sector energético colombiano. Una de ellas es la percepción de que los mercados son mecanismos suficientes para una asignación eficiente de los recursos y que en consecuencia estos darán las señales apropiadas para promover el desarrollo sustentable del País.

Obviamente este enfoque respecto a las FNCE y al URE no es el que utiliza los países desarrollados que también operan bajo reglas de asignación de eficiencia basadas en señales de precios, pero se hallan dispuestos a reforzarlas mediante



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

instrumentos de promoción específica, cuando detectan la insuficiencia de los mecanismos de mercado.

De la misma forma el fenómeno se verifica, por la ausencia o por la poca promoción de programas de gestión del lado de la demanda debido en particular, a la falta de interés de las empresas que comercializan los energéticos, cuya racionalidad obedece a la maximización de sus beneficios.

No es ajena a esto la debilidad de programas de etiquetado voluntario y las contradicciones que se presentan entre los intereses de proveedores e importadores de equipos que operan en un esquema de mercado, sumado al hecho de que la escasez de ingresos por parte de muchos sectores de la población conduce a un equipamiento poco eficiente.

Del mismo modo la debilidad de los controles de la Superintendencia de Industria y Comercio conlleva a que existan en el mercado productos que no corresponden a la tipología bajo la cual se halla el producto en lo atinente a normas técnicas declaradas.

Con el fin de contar con un direccionamiento estratégico tanto en el caso de URE como de fuentes no convencionales de energía o energías renovables, se considera necesario separar las acciones e instrumentos de política de cada uno. Es conveniente elaborar instrumentos y acciones convergentes, pero que a la vez sean autónomos e independientes, por cuanto se trata de ámbitos que presentan características tecnológicas, impactos económicos y sociales muy diferentes, y sobre todo porque los modos de intervención y formulación de las políticas públicas son distintos. Además los objetivos y actores estratégicos sobre los cuales dichas políticas deben impactar de manera positiva y oportuna son completamente diferentes.

Las FNCE incluyen y afectan la generación de energía y la sustitución de fuentes convencionales, involucrando actores e intereses muy específicos, como es el caso de las empresas generadoras. Por el contrario, las acciones que propenden por el aprovechamiento óptimo de los recursos implican medidas de conservación y oportunidad de ahorro económico, pero también una necesidad e incluso una obligación de inversión en equipamientos más eficientes, con la doble finalidad de ahorrar energía y disminuir costos, sean éstos de producción si nos referimos a la industria, de funcionamiento en el sector comercial o de servicios y de gastos en el sector residencial.



Las medidas URE típicamente requieren de acciones específicas de promoción hacia los actores industriales y de servicio del País, y en el caso de las familias y los ciudadanos del común, un tratamiento particular para que, a largo plazo, puedan incorporar los instrumentos y acciones que creen conciencia de URE. En tal sentido existen una cantidad de temas transversales y la necesidad de una fina arquitectura financiera, de coordinación interinstitucional pública y privada para que el URE llegue a concretarse a través de programas específicos.

7.1 Fuentes No Convencionales de Energía

En el marco normativo colombiano, las fuentes no convencionales de energía, según la definición establecida en la Ley 697 de 2001, se refieren a aquellas fuentes energéticas que se encuentran disponibles, pero que en el País no son empleadas o son utilizadas de manera marginal y no se comercializan ampliamente. En este sentido, las energías renovables se encuentran en forma dispersa en la naturaleza, no son susceptibles de concentrarse como las energías convencionales, y favorecen un uso que está más al alcance de muchos y en condiciones sustancialmente más equitativas, de mayor posibilidad de justicia social y ambiental.

El uso de las fuentes no convencionales de energía se ha venido tornado en una alternativa válida para evitar la destrucción de ecosistemas y disminuir los riesgos y daños a escala planetaria que representan asuntos como el cambio climático o el deterioro de la capa de ozono, debidos en gran medida al consumo de energía fósil.

Si bien en Colombia la energía hidráulica representa un 75% de la generación de electricidad, a pesar de ser un recurso renovable deben considerarse sus impactos socioeconómicos y en los ecosistemas. Por el contrario, es poca la participación de los pequeños proyectos hidroeléctricos llamados PCH que tienen un mínimo impacto ambiental y clasifican como MDL. Se destaca como innovación en Colombia el proyecto Jepirachi con una capacidad instalada de 19.5 MW a partir de energía eólica, cuya generación no produce mayores impactos ambientales, contribuye a reducir los gases de efecto invernadero y no involucra combustión. Pero igualmente presenta algunas limitaciones como la cantidad de energía generada en razón a la intermitencia de los vientos, por lo cual no puede atender una demanda continua y debe estar asociada con otras fuentes.

El primer proyecto eólico fue posible por la conjunción de varios factores: el nivel de velocidad de los vientos en la Guajira, la condición especial del puerto, facilidades de transporte terrestre, conexión a red, la zona aduanera especial,



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

impactos mínimos sobre el medio ambiente, y escalabilidad compatible, expandible y replicable. Además aporta en la identificación de aspectos que es necesario estudiar para el mejoramiento de las condiciones de la generación eólica como: transferencias, licencias, despacho, cargo por confiabilidad, pronóstico para oferta, oferta y despacho en el MEM. En este caso EEPPM estuvo dispuesta a asumir riesgos financieros tolerables por I+D gracias a alternativas de “viabilización” por beneficios de la ley de ciencia y tecnología en COLCIENCIAS, captura de carbono por reducción de emisiones y créditos blandos.

Otro de los programas adelantados con base en la utilización de las energías no convencionales es la producción de biocombustibles. Actualmente se producen alrededor de un millón de litros diarios de alcohol con destino a la fabricación de gasolina oxigenada que alcanzan para cubrir el 57% de la demanda actual y no se vislumbra un aumento importante de la producción de alcohol a partir de caña de azúcar.

No se ve factible extender la frontera agrícola para nuevas siembras de caña de azúcar en el Valle del Cauca que es la región con mejores índices de productividad en el País, de lo cual se concluye que nuevos proyectos en otras regiones del País podrían experimentar dificultades a la hora de establecer la ecuación de cierre económico.

Existen posibilidades de producción de alcohol con otras materias primas como maíz, yuca, sorgo, remolacha, y en general cualquier tipo de biomasa de azúcar, pero requieren investigación y desarrollo. En el País aún no hay tecnología en materia de agricultura para producir estos insumos a gran escala, salvo algunos pequeños avances a nivel experimental en cultivos de yuca y de remolacha.

En el caso de la biomasa cultivada es necesario tener en cuenta estrategias y estudios de sostenibilidad que eviten el alza de los precios de los alimentos, el empobrecimiento de los suelos y garanticen la disponibilidad del agua, planteando señales para utilizar las tierras menos fértiles y la reforestación. La utilización y aprovechamiento de la biomasa residual y el biogás en las zonas rurales a partir de desechos de animales y vegetales puede aportar parte de la solución a las necesidades energéticas de estas zonas.

También está la opción de los rellenos sanitarios, una alternativa de valorización energética que puede utilizarse para la formulación de proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto (MDL), y que permiten utilizar el gas producto de los residuos sólidos urbanos mediante el flameado, para disminuir la emisión de gas efecto invernadero (metano) y la utilización de la energía térmica como alternativa de valorización energética en la sustitución de



otros energéticos, hasta la generación de vapor de agua y/o energía eléctrica en turbinas de vapor o de gas.

En cuanto a biodiesel, está planeado producirlo a partir de aceite de palma y sustituir un 5% de la demanda de ACPM. Actualmente existe una producción excedente de aceite, suficiente para producir el biodiesel necesario para sustituir el 5% de la demanda y existen proyectos de plantas y un programa de nuevas siembras. Sin embargo, todavía existe incertidumbre en cuanto el aval que den las compañías productoras de vehículos para usar mezclas superiores al 5%, para lo cual se requiere de un programa exhaustivo de pruebas sobre los motores de vehículos, tanto nuevos como antiguos y con los diferentes tipos de biodiesel que se puedan producir en el País, antes de tomar una decisión para incrementar este nivel.

Otra alternativa energética es la solar con sus diferentes tecnologías. Si la vivienda unifamiliar considerara desde su diseño sistemas solares tanto en paneles fotovoltaicos como colectores solares o simplemente un apropiado diseño de las viviendas para aprovechar al máximo la luz y el calor en el confort, se contribuiría a disminuir la liberación a la atmósfera de dióxido de carbono (CO₂). En Colombia se estima que solamente programas masivos en las nuevas viviendas y con plazos de pago de 25 años, permitirían hacer viable la implementación de estos sistemas, aunque con precios del petróleo y el gas volátiles y tendientes al alza a largo plazo, los escenarios de entrada de las fuentes alternativas serán rentables en un menor tiempo y con un menor esfuerzo.

La geotermia es una nueva opción energética tanto para su empleo en generación eléctrica como en suministro de calor, usos sobre los cuales existen investigaciones por parte de INGEOMINAS.

A pesar de los adelantos colombianos en el uso de las fuentes no convencionales de energía y del desarrollo tecnológico en el ámbito mundial para la generación de electricidad y suministro de energía a partir de estas fuentes, es evidente que la generalización del uso de sistemas de energía renovable no ha aumentado como se esperaba. Una posible explicación de esta situación son los criterios financieros de las empresas de suministro eléctrico que favorecen bajos costos iniciales y costos permanentes (cada vez más altos) de combustibles fósiles, en lugar de altos costos iniciales y bajos o nulos costos de combustibles (fuentes no convencionales). Los altos costos iniciales impiden el desarrollo generalizado de tecnologías de energías renovables.



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

Existen otros factores adicionales que favorecen el uso de los sistemas de generación y energización convencional como son: los subsidios a los combustibles, costos de infraestructura del transporte y almacenamiento de combustibles sufragados por el público, disponibilidad de financiación para proyectos de bajo costo inicial, ausencia de cobros o penalidades por impactos ambientales y posiblemente la resistencia al cambio.

En las zonas no interconectadas, son mayores las posibilidades de implementar proyectos de energización con base en las fuentes no convencionales de energía y constituye unos de los nichos de mercado más importantes para estas energías, así como para mitigar la pobreza de sus ciudadanos. Hoy la producción de electricidad de las zonas no interconectadas se efectúa en un 95% con ACPM.

Sin embargo, las perspectivas están cambiando y además de proveer bienestar a las comunidades, se plantea que la electricidad y en general la energización rural como concepto más amplio, la extensión de una red de suministro de bienes y servicios energéticos puede contribuir al desarrollo productivo de las comunidades y eventualmente reducir la migración hacia las ciudades. Como es sabido, en una fase determinada de desarrollo de las ciudades, dicha migración ya no garantiza un mejor nivel de vida y crea gravísimos problemas de marginalidad con un elevado costo social y deterioro de la calidad de vida.

Las **estrategias** propuestas para implementar el uso de las fuentes no convencionales de energía en la generación de electricidad con destino a las áreas rurales y con el propósito de ser sustentable en el largo plazo son:

- Fortalecer el esquema institucional que propenda por la promoción y desarrollo de las fuentes no convencionales de energía adecuadas a las necesidades nacionales.
- Promover la participación posible de fuentes de energía renovables, incorporando los incentivos necesarios a través del esquema de gestores o concesiones para las ZNI. En este punto es necesario un análisis socioeconómico de cada región con el fin de determinar la tecnología que más convenga, acorde con la disponibilidad de los recursos energéticos propios de la región.
- Definir subsidios directos para la energización rural. En zonas donde las condiciones del mercado no son atractivas para las empresas, el Estado puede subsidiar directamente las inversiones en proyectos con fuentes no convencionales de energía. Es aconsejable que dichos subsidios sean directos, explícitos en el presupuesto nacional y estén destinados a cubrir los costos de inversión de los proyectos siendo supervisada su ejecución.



- Reestructuración de subsidios. Tradicionalmente se han cubierto muchas necesidades energéticas rurales mediante subsidios a los fósiles convencionales, incluyendo el diesel y el queroseno. Como la energía renovable requiere una inversión de capital inicial en lugar de gastos de combustible, es importante reestructurar los subsidios energéticos aplicados a las zonas no interconectadas para que puedan aplicarse a las tecnologías renovables.

Las **estrategias** para un mayor uso de las fuentes no convencionales de energía en lo relacionado con la producción de energéticos son:

- Adelantar estudios que permitan verificar resultados positivos en el desempeño de los vehículos, con incrementos de las mezclas de etanol y biodiesel definidos en la regulación.
- Iniciar investigaciones para la producción de alcohol a partir de celulosa.
- Iniciar los análisis económicos y financieros de la importación de materias primas para la producción de biocombustibles y evaluar su incidencia en los precios finales.

La UPME ha venido desarrollando los Atlas de recursos energéticos que deben ser la base para estimar los potenciales que tiene el País. Se debe continuar desarrollando actualizaciones de la disponibilidad de los recursos y realizar evaluaciones locales en los sitios más interesantes para cada tipo. Contar con esta información actualizada será un medio para propiciar el interés de los potenciales inversionistas y disminuir su percepción de riesgo.

En el caso del sistema interconectado, además de avanzar hacia la identificación y cuantificación de proyectos potenciales en el País, se debe promover el acceso a mecanismos tipo MDL para obtener recursos que permitan financiar proyectos de energización con base en energías alternativas tanto para generación eléctrica como para sustitución de usos como calentamiento de agua, iluminación eléctrica, etc. Adicionalmente, en Colombia existen una serie de exenciones para proyectos que contribuyen a la eficiencia energética, de tal manera que para aprovechar estos mecanismos se requiere mayor coordinación interinstitucional tanto pública como privada.

7.2 Uso Racional de Energía URE

Como se mencionó anteriormente, las medidas de URE están encaminadas al desarrollo de proyectos donde se ahorre energía proveniente de combustibles fósiles y/o se sustituya una energía actualmente importada (o menos abundante en el País) por otra proveniente de una fuente con mejor (o mayor) disponibilidad



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

local, al logro de la reducción de emisiones de gases efecto invernadero, y el aseguramiento de la sostenibilidad de las actividades objeto del proyecto, por encima de un mero concepto de beneficio económico.

En consecuencia se busca, más que la reducción del consumo absoluto de la energía, la disminución del consumo específico (o relativo) de energía, asociado a cada una de las actividades. Por ejemplo, en el sector industrial se busca disminuir la relación consumo de energía / producción, es decir, consumir menos para producir lo mismo o consumir lo mismo para producir más.

Similar consideración se puede hacer para otras actividades: en el transporte, el consumo de combustibles por tonelada de producto transportado y/o por cantidad de pasajeros transportados; en el comercio, la energía consumida por unidad de producto vendido; alumbrado público, energía consumida por número de habitantes, entre otras.

Ejemplos específicos se encuentran en sectores como el residencial y comercial donde se presentan problemas en los sistemas de refrigeración por falta de mantenimiento, modificaciones inapropiadas y edad de los equipos con lo que programas de URE en este campo podrían contribuir a la reducción de consumo de energía.

Otro punto detectado es el mal empleo que se hace de la iluminación, tanto por el empleo de bombillas ineficientes como por la forma como se utiliza de manera inapropiada derrochando energía y provocando problemas conexos de salud por exceso (se han detectado en el comercio niveles de iluminación 10 veces por encima de los necesarios en almacenes o los requeridos por normas internacionales sobre iluminación que conlleva a problemas de visión) o por defecto.

Al igual que en el caso de las fuentes no convencionales de energía, Colombia dispone de lineamientos para el desarrollo de proyectos URE donde se definen los subprogramas que hacen parte del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás formas de energía no convencionales, PROURE. Sin embargo, los avances concretos en cuanto a una efectiva implementación de medidas, proyectos e inversiones tendientes a lograr una disminución de los consumos energéticos específicos, han sido escasos en relación al potencial existente.

Vale decir que esto no es producto de una ineficiencia específica del caso colombiano, sino que es una situación muy común en los países en desarrollo. Esto se debe a la dificultad de encarar un tema como el URE, que tiene componentes técnicos, económico-financieros, fiscales, culturales, regulatorios, ambientales, entre otros, lo que incrementa notablemente las dificultades para su promoción y desarrollo.



A pesar de la alta rentabilidad social de los proyectos de URE, los mecanismos descentralizados del mercado no son por sí solos suficientes para lograr que los mismos puedan concretarse. La existencia de barreras de naturaleza muy variada (factores relativos al contexto macroeconómico, al plano institucional, al ámbito tecnológico, a la estructura y funcionamiento de los mercados energéticos) impiden que la libre elección de los actores privados conduzca a la decisión de aprovechar las importantes oportunidades de inversión en eficiencia energética.

Por otra parte, es claro que aprovechar los potenciales de URE supone necesariamente requerimientos de inversión y/o cambios en los hábitos de consumo. El hecho de que tales acciones no surjan espontáneamente por parte de los actores pertinentes, indica que los mecanismos descentralizados de decisión no conducen al óptimo País.

Se requiere fortalecimiento institucional a fin de lograr una verdadera integración de las políticas públicas, que además permita sinergias con la inversión privada. Es necesaria entonces la determinación de las instancias y autoridades políticas que establezcan los mecanismos necesarios para intervenir en el ámbito del URE en temas regulatorios, de organización y coordinación.

Partiendo de la premisa que el Estado debe intervenir en el tema de URE por su carácter multidimensional y por la responsabilidad en el abastecimiento energético, debe establecer instrumentos de fomento que hagan atractiva la participación de los inversionistas privados, por cuanto se trata de opciones para el adecuado uso de la energía.

Con estas consideraciones, el papel del Gobierno debe ser de mayor protagonismo y fundamentalmente dedicar sus esfuerzos a actuar como promotor de las acciones y proyectos, especialmente de aquellas acciones de capacitación, difusión y diseminación pública que permitan a los usuarios de la energía, cualquiera sea el sector donde se consuma, tener conocimiento de qué tipo de medidas (inversiones, o tecnologías, según sea el caso), están disponibles en el mercado.

Así mismo debe asumir un importante papel como regulador del mercado energético, propendiendo por la puesta en vigencia de medidas sectoriales que alienten o promuevan acciones de URE y de eficiencia energética a través de sus funciones, como: generar señales tarifarias al mercado que induzcan a hacer un uso eficiente de la energía, introduciendo, en el caso que las decisiones políticas así lo determinen, subsidios de carácter explícito y puestos en evidencia en los presupuestos anuales de los entes energéticos que tengan esta tarea de



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

asignación de fondos a su cargo.

Sin embargo, la determinación de una adecuada señal de precios es una condición necesaria pero no suficiente para que se desarrolle un mercado de proyectos URE. Deberá haber otras señales regulatorias adicionales para promover, por ejemplo, la cogeneración o autogeneración de energía y darle prioridad a la energía generada mediante estos sistemas, por su elevada eficiencia global.

Teniendo en cuenta los diversos elementos que implican las acciones de URE y en forma proporcional las entidades gubernamentales con ingerencia en el tema, es fundamental una mayor interacción entre los organismos del Estado relacionados con los temas energéticos, de manera que se adelanten en conjunto las acciones de promoción del URE. Al respecto, la creación y puesta en marcha de la CIURE fue un paso importante pero se debe avanzar en la implementación de los programas.

Una de las mayores debilidades en el desarrollo de los proyectos es el financiamiento de las inversiones asociadas a estos. Aún cuando ha habido algunos intentos de involucrar a la banca en este tipo de asistencia, los logros son nulos por cuanto no existen líneas de crédito específicas para el desarrollo de los proyectos, que en su mayoría requieren de cambios en los equipos de uso final de energía. Por consiguiente, se deben definir los mecanismos para lograr el acceso a recursos y la plataforma en que va a estar basado el impulso a los programas de URE.

Para concretar los proyectos, la UPME propone desarrollar el siguiente esquema:

- El primer componente de la propuesta implica que el Ministerio de Minas y Energía defina el esquema de ejecución de sus decisiones de política y estrategias sobre la materia. Esto incluye la adecuada coordinación de las políticas para fijar los precios de los energéticos y de los entes encargados directamente de su fijación, velar por la estabilidad normativa que regula los aspectos relacionados con los proyectos URE y definir metas claras en la reducción de la intensidad energética para el corto, mediano y largo plazo. El Ministerio de Minas y Energía debe implementar los PROURE como un plan gradual que vaya avanzando con metas definidas, acompañando estas acciones con mecanismos de financiamiento y divulgación.
- El segundo componente de la propuesta en el corto plazo, es asignar a la UPME la responsabilidad de monitoreo y de manejo de Información. En tal sentido se requiere la estructuración de un esquema que permita en forma ágil y precisa el manejo de datos relacionados con la totalidad de los aspectos involucrados en



el análisis y ejecución de proyectos URE, el intercambio de dichos datos entre todos los agentes interesados en ese tipo de proyectos y la retroalimentación al Ministerio de Minas y Energía respecto del cumplimiento de las estrategias sobre el impulso del URE.

- En tercer lugar es necesario definir una estructura que estudie y defina un plan de incentivos que deben darse en forma real, dependiendo del tamaño de los sectores. Los incentivos para los proyectos URE deben reflejar unas condiciones superiores a las que se consiguen normalmente en el mercado. En ese sentido, el incentivo debe darse principalmente a través de condiciones crediticias tanto en la facilidad de su otorgamiento como en las tasas de interés ofrecidas. El nivel de los incentivos, las garantías y demás aspectos de esa índole son detalles que deberán ser definidos por esa estructura funcional encargada de la ejecución de la estrategia y por quien esté encargado de esta función.
- Realizados los puntos anteriores, es preciso que la CIURE defina los programas y sectores donde se efectuarán las acciones de URE, priorizando las acciones con los siguientes criterios:
 - Considerar y normar la intensidad de consumo de energía tanto eléctrica como térmica para los diferentes sectores, (En especial en lo que tiene que ver con construcción de edificios comerciales, industrias y viviendas).
 - Determinar los sectores donde el impacto de los proyectos URE sea mayor
 - Corroborar que la acción en el sector elegido pueda realmente llevarse a cabo
 - Establecer cuáles son los recursos de inversión requeridos para la ejecución del proyecto URE y la identificación de fuentes de financiación.
 - Finalmente, se debe considerar el tiempo de implementación y el periodo de repago de la inversión
- Una vez determinados los proyectos se debe proceder a su implementación con el apoyo de terceros, correspondiéndole a quien desarrolle la función de monitoreo y de puente de información, coordinar con los diferentes organismos y gremios el desarrollo de los proyectos específicos, bajo la tutela de la CIURE.
- Teniendo en cuenta la necesidad de capacitación en los distintos ámbitos del Gobierno y el sector privado, ésta debe de ser desarrollada íntegramente por terceros y le corresponde a la UPME quien desarrolla la función de monitoreo y de puente de información, coordinar las diferentes necesidades entre los diversos agentes relacionados con el tema.
- El seguimiento a los proyectos es una de las actividades fundamentales en la implementación de la política sobre URE. Bajo la coordinación de la CIURE, las entidades del Gobierno junto con la UPME deberán hacer el seguimiento y desarrollo e informar de los resultados continuamente.
- Simultáneamente se deben definir tópicos de investigación sobre temas



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

URE, los cuales deben ser acordados entre la UPME y COLCIENCIAS dadas las características del País y los esquemas de investigación definidos en la normativa. A fin de alcanzar un desarrollo progresivo, esta actividad de investigación en la temática URE debe ser desarrollada directamente por terceros tanto nacionales como internacionales.

Son diversos y variados los programas y acciones a realizar en esta temática, que a manera de información se listan a continuación:

Sector Industrial

- Programa de gestión integral de la energía incorporando el desarrollo de prácticas de URE, como se ha realizado con el tema ambiental, la gestión de calidad y otras, de tal manera que reduzca presión en la oferta y se traduzca en una mejora de la competitividad de la industria
- Programa de optimización del uso de la energía eléctrica para fuerza motriz. Un poco más del 70% de la energía eléctrica que se utiliza en la industria colombiana está asociada al uso de motores eléctricos. Entre las opciones de eficiencia energética para este uso final, se destaca la utilización de motores de alta eficiencia “high performance”, el dimensionamiento adecuado del motor e implementación de programas de mantenimiento
- Programa de cogeneración para el sector industrial, adecuando el marco normativo vigente para promover el uso de plantas de cogeneración y trigeneración en la industria nacional
- Programa de actualización tecnológica en iluminación, considerando los diseños lumínicos requeridos para el adecuado desarrollo de actividades productivas y el mejor desempeño energético
- Programa de optimización de los procesos de combustión con acciones preventivas y correctivas en las calderas en la generación de vapor y máquinas térmicas en general.

Sector Residencial

- Programa de información al usuario para una adecuada compra de aparatos domésticos, para lo cual se recomienda el etiquetado de eficiencia energética. Propiciar el uso de tecnologías energéticamente eficientes en los usos finales de energía, brindando información a los usuarios que adquieran equipos, respecto al consumo de energía de éstos, a través de la etiqueta de eficiencia energética soportada en las NTC Normas Técnicas Colombianas.
- Programa de actualización del parque de refrigeración, para mitigar impactos ambientales asociados al uso de SAO (Sustancias Agotadoras de la Capa de Ozono) usadas en los refrigerantes y como espumantes en el parque de refrigeración producido en Colombia, reemplazándolo por tecnologías que de acuerdo con la



NTC 5020 se clasifiquen en los rangos A y B de desempeño energético.

- Programa de masificación de luminarias eficientes integrado a programas de aprovechamiento adecuado de la iluminación tanto natural como artificial
- Desarrollo de programas de arquitectura bioclimática aplicada a vivienda de interés social, en principio, pero extendibles a los demás sectores socioeconómicos para lograr el menor consumo energético por hogar y el mayor confort.

Sector Comercial

- Implementar un programa de cogeneración para el sector comercial
- Programa de actualización del parque de refrigeración y acondicionamiento de espacios.
- Programa de masificación de luminarias eficientes y regulación de los sistemas de iluminación.
- Reglamentación del consumo energético en centros comerciales para llevarlos a niveles eficientes.

Sector Oficial

- Programa educativo de URE, inclusión de la temática de URE en los contenidos académicos que se desarrollan en Colombia a nivel de educación formal, informal y no formal, y para los diferentes niveles educativos tales como educación primaria, secundaria, técnica, profesional, postgrado y doctorado
- Otorgar incentivos que se consideren necesarios a fin de orientar la renovación del parque automotor oficial y edificaciones eficientes.

Sector Transporte

- Manejo integral de la demanda de transporte: Continuar desarrollando acciones para el sector desde el punto de vista de la demanda, teniendo en cuenta propósitos como la solución a problemas de parqueo, mejoramiento de la red vial, mejoramiento del transporte público, chatarrización de vehículos, reducción de la emisión de contaminantes, seguridad vial y reducción de la congestión, y continuar con las campañas educativas.

Obviamente para que estos programas sean exitosos se debe contemplar el conjunto de impactos que su implementación provocará, a fin de coordinar entre los actores un cronograma que los haga viables.



8. Tema Transversal 2: MEDIO AMBIENTE Y SALUD PÚBLICA

La evolución del sector energético mundial se encuentra estrechamente relacionada con el desarrollo de los países, generando a la vez una influencia importante sobre el medio ambiente, producto de la combustión de energéticos fósiles y de las distintas formas de producir la energía.

El aumento de emisiones contaminantes y de las concentraciones de gases que provocan efecto de invernadero y su incidencia en el cambio de temperatura del planeta, es uno de los principales problemas ambientales a escala global, regional y local, para lo cual se buscan soluciones basadas en acuerdos y convenios internacionales.

El avance más significativo hacia ese objetivo se dio con el Protocolo de Kyoto, donde los países industrializados se comprometieron con metas específicas de reducción de emisiones de gases efecto invernadero.

Con el incremento acelerado del consumo energético, el mundo entero empieza a hacer esfuerzos para lograr a escala global la estabilización de las concentraciones de estos gases, por los cambios que se están notando en la dinámica de los climas y sus implicaciones como sequías, inundaciones, huracanes y el deshielo de los polos.

En el caso colombiano, pese a no formar parte de los países con compromisos de reducción de gases efecto invernadero, existe conciencia sobre la necesidad de modificar la forma como usamos y consumimos la energía, debido a los problemas de salud originados por la calidad del aire en las principales ciudades del País, como es el caso de Bogotá, en donde se han presentado consecuencias negativas para los ciudadanos por las llamadas Enfermedades Respiratorias Agudas, que afectan seriamente a la población infantil y a la tercera edad.

En el mundo los fabricantes de vehículos automotores y las refinerías han tenido que concentrar sus esfuerzos para cumplir con regulaciones ambientales cada vez más exigentes. Los resultados han sido niveles de azufre menores en los combustibles y normas de emisión cada vez más exigentes para todo tipo de vehículos. De igual forma los retos ambientales de largo plazo y los requerimientos más estrictos que se esperan en el futuro, están impulsando la investigación científica y el desarrollo tecnológico.



En países como el nuestro, el número de vehículos se incrementa exponencialmente y los combustibles con alto contenido de azufre continúan siendo la norma, además de que no existen incentivos para la introducción de nuevas tecnologías vehiculares. Los vehículos de últimas generaciones, diseñados para utilizar combustibles de bajo azufre o ultra bajo azufre, pueden obtener mejoras en su eficiencia de un 50% o superiores, respecto a vehículos de generaciones anteriores.

El sector transporte consume cerca del 39% de la canasta energética nacional y como tal merece un tratamiento prioritario en el marco del desarrollo sustentable. Las emisiones provocadas durante la combustión en los vehículos dependen del combustible y su calidad, del tipo y tecnología del motor, de la edad del vehículo, de las condiciones de presión (altura sobre el nivel del mar) y temperatura atmosférica, de las condiciones de rodamiento (estado de las vías, congestión vehicular) y de las prácticas de operación y mantenimiento de los vehículos (cultura de los conductores).

Por estas razones, una estrategia para movilidad limpia debe estar apalancada por tres ejes principales: mejoras tecnológicas en los motores, reordenamiento del tráfico vehicular y calidad de los combustibles.

Minimizar los impactos sobre el medio ambiente y la salud pública es un lineamiento que se incorpora en el PEN 2006-2025 con una reflexión: los beneficios de una acción firme y temprana para la protección del medio ambiente, compensa de lejos los costos económicos de no actuar. Bajo este contexto, siendo el bienestar público un tema transversal a muchas actividades, sectores y organismos, los planes y programas de desarrollo deben ejecutarse con enfoques sinérgicos en los distintos ámbitos territoriales y con una visión compartida de objetivos entre todos los agentes y autoridades.

La acción individual de las autoridades energéticas no es suficiente para contrarrestar los problemas que se vienen generando por el consumo de energía; es esencial la creación de una visión multisectorial compartida, procurando los espacios para que cada entidad o participante juegue un rol que permita el logro de los objetivos comunes. Con el propósito de reducir o por lo menos estabilizar las emisiones de contaminantes, se propone trabajar en los siguientes campos:

23. Bjorn Larsen, 2004. Cost of environmental damage: A Socio-Economic and Environmental Health Risk Assessment.



8.1 Política de calidad de los combustibles derivados del petróleo

El aumento de los vehículos en las principales ciudades colombianas, consecuencia de la urbanización y crecimiento económico, viene generando grandes impactos ambientales por las emisiones del proceso de combustión. Uno de los mayores problemas se asocia con la presencia de azufre. Este es por sí mismo un contaminante y ninguna estrategia de reducción significativa de la contaminación del aire puede dar resultado sin reducir en primera instancia el azufre de los combustibles. La presencia de azufre ha llegado a ser considerado tan nocivo como lo fue en su tiempo el plomo en las gasolinas.

El mundo desarrollado tiene metas precisas para bajar el contenido de azufre a menos de 10 ppm a partir del 2009. En contraste, Colombia después de varios aplazamientos, ha planeado reducir el azufre en las gasolinas a 300 ppm y en el diesel a 500 ppm a partir del 2010. Para ello, ECOPETROL invertirá alrededor de 600 millones de dólares en la refinería de Barrancabermeja. Esta cifra es muy cercana a los estimativos de costos anuales (\$1.5 billones)²³ por efectos en la salud atribuibles a la contaminación.

Debido a que los costos de desulfuración de las gasolinas y del diesel para llevarlos a niveles de bajo azufre (10 ppm), representan importantes recursos, los expertos recomiendan que aquellos países que no han empezado a reducir el azufre en los combustibles, lo hagan en una sola etapa hasta <10 ppm porque les resultará más económico que hacerlo en varias etapas,²⁴ con lo cual el balance se torna positivo y son amplios los beneficios por la reducción de costos.

Estudios realizados en países de la OECD²⁵ señalan que los combustibles de bajo azufre (<10 ppm) reducen significativamente los costos totales, incidiendo directamente en un mayor rendimiento del combustible. El considerable potencial para reducir emisiones de gases de efecto invernadero es un beneficio adicional a los impactos positivos sobre la salud, sobre el ambiente y otros, derivados de la reducción del azufre.

Como se mencionó en el Objetivo 1, la composición de la mezcla de crudos nacionales será cada vez más pesada, lo cual dificulta la producción de combustibles menos contaminantes y por ende habrá mayor producción de fuel oil y productos más contaminantes.

24. Gasolina y Diesel de bajo azufre: La Clave para disminuir las emisiones vehiculares. Blumberg, Katherine O.; Walsh, Michael P.; Pera, Charlotte., para International Council on Clean Transportation (ICCT), 2003

25. Bjorn Larsen, 2004. Cost of environmental damage: A Socio-Economic and Environmental Health Risk Assessment



Por otra parte, para producir combustibles con especificaciones de calidad internacional, una refinería de mediana conversión como la de Barrancabermeja necesita transformaciones tecnológicas profundas que van mucho más allá de la construcción de unas unidades de hidrodesulfurización, recuperación de azufre y producción de hidrógeno.

En consecuencia, se requiere de una evaluación detallada para definir si se mantiene el actual esquema de refinación en Barrancabermeja, o si por el contrario es preciso hacer inversiones mucho más significativas (superiores a 1,200 millones de dólares) para lograr una refinería de alta conversión, fundamentada en procesos (tales como hidrocracking, delayed coker) que permitan el procesamiento de crudos pesados y así obtener combustibles de muy bajo contenido de azufre, que no sólo contribuirán a disminuir los impactos en la salud pública, sino que se podrán comercializar ampliamente en los mercados externos con especificaciones de calidad internacional.

Teniendo en cuenta los adelantos tecnológicos en lo relacionado con motores dedicados para utilización de combustibles gaseosos, que se han traducido en prototipo de vehículos que cumplen con exigencias de bajas emisiones y bajo consumo de combustible, se debe profundizar el programa de sustitución de gasolina y ACPM por gas natural.

8.2 Los Biocombustibles

El uso de los biocombustibles en el transporte tiene dos componentes. La fundamentación técnica y los límites técnicos y económicos de su uso en combinación con la gasolina y el diesel, y los efectos de su utilización mirando varios aspectos que van desde el comportamiento de los usuarios y vehículos, hasta la medición de sus impactos en la salud pública.

El primer tema se desarrolla en Ciencia y Tecnología, mientras que el segundo corresponde principalmente al de medio ambiente y salud pública. Para este caso, y considerando que dentro del desarrollo de la política de uso de los biocombustibles se ha pensado a futuro aumentar su porcentaje de participación en la mezcla, se propone una evaluación completa y sistemática de los efectos en la cadena del etanol y biodiesel acometiendo las siguientes acciones:

- » Evaluar los efectos en la calidad el aire debidos al uso de mezclas E10, incluyendo cambios de emisiones de acetaldehído, óxidos de nitrógeno y otros contaminantes no regulados.
- » Investigar posibles efectos sobre la biodiversidad que pueda tener la



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

intensificación de cultivos para producir biocombustibles (palma africana, caña de azúcar y cualquier otro tipo de biomasa).

- » Evaluar impactos y efectos en la economía de los insumos destinados a la alimentación, como azúcar, palma africana y otros.

Teniendo en cuenta la situación interna de abastecimiento en materia de ACPM y el liderazgo de ECOPETROL para la producción directa de biodiesel, es necesario evaluar el desempeño de este nuevo combustible en las grandes ciudades, en conjunto con los industriales y ensambladores, a fin de establecer las composiciones apropiadas al caso colombiano.

8.3 Actualización tecnológica del parque vehicular y control de emisiones

La población de vehículos a nivel mundial ha venido creciendo en aproximadamente 10 millones de vehículos/año. A medida que el parque vehicular crece se necesitan normas y regulaciones más estrictas y mejores tecnologías para vehículos automotores, incluidas las motocicletas que han tenido un aumento vertiginoso en particular tras el auge de las industrias asiáticas.

Paralelamente se avanza en otras áreas de investigación para mejorar la eficiencia automovilística que puede llevar al mundo más allá del uso de los combustibles tradicionales, nuevos materiales para que los vehículos sean más livianos, y tecnologías redituables que permitirán ahorro importante de energía y reducción de las emisiones contaminantes.

En el escenario nacional, en 1990 el parque vehicular era de 600,000 y para el 2005 superaba los 3'600,000. La congestión vehicular desde ya es un problema crítico que las autoridades no han podido resolver, con lo cual se agrava el problema ambiental por mayores emisiones. En el caso de Bogotá, el efecto positivo producido por el sistema de transmilenio en la movilidad, se anuló en pocos años porque el parque vehicular crece en cerca de 50,000 vehículos/año, mientras las vías continúan siendo las mismas, además del mal estado de éstas.

Los programas para el control de emisiones deben ser coherentes, consistentes e integrales; basados en principios reguladores con las siguientes características:

- » Control de emisiones durante el ciclo de vida completo de los vehículos incluidas motocicletas (en producción, distribución y disposición final de vehículos y de combustibles)
- » Definición de una política de precios que internalice costos ambientales, la cual debe reforzarse con normas claras en materia de ahorro de energía y



reducción de emisiones

- » Diseño de esquemas e instrumentos económicos para promover el uso de vehículos y combustibles más limpios y más eficientes
- » Las medidas de reducción de emisiones deben diseñarse de tal manera que desincentiven el crecimiento en tamaño, peso o la potencia de los vehículos.
- » La exigencia de estándares de emisión no debe prestarse para privilegiar diferencias entre combustibles; esto genera distorsiones en la demanda
- » Los programas deben diseñarse para reducir los contaminantes convencionales, GEI, compuestos tóxicos y el ruido en forma conjunta, y no reducir unos a expensas del incremento de otros.

8.4 Impacto ambiental por el uso de energéticos como el gas natural, energía eléctrica, carbón, GLP y otros

Los recursos energéticos tienen como objetivo final atender la demanda de energía de la sociedad en sus diferentes subsectores. Por consiguiente, se impone la necesidad de evaluar los impactos ambientales de su uso a los usuarios finales de los mismos.

En el caso de la energía eléctrica la utilización de energéticos fósiles podría tener un impacto de carácter ambiental, en especial si el recurso utilizado es carbón, diesel o fuel oil. Con gas natural los impactos son mínimos. Aún en el caso de la energía hidroeléctrica las tendencias energéticas actuales consideran que los grandes embalses impactan el entorno social y ambiental debido a la producción de Metano CH₄ y Dióxido de Carbono CO₂ que constituyen gases de efecto invernadero, el conflicto entre uso de agua para irrigación y generación de energía eléctrica y la problemática de la relocalización de comunidades afectadas por las inundaciones.

En el caso del carbón, su mayor consumo corresponde a la generación de electricidad, pero también abastece al sector residencial en zonas rurales y a la industria. Sus efectos contaminantes por la combustión se han replanteado a la luz de las nuevas tecnologías que disminuyen sus emisiones.

En tal sentido, al amparo de programas de URE se debe exigir al sector productivo el uso de tecnologías de punta para el control de emisiones. Situación diferente ocurre con el sector residencial rural, en donde es necesario desarrollar un proceso educativo con el fin de capacitar a los usuarios sobre el buen uso de este recurso, a fin de minimizar el impacto en su salud.



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

Esta consideración especial sobre el sector rural está establecido en uno de los Objetivos Principales del PEN 2006-2025 el cual señala la importancia de maximizar el bienestar en el campo colombiano, suministrando la canasta adecuada de energéticos.

En cuanto al gas natural, tiene un uso universal con favorable concepto sobre su impacto ambiental, tanto en generación de energía eléctrica como en la atención de la demanda industrial, residencial y comercial, así como en el transporte a través del GNV.

En todos los casos el desarrollo de la política energética debe contemplar la minimización de los impactos sobre el medio ambiente, lo cual se desprende desde los procesos de planeación hasta el desarrollo de los proyectos. En este sentido se debe fortalecer la implementación de las evaluaciones ambientales estratégicas.

Respecto al control de emisiones en la industria, el uso de combustibles pesados tales como fuel oil, petróleos pesados, aceites usados y carbón, es un factor crítico de contaminación en las ciudades y corredores industriales que merece la atención de las autoridades. Especialmente las industrias más pequeñas acuden a cualquier combustible sin importar su calidad para mantener operando sus instalaciones. Se requiere fortalecer el control para inducir procesos de actualización tecnológica.

Sin embargo, para que la implementación de estas medidas no sea contradictoria con el desarrollo de actividades productivas que contribuyen al crecimiento y bienestar, las normas deben contemplar cronogramas realistas de transformación mediante la creación de instrumentos de política y financieros que los hagan posibles.

8.5 Mecanismos de Desarrollo Limpio

Colombia suscribió y ratificó el Convenio Marco de las Naciones Unidas del Cambio Climático y el protocolo de Kyoto, sin embargo no tiene compromisos sobre reducción de emisiones de gases de efecto invernadero por ser un País en vía de desarrollo.

El Mecanismo de Desarrollo Limpio MDL contemplado dentro del mercado de reducción de emisiones entre los países industrializados y los países en vía

26. Página web MINAMBIENTE www.minambiente.gov.co, 24 de enero de 2007



de desarrollo, es una oportunidad para el País y en particular para el sector energético, tanto así que del portafolio de 66 proyectos de mitigación de cambio ambiental²⁶ que actualmente pueden acceder al mercado internacional de certificados de reducción de CO₂, 24 corresponden a los sectores de minas y energía y tienen contrato de venta de reducción de emisiones dos proyectos de generación eléctrica: el parque eólico Jepirachi y la central eléctrica a filo de agua Río Amoyá.

El suministro de energía eléctrica con fuentes renovables es una categoría del portafolio de proyectos del MDL. El uso de energías renovables se ha venido tornando en alternativa válida para reducir la presión sobre la oferta de combustibles fósiles y de paso reducir las emisiones contaminantes.

Para mitigar las barreras de orden financiero que impiden la incorporación y mayor uso de las fuentes no convencionales de energía, es preciso fortalecer los esquemas de cooperación y capacidad nacional para desarrollar proyectos del MDL que accedan al mercado internacional de certificados de reducción de emisiones, y se sume a los beneficios tributarios por deducción de renta por 15 años para la venta de energía con base en los recursos eólicos, biomasa o residuos agrícolas, así como la exención de IVA en la importación de maquinaria y equipos destinados a proyectos que generen certificados de reducción de gases de efecto invernadero.

8.6 Coordinación Institucional

La gestión ambiental relacionada con el consumo energético involucra a diferentes sectores y no depende exclusivamente de las autoridades ambientales o del Ministerio de Minas y Energía. Es por ello que el éxito de las medidas que en esta materia sean emprendidas, depende de una coordinación sectorial efectiva.

El diseño de las distintas políticas en Colombia debe realizarse en un marco de estrecha coordinación institucional, que propenda por el desarrollo del aparato productivo en armonía con el medio ambiente.

Uno de los ejemplos más claros de coordinación intrasectorial se origina en el sector transporte, teniendo en cuenta que la solución de la contaminación ambiental derivada del uso de los combustibles fósiles es un problema no sólo del Ministerio de Minas y Energía por el mejoramiento en la calidad



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

de los combustibles, sino del Ministerio de Transporte el cual regula la política de entrada de los vehículos y la política de transporte del País, lo cual comprende definición de los modos de transporte y especificaciones de las vías.

Desde otra perspectiva, también es necesaria la coordinación institucional cuando se trata de definir y aplicar los trámites ante el Estado, de tal manera que si las instituciones actúan articuladamente, los procedimientos fluyen y se facilita (sin desconocer el cumplimiento de la normatividad) el desarrollo de la infraestructura que requiere el País.

Cabe mencionar el tema de la generación hidroeléctrica. Dado que el parque de generación en Colombia continúa siendo esencialmente hídrico y la disponibilidad de dicho recurso en el territorio nacional se reparte en cuencas cuyos caudales tienen interdependencia con y entre sus diversos afluentes, los cuales son impactados a gran escala con el desarrollo de proyectos de aprovechamiento hídrico para la generación eléctrica, este tipo de proyectos deben sujetarse a normas de planificación y administración del recurso hídrico que aseguren su libre acceso y disponibilidad, así como el uso equitativo y racional del mismo por parte de estos proyectos.

En tal sentido, se deberían impulsar los Comités que propone el Proyecto de Ley 365 de 2005 sobre planificación del recurso hídrico.

9. TEMA TRANSVERSAL 3: Ciencia y tecnología

Las interacciones manifiestas entre los cambios ambientales globales, locales y regionales con las esferas económicas y sociales, están socavando los sistemas esenciales del soporte de vida del planeta, de ahí alteraciones como el cambio climático, las pérdidas de biodiversidad y el incremento de la desigualdad social, en un contexto de economía en globalización.

Es claro que no todas las consecuencias de esta interacción tienen una solución que pasa por la ciencia y la tecnología, sin embargo desde la perspectiva de la tecnología, son muchos los aportes para lograr sistemas energéticos y productivos que contribuyan a la prosperidad económica y al bienestar de la población, sin incrementar el deterioro ambiental.



Los procesos de globalización y de liberalización de mercados exigen mayor productividad y eficiencia económica en aspectos como el suministro y utilización de la energía, al tiempo que es preciso implementar sistemas energéticos flexibles para disminuir las presiones sobre el agotamiento de los recursos finitos y propender por una economía competitiva, que permita su inserción en el mundo globalizado sin deteriorar el acceso de los sectores más necesitados a formas comerciales de energía.

La utilización de nuevas tecnologías tanto en la producción como en el consumo de energía, contribuirá de forma importante a hacer más eficientes los procesos, con lo cual se podrán alcanzar significativos ahorros de energía, siendo una alternativa para atender las crecientes necesidades de la sociedad colombiana, bajo la necesidad impostergable de implementar prácticas sustentables en lo que a energía se refiere.

En tal sentido, la apertura implica también la introducción de tecnologías y artefactos importados, los que deberían corresponder a normas que contribuyan a resolver o mitigar la problemática planteada. En este aspecto es necesaria una activa participación del sector de Ciencia y Técnica para al menos informar a los consumidores sobre las ventajas y desventajas de distintas alternativas. Como es sabido, criterios de rentabilidad a corto plazo, ingresos insuficientes y ausencia de hábitos, son factores que contribuyen a una selección de tecnologías y artefactos no siempre eficientes y limpios.

Actualmente en el mundo se está llevando a cabo una revolución tecnológica para encaminar las tecnologías de energía fósil hacia el objetivo de alcanzar emisiones casi nulas, buscando con ello no sólo liberar las presiones ambientales y sus consecuencias, sino afrontar el reto de un desarrollo sustentable.

Son diversos los campos de investigación que se están abordando para encontrar tecnologías energéticas que sean rentables y que a la vez protejan la salud y la estabilidad medioambiental. Sin embargo, existen barreras que limitan el desarrollo de la innovación y de las investigaciones, las cuales son de mayor persistencia en los países en vías de desarrollo.

Para el caso de países como Colombia se requiere un fuerte impulso a los temas de desarrollo e innovación tecnológica y científica en el sector energético, en vista de la multiplicidad de casos donde es imperativa una mayor eficiencia técnica y económica para impulsar el desarrollo del sector energético.

No se trata de que el Estado a través de una de sus agencias se dedique a



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

desarrollar tecnología de punta sobre estos temas, sino de adquirir el conocimiento en áreas específicas de interés nacional definidas por el Gobierno, y que puedan ser aplicables a problemas nacionales de mediano y largo plazo.

Es necesario reestructurar el esquema y los procesos colombianos a través de los cuales hoy se definen los proyectos y líneas de investigación, para que mediante consenso de autoridades, academia e industria se acuerden los temas que convenga al interés nacional más que al particular. Esto permitirá mayor interacción y una clara definición de las necesidades colombianas, las cuales deberán ser lideradas por COLCIENCIAS a través de talleres que permitan definir y recomendar al Gobierno Nacional temas puntuales, pero de interés nacional.

Las principales **recomendaciones** sobre líneas estratégicas en este tema transversal son las siguientes:

9.1 Utilización del carbón como recurso limpio

La política energética nacional debe sustentarse en la utilización de los recursos energéticos disponibles dentro de los cuales se encuentra el carbón.

Para lograr el pleno desarrollo de este recurso, el PEN 2006-2025 propone una evaluación integral de las tecnologías que permitan el uso del carbón como recurso limpio, utilizando mecanismos y tecnologías de calderas de lecho fluidizado y otras tecnologías que controlan las emisiones de partículas y gases contaminantes.

En estas condiciones, las cenizas volátiles generadas por la combustión de carbón pueden removerse en porcentajes del orden del 99.8% mediante precipitadores electrostáticos.

También se considera conveniente evaluar la repotenciación de unidades termoeléctricas ya existentes con calderas de lecho fluidizado e instalar la tecnología de Integración de Gasificación y Ciclo Combinado (IGCC) para los futuros proyectos termoeléctricos a carbón. Una planta típica de IGCC (Ciclo combinado con gasificación integrada) puede remover el 99% del azufre presente en el carbón térmico.

En cuanto se refiere a la demanda de carbón para el sector residencial y en



particular en las zonas rurales, se propone evaluar mecanismos de disposición de residuos y evacuación de gases de combustión, a fin de preservar la salud de la población, incluyendo actividades tales como el diseño de estufas que permitan utilizar carbón o leña al tiempo que se protege la salud de los usuarios.

Finalmente, en el tema del carbón, se hace necesario evaluar de manera completa el estado del arte en cuanto al desarrollo de tecnologías que permitan el uso del carbón como recurso limpio con efectos mínimos sobre el medio ambiente.

En concordancia con lo anterior, es conveniente considerar la posibilidad de introducir cambios en la normatividad del uso del carbón, para que a cambio de limitar las emisiones en la fuente, éstas se regulen en el uso del recurso.

En la actualidad la legislación colombiana sobre uso del carbón introduce restricciones en función de la cantidad de azufre presente en el mineral, lo cual puede dar lugar a un esquema regulatorio excesivamente restrictivo en la utilización de un recurso estratégico para el País.

9.2 Nuevos usos de GLP

En los países industrializados el GLP tiene múltiples aplicaciones debidamente probadas y comprobadas bajo las condiciones más estrictas de seguridad, de clima, ambientales y de eficiencia.

Aplicaciones de diverso grado de complejidad tecnológica tales como generación eléctrica a pequeña escala, iluminación, calefacción de ambientes, refrigeración y aire acondicionado, secado de granos, calor puro para procesos industriales, aplicaciones agrícolas en la avicultura y la floricultura, el control de malezas, todas operando con GLP o gas natural, abren un portafolio muy interesante de aplicaciones para explorar.

No obstante el amplio campo de aplicaciones disponibles, existe mucho desconocimiento a nivel de la industria y de los mismos distribuidores sobre las tecnologías y sus potencialidades.

9.3 Tecnologías de uso del gas y carbón en la producción de combustibles líquidos caso CTL, GTL y CBM

El PEN 2006-2025 propone un gran esfuerzo tecnológico a fin de que el País desarrolle el conocimiento que le permita entender y aplicar las tecnologías que se vienen utilizando en el mundo, con el objeto de sacar el mayor provecho posible de los



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

yacimientos de gas y carbón. Para tal fin debe ampliarse el portafolio de energéticos nacionales, otorgando prioridad al análisis de las tecnologías de producción de combustibles líquidos a partir del gas natural GTL, de carbón CTL, y también a la producción de metano a partir del carbón mineral - Coal Bed Methane.

En Colombia está por desarrollarse el conocimiento de la gasificación del carbón, tanto para extraerle su energía de las minas, como para generar y distribuir el gas combustible para consumo doméstico e industrial.

En consecuencia, el análisis que se propone a los tipos de proyectos de GTL, CTL y CBM, debe tener el siguiente alcance:

- » Identificación de las tecnologías disponibles
- » Cuantificación de los costos de desarrollo, inversión y operación
- » Requerimientos de reservas que justifiquen su desarrollo económico
- » Factibilidad de mercado, técnica y económica para su desarrollo en Colombia

Teniendo en cuenta los altos crecimientos estimados para el consumo de ACPM y la actual necesidad de acudir al mercado externo para atender los requerimientos de la sociedad colombiana, es preciso implementar todas las medidas tendientes a disminuir cualquier dependencia en materia energética.

9.4 Biocombustibles

El futuro energético de Colombia también pasa por la producción de biocombustibles, siendo su mayor fortaleza el biodiesel, lo que ofrece además una perspectiva muy amplia en la conquista de mercados externos.

En cuanto se refiere al etanol, la primera meta se alcanzará cuando se logre el pleno cubrimiento de mezclas de etanol al 10% del volumen de gasolina. Para incrementar la participación del alcohol en la mezcla, se recomienda adelantar estudios que permitan determinar en forma integral los efectos de su utilización desde la óptica ambiental en sus distintas aristas, límites técnicos y económicos, impactos y efectos en la economía de otras industrias que utilizan azúcar como insumo y su abastecimiento.

En cuanto al uso de mezclas de biodiesel, el primer límite se presentará cuando se cubra la demanda de mezclas de 5% en volumen. Ya se plantea la



posibilidad de incrementar estos porcentajes a niveles superiores. Teniendo en cuenta lo anterior, se propone una evaluación amplia del tema considerando el comportamiento del parque automotor colombiano en presencia de mayores porcentajes de mezclas, teniendo en cuenta el tipo de vehículos y la edad del parque nacional, efectos para los usuarios en términos de eficiencia, gasto en combustibles y duración de los motores.

Una evaluación cuidadosa de los temas planteados exige además un estudio de las experiencias internacionales en países que hayan atravesado por procesos y decisiones similares con circunstancias también similares. Si bien un incremento de los porcentajes sería deseable para el País desde el punto de vista energético, al sustituir combustibles fósiles por biocombustibles, tal decisión debe evaluarse con detalle de tal manera que se protejan los intereses de los usuarios del sistema de transporte en el País.

9.5 Celdas de Combustible

El Hidrógeno como portador de energía presenta buenas perspectivas particularmente en el sector transporte mediante las celdas de combustible, ofreciendo alta eficiencia y emisiones de gases efecto invernadero prácticamente nulas. Son importantes los adelantos en esta materia a nivel mundial y podría convertirse en una alternativa significativa hacia el largo plazo para aquellas ciudades como Bogotá cuyos niveles de contaminación están generando graves problemas de salud pública.

Otra de las tecnologías que se viene implementando corresponde a los automóviles híbridos extralivianos que usan como combustible hidrógeno comprimido y lo convierten en electricidad en una pila o célula de combustible. Estas tecnologías necesitarán dos terceras partes menos de energía propulsora y un tanque más pequeño que los convencionales.

A futuro el País deberá tener en cuenta dentro de sus líneas de incorporación de conocimiento y desarrollo tecnológico la energía nuclear, el hidrógeno, celdas de combustible e iluminación de estado sólido, entre otras.

En consecuencia, el PEN 2006-2025 recomienda que se adelanten las acciones para direccionar los recursos que se destinan al desarrollo de ciencia y tecnología a través de líneas que verdaderamente obedezcan al interés del País.



10. Tema Transversal 4: MARCO INSTITUCIONAL Y NORMATIVO

Para la implementación de los objetivos planteados en el Plan, se requiere contar con un marco institucional y normativo que garantice reglas de juego claras y estables que faciliten la permanencia de los negocios. Dentro del análisis del marco institucional, se considera necesario en este Plan hacer énfasis en la necesidad de alcanzar los más altos niveles posibles de coordinación de las instituciones energéticas y las demás autoridades involucradas, las cuales resultan ser cada vez más numerosas.

En este orden de ideas, es fundamental la coordinación entre el Ministerio de Minas y Energía como rector de la política energética nacional, la UPME como su soporte en la planeación minera y energética y la CREG en su papel de regulador. Sin embargo la coordinación con otros Ministerios como Hacienda, Ambiente Vivienda y Desarrollo y Educación y Cultura parecen ineludibles en tanto la cantidad de programas transversales los involucra

No menos importante es el marco normativo, no sólo a nivel interno sino también en la subregión, para establecer reglas de juego suficientemente conocidas, estables y con proyección de largo plazo que dé las señales que requieren los agentes tanto públicos como privados en la estructuración de proyectos de inversión en el sector energético.

También es necesario que a través de la normatividad se establezcan los mecanismos que garanticen la entrega oportuna y confiable de información por parte de los agentes participantes en los mercados que faciliten la planeación y toma de decisiones de los inversionistas, aspecto que se ha tocado reiteradamente en el desarrollo de algunos de los objetivos principales y temas transversales desarrollados anteriormente.

En este tema institucional y normativo se propone idear mecanismos de coordinación institucional en particular entre las agencias del Gobierno, teniendo en cuenta que varias de las líneas de acción contempladas en el PEN requieren de intercambio de información, acuerdos y definición de políticas interinstitucionales a fin de lograr los objetivos que se proponen. Dichos comités de enlace no deberían tener alcance sólo deliberativo sino constituirse en agentes de gestión operativa.

10.1 La Capitalización de ECOPETROL

El proceso de capitalización de ECOPETROL aprobado recientemente conlleva grandes cambios en el funcionamiento y estructura del sector energético, particularmente del subsector de hidrocarburos. Esta Empresa ha venido



operando como instrumento de la política energética del Estado colombiano ya que ha tenido que subordinar sus objetivos empresariales en aras del cumplimiento de las metas y necesidades propias de la Nación. La empresa ha girado recursos por concepto de utilidades y transferencias en función de solucionar problemas fiscales de corto plazo, en detrimento de objetivos de mediano y largo plazo como sería el caso de la exploración directa y la modernización de las refinerías. También asumió la responsabilidad por el abastecimiento nacional de derivados del petróleo y gas natural y el valor de los subsidios de los combustibles líquidos.

El proceso capitalización conlleva cambios profundos en el manejo de la política energética nacional como los siguientes:

- » Prima la rentabilidad para ECOPETROL sobre la rentabilidad País
- » Podría darse una estrategia de monetización de reservas mediante operaciones de exportación, lo que impactaría el panorama futuro de disponibilidad de hidrocarburos
- » Las transferencias y los dividendos serán el resultado de un plan de inversiones y operaciones a mediano y largo plazo definido por sus accionistas y no producto de las necesidades presupuestales del Gobierno Central
- » Será necesario sincerar los precios de los combustibles en Colombia de tal manera que estos sigan indicadores internacionales, teniendo en cuenta además las calidades de los productos nacionales con respecto a los externos y la posición del País como exportador o importador de productos. No se podrá acudir a escenarios de precios que no consulten las estrictas realidades de los mercados internacionales
- » Las responsabilidades de abastecimiento que actualmente desempeña ECOPETROL y el pago de subsidios deberá ser asumida por una entidad estatal diferente, con las debidas apropiaciones presupuestales que le permitan asumir este tipo de obligaciones.

Respecto a este último punto, el Plan Nacional de Desarrollo 2006 – 2010 contempla que el Ministerio de Minas y Energía asuma la función de velar por el adecuado abastecimiento de la demanda nacional de hidrocarburos y derivados, y que el Ministerio de Hacienda y Crédito Público apropie en el presupuesto general de la Nación los recursos para cubrir los subsidios a los combustibles líquidos y coordine con la ANH las políticas para garantizar la mayor inversión local posible en el territorio nacional.



10.2 Armonización de los marcos regulatorios nacionales con los de la Subregión

Como se mencionó en el objetivo de integración regional, el posicionamiento de Colombia como Cluster Energético requiere el cumplimiento de los principios de convergencia en los precios y el marco regulatorio adecuado que posibilite las transacciones internacionales. Los sectores donde se podrían realizar los intercambios comerciales en un contexto de integración energética serían energía eléctrica, gas natural y derivados del petróleo, para lo cual es necesario avanzar en la armonización de los marcos sectoriales especialmente en el sector de energía eléctrica y con prioridad en el caso de Panamá y el mercado regional de Centroamérica. Lo mismo ocurre con el gas natural y la construcción del gasoducto Transcaribeño que se inicia en Venezuela.

10.3 Participación del Estado en las empresas del Sector Energético

Este es un objetivo planteado en el PEN 2003-2020. Acá se propone estructurar una política para el tratamiento de aquellos casos de empresas del sector energético en las cuales el Estado aún conserva una participación importante con el objetivo de determinar si los propósitos y objetivos del PEN 2006-2025 pueden alcanzarse manteniendo el Estado dicha participación, o si por el contrario es conveniente que una parte o la totalidad la propiedad de dichas compañías pase a manos privadas.

En este análisis es necesario determinar la sostenibilidad de la participación accionaria estatal, teniendo en cuenta la política de participación del Estado, la cual fue formulada en el Plan Visión Colombia 2019 y que puede resumirse así:

- » Eliminación de la presencia del Estado cuando el sector privado asuma la prestación directa de los servicios
- » En casos de monopolios con gestión privada, el Estado se concentrará en su papel de regulador y controlador
- » En los casos en los cuales se tengan activos y bienes públicos que se requieran para la adecuada prestación de los servicios, el Estado podrá aportarlos a la constitución de empresas mixtas con gestión privada
- » En casos específicos donde la ejecución de proyectos de infraestructura se considere esencial para asegurar el acceso abierto a los agentes del mercado, el Estado podrá considerar participaciones de carácter minoritario
- » En proyectos de innovación tecnológica y dependiendo del riesgo involucrado



en los proyectos específicos, el Estado podrá conformar nuevas empresas públicas o participar en compañías mixtas.

Algunos de los casos concretos que deberán ser desarrollados son: ECOPETROL, que se mencionó anteriormente, generadoras y distribuidoras de energía estatales. No obstante se debe tener en cuenta que un cierto control sobre los activos energéticos no es posible sin una participación empresaria. La regulación y el control sobre la política energética sin una participación activa del Estado en activos estratégicos han mostrado en algunos países riesgos de desabastecimiento y descontrol del sector que no pueden dejar de ser considerados.

10.4 Coordinación Sectorial

Un tema esencial para alcanzar mejores niveles de información a los agentes, mayor participación de la sociedad en los planes de desarrollo y una gestión más efectiva de las agencias del Estado, es el logro de una adecuada Coordinación Sectorial en todos los aspectos que tienen que ver con el sector energético. Los temas clave de la energía en los próximos años requerirán de la coordinación entre los siguientes Ministerios y Departamentos Administrativos, principalmente:

- » Minas y Energía como rector de la política de los sectores de minas y energía
- » Transporte como rector de la política en ese sector, el cual es el principal cliente y usuario de los derivados del petróleo
- » Protección Social, por los impactos de la política energética en los temas de salud pública
- » Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial por todos los procesos de trámites de licencias de proyectos de minas y energía y por las regulaciones sobre calidad del aire
- » DNP, en los temas relacionados con desarrollo territorial e identificación de las necesidades energéticas que surjan de la orientación de los Planes de Desarrollo.

El resultado de esta actividad debería verse plasmado en agendas de trabajo entre el Ministerio de Minas y Energía y las entidades señaladas, involucrando los temas transversales a ellas como es el caso de lo ambiental y el uso racional de energía, entre otros. En este marco de coordinación institucional también se considera oportuno estudiar la conveniencia de que el País cuente con un Plan de Ordenamiento Territorial que le permita delimitar las zonas que definitivamente



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

no deben ser intervenidas y en las cuales no se incentivaría ni generarían condiciones para el crecimiento de asentamientos humanos, los cuales generan presión sobre la provisión de servicios públicos esenciales, como la energía eléctrica en regiones apartadas y la disponibilidad de recursos naturales vitales (bosques acuíferos, fuentes hídricas), produciendo su rápida degradación.

11. Tema Transversal 5: INFORMACIÓN, PROMOCIÓN y CAPACITACIÓN

Uno de los temas que se plantean como de mayor énfasis en el Plan 2019 es la necesidad de que los agentes económicos cuenten con la información que necesitan para entender la gestión estatal, así como el uso y asignación de los recursos públicos y las oportunidades disponibles para sus intereses. El Plan 2019 lo plantea como la necesidad de avanzar hacia una sociedad informada.

La información es un bien público, de manera similar a lo que ocurre en sociedades más avanzadas en las cuales contar con la información adecuada para la toma de las decisiones es no sólo una necesidad sino también un derecho. La información resulta ser un requisito necesario para que la sociedad participe en la gestión del desarrollo. ¿Cómo hacerlo si no se tienen la información básica o no está disponible de manera adecuada? Por ello el eje conceptual información-participación se hace necesario en cualquier plan de desarrollo sectorial o nacional que se formule hacia el futuro.

El asunto es cómo lograr que la sociedad avance hacia procesos donde se disponga de mejor información para participar en la gestión de desarrollo y en la toma de las decisiones. Para ello, el PEN 2006-2025 propone adelantar la evaluación de un marco general de suministro y manejo de información pública con las siguientes referencias:

- Identificar deficiencias de información que tengan los agentes en los diferentes subsectores energéticos: petróleo y gas natural, energía eléctrica, gas propano, carbón y GLP. Esta actividad deberá realizarse a través de consultas directas con los agentes comerciales quienes son los mismos que sufren las deficiencias de información en los procesos de toma de decisiones. Es de anotar que existe un diferente grado de disponibilidad y calidad de la información entre los sectores mencionados, sobresaliendo el avance del sector eléctrico en este sentido.
- Determinar el cumplimiento de las disposiciones normativas sobre suministro de información a los mercados y comparar lo anterior con la realidad de los mismos.



- Diseñar por parte del Ministerio de Minas y Energía una política para el manejo de la información energética, identificando fuentes, canales de acceso, sistemas de verificación y medios de divulgación en los diferentes subsectores y actividades de las cadenas.
- Coordinar con el DANE y otros organismos productores de información los mecanismos para generar bases de datos de alta complejidad y densidad de información a fin de relevar información sobre equipamientos por nivel de ingreso de los hogares, introducción de cuestionarios adicionales a grandes consumidores industriales, registro de importaciones, etc.

El PEN 2006-2025 considera que la solución a los problemas de manejo de información es clave para el desarrollo del sector energético, de tal manera que deben desarrollarse las acciones necesarias para disponer de información estadística consolidada y creíble del sector energético nacional. A través del desarrollo del PEN se mencionaron algunos casos específicos como:

- La Planeación Indicativa en el abastecimiento de hidrocarburos requiere asegurar la disposición de información operativa y comercial, de manera oportuna y confiable, que facilite la toma de decisiones de los agentes e instituciones del Estado.
- El oportuno flujo de información necesario para un adecuado despacho y planeamiento operativo de los sectores de gas y electricidad.
- En el propósito de la integración regional, disponer de un sistema de información sobre los recursos energéticos del País y la región, complementado con un estudio permanente sobre la competitividad del País en cada uno de los subsectores energéticos.
- La estructuración de un esquema que permita en forma ágil y precisa el manejo e intercambio de información relacionada con la totalidad de los aspectos involucrados en el análisis y ejecución de proyectos URE.
- En el programa de etiquetado de eficiencia energética, donde se busca propiciar el uso de tecnologías energéticamente eficientes, es fundamental brindar información a los usuarios que adquieran equipos, respecto al consumo de energía de éstos a través de la etiqueta de eficiencia energética soportada en las NTC Normas Técnicas Colombianas.
- Para el carbón del interior no se cuenta con una fuente de información centralizada acerca de las necesidades específicas de los clientes ni sobre las características del carbón y el coque producido. Cuando un comprador nacional o internacional busca un carbón con determinadas características, no encuentra una entidad que le suministre información sobre los productores, comercializadores y volúmenes disponibles para la venta. A su vez, la



Capítulo V: Objetivos y Estrategias del Plan Energético Nacional

atomización de la oferta de carbón hace que cada uno de los productores por sí mismos no tengan acceso a información sobre posibles negocios y oportunidades.

- Para el desarrollo del Plan de Cobertura se han encontrado algunas barreras, como es la carencia e incoherencia de información de cobertura (usuarios reportados al SUI vs. viviendas DANE) e información georeferenciada de la infraestructura de distribución, de la ubicación real de plantas diesel, pequeñas centrales hidroeléctricas y del mismo centro poblado, para lo cual la UPME ha venido trabajando conjuntamente a fin de mejorar la calidad de la información.

11.1 Promoción de oportunidades de negocios

Las necesidades de expansión de los sistemas de energía en Colombia a fin de atender la creciente demanda nacional, exigen que los agentes conozcan los posibles negocios que pueden desarrollarse en el marco de la legislación actual. Uno de esos es dar a conocer a potenciales inversionistas en nuevos proyectos de generación eléctrica, las oportunidades que podrían desarrollarse en el sector.

Se tienen otras oportunidades de negocios que deben ser promocionadas mediante adecuados esquemas de información, por ejemplo, el carbón del interior, los programas URE y FNCE, biocombustibles y proyectos en el marco del mecanismo de desarrollo limpio, entre otros.

11.2 Información pública y capacitación a los usuarios

En este caso se trata de esquemas de información y orientación a los usuarios de los servicios en temas tales como:

- » Derechos y obligaciones
- » Marco regulatorio general
- » Normas de seguridad vigentes
- » Capacitación a usuarios en el uso y manejo de los recursos energéticos
- » Información sobre costos y eficiencia de artefactos domésticos para evaluar la relación inversión- consumo o gasto variable.

El último de los puntos mencionados se relaciona a su vez con varios de los ejes transversales que hacen parte de la estructura del PEN. Por una parte, en



concordancia con el Objetivo 5 y el tema transversal de medio ambiente y salud pública, es necesario avanzar en esquemas de capacitación a los usuarios del carbón en el uso adecuado y disposición de residuos. Otros energéticos donde se requiere capacitación para su uso son GLP y el Gas Natural donde, a pesar de los esfuerzos que han venido realizando los distribuidores y comercializadores, siempre estará presente un alto riesgo ante el manejo inadecuado por parte de los usuarios.

11.3 La Agenda Educativa

Una sociedad “sostenible” en el sentido energético, debe proponerle a sus ciudadanos el desarrollo de prácticas de uso adecuado de la energía disponible y esto se logra mediante procesos educativos al alcance de todos donde se expliquen los fundamentos de la energía, técnicas de ahorro, optimización de los recursos, uso de fuentes renovables, entre otros.

Por ello el PEN 2006-2025 propone el desarrollo de una “Agenda Educativa Energética” con el Ministerio de Educación Nacional y la UPME, que cubra los temas mencionados anteriormente y que de manera gradual y a largo plazo genere la conciencia sobre la importancia que tiene la energía para que la sociedad colombiana aprenda a “Vivir Mejor” y de esa manera se cumplan las metas del desarrollo nacional a largo plazo.

Por otra parte se requiere orientar carreras técnicas en temas que capaciten a la población para el acceso a mecanismos crediticios y de desarrollo limpio, innovación tecnológica y desarrollo de energías a fin de crear las bases para un desarrollo a largo plazo compatible con las metas planteadas por la sociedad a través del Plan Visión Colombia 2019.

SIGLAS

ACEM: Aceite Combustible Ecológico para Motor

ACP: Asociación Colombiana de Petróleos

ACPM: Aceite Combustible Para Motores

ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos

AOM: Administración, Operación y Mantenimiento

API: Escala que expresa la densidad relativa de un hidrocarburos líquido

API: Instituto Americano de Petróleo (American Petroleum Institute)

BOMT: Construcción Operación Propia, Mantenimiento y Transferencia (Build-Own-Operate Ow Maintenance and Transfer)

BP: British Petroleum

CNO: Consejo Nacional de Operación

CAFAZNI: Comité de Administración del Fondo de Apoyo para la Energización de Zonas No Interconectadas

CANREL: Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad

CASEC: Comité Ambiental del Sector Eléctrico

CEPAL: Comisión Económica de las Naciones Unidas para América Latina y el Caribe

CIB: Complejo Industrial de Barrancabermeja

CIURE: Comité Interinstitucional para el Uso Racional de Energía

CND: Centro Nacional de Despacho

CNR: Comisión Nacional de Regalías

COLCIENCIAS: Instituto Colombiano para el Desarrollo de la Ciencia y la Tecnología

CONPES: Consejo Nacional de Política Económica y Social

CPR: Contratos de Participación y Riesgo

CRD: Centro Regional de Despacho

CTL: Coal To Liquid

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas y Certificaciones

DANE: Departamento Administrativo Nacional de Estadística

DNP: Departamento Nacional de Planeación

DOE-EIA: Departamento de Energía de los Estados Unidos

E&L: Integridad Operativa, Energía y Pérdidas

E&P: Actividad Exploratoria y de Producción

ECOGAS: Empresa Colombiana de Gas

ECOPETROL: ECOPETROL S.A.

ESP: Empresa de Servicios Públicos

FAEP: Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera

FAER: Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas Rurales No Interconectadas

FAZNI: Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas No Interconectadas

FEN: Financiera Eléctrica Nacional

FES: Frecuencia de las Fallas Contabilizadas del servicio de energía eléctrica

FIP: Fondo de Inversiones para la Paz

FNCE: Fuentes No Convencionales de Energía

FNR: Fondo Nacional de Regalías

FOES: Fondo de Energía Social

FSSRI: Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos

GLN: Gas Natural Licuado

GLP: Gas Licuado del Petróleo

GNC: Gas Natural Comprimido

GNCV: Gas Natural Comprimido Vehicular

GNV: Gas Natural Vehicular

GTL: Gas To Liquid

ICONTEC: Instituto Colombiano de Normas Técnicas

ICP: Instituto Colombiano de Petróleos

IFO: Combustible para Calderas

IGBC: Índice General de la Bolsa de Colombia

IPC: Índice de precios al consumidor

IPP: Índice de precios al productor

IPSE: Instituto de Promoción de Soluciones Energéticas

ISA: Interconexión Eléctrica S.A.ESP

ISAGEN: Interconexión Eléctrica S.A

IVA: Impuesto al valor agregado

MDL: Mecanismos de desarrollo limpio

MEM: Mercado de Energía Mayorista

MHCP: Ministerio de Hacienda y Crédito Público

NBI: Necesidades Básicas Insatisfechas

OIEA: Organismo Internacional de Energía Atómica

OLADE: Organización Latinoamericana de Energía

OMC: Organización Mundial de Comercio

OR: Operadores de red

PCH: Pequeña central hidroeléctrica

PEN: Plan Energético Nacional

PGN: Presupuesto General de la Nación

PIB: Producto interno bruto

PPA: Acuerdo de compra de energía (Power purchase agreement)

PROURE: Programa de uso racional de energía

RETIE: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas

RUT: Reglamento Único de Transporte

SIGOB: Sistema de Programación y Gestión de Metas Presidenciales

SIMEC: Sistema de Información Minero Energético Colombiano

SIN: Sistema de Interconexión Nacional

SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

STN: Sistema de Transmisión Nacional

STR: Sistema de Transmisión Regional

TIES: Transacciones Internacionales de Electricidad

TRM: Tasa representativa del mercado

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética

URE: Uso racional y eficiente de energía

US\$: Dólares

WACC: Costo promedio ponderado de capital

WTI: Precio internacional de referencia de petróleo crudo (West Texas Intermediate)

ZNI: Zona no interconectada

GWh: Gigavatios hora

ha: Hectárea(s)

HP: Caballos de fuerza

KBDC: Miles de barriles por día calendario

KBLS: Miles de barriles

KBPD: Miles de barriles de petróleo diarios

kg: Kilogramo

km: Kilómetro(s)

km²: Kilómetro cuadrado

KPDC: Miles de pies cúbicos por día calendario

kt: Miles de toneladas

kV: Miles de voltios

kWh: Kilovatios Hora

L: Litro(s)

lb: Libra(s)

M\$: Millones de pesos

MUS\$: Millones de dólares

m³: Metros cúbicos

mA: Miliamperios

MBLS: Millones de barriles

MBPD: Millones de barriles por día

MBEP: Millones de barriles equivalentes de petróleo

MBTU: Millón de unidades térmicas inglesas

Mm³: Millones de metros cúbicos

MPC: Millones de pies cúbicos

MPDC: Millones de pies cúbicos por día calendario

Mt: Millones de toneladas

MVA: Megavoltamperios

MVAr: Megavoltamperios reactivos

MW: Megavatios

Oz troy: Onzas troy

PC: Pie cúbico

PCBs: Bifenilos policlorinados

PCD: Pie cúbico por día

rms: Valor eficaz de la onda

RUT: Reglamento único de transporte

S/E: Sub estación

t: Tonelada(s)

Tcal: Teracalorías

TEC: Toneladas equivalentes de Carbón

TEP: Toneladas equivalentes de petróleo

TJ: Terajulios

TPC: Terapias cúbicas

US\$: Dólares

US\$/B: Dólares por barril

US\$/KPC: Dólares por miles de pies cúbicos

US\$/MBTU: Dólares por millón de unidades térmicas inglesas

CONVENCIONES Y UNIDADES

2D: 2 Dimensiones

3D: 3 Dimensiones

BEP: Barriles equivalentes de petróleo

B: Barril

BPD: Barriles por día

BPDC: Barriles por día calendario

BTU: Unidad térmica inglesa (British thermal unit)

CAR: Refinería de Cartagena

g: Gramo(s)

gal: Galón

GPC: Giga pies cúbicos

PUBLICACIONES UPME

La Unidad de Planeación Minero Energética UPME, elabora y pone a disposición de los agentes sectoriales, publicaciones con información de alto impacto para los sectores de Minas y Energía de Colombia.

Si está interesado en recibir las publicaciones elaboradas por la UPME, por favor diligencie el siguiente formato actualizando sus datos de contacto y envíelo al fax 2219537 de Bogotá.

Puede usar este mismo formato si desea referenciar a otros agentes interesados en recibir nuestras publicaciones.



DATOS SUSCRIPCIÓN

NOMBRE: _____

EMPRESA - ENTIDAD: _____

DIRECCIÓN PARA ENVÍO DE CORRESPONDENCIA: _____

DIRECCIÓN ELECTRÓNICA: _____

TELÉFONO: _____ CIUDAD: _____

POR FAVOR, MARQUE CON UNA X LAS PUBLICACIONES QUE DESEA RECIBIR

- Plan Energético Nacional
- Plan de Expansión de Generación y Transmisión
- Revista Escenarios y Estrategias
- Boletín Estadístico Nacional de Minas y Energía
- Balances Energéticos Nacionales
- Cadena del Gas Natural en Colombia
- Cadena del Gas Licuado de Petróleo en Colombia
- Cadena del Petróleo en Colombia
- Guía para la Presentación de Proyectos a los Fondos de Apoyo Financiero
- Cadena del Carbón Colombiano
- Plan Nacional de Desarrollo Minero
- Código de Minas
- Guía de Inversión Minera en Colombia
- Compilación de Normas en Materia Minera en Colombia
- Distritos Mineros: Exportaciones e Infraestructura de Transporte
- Mercado Nacional e Internacional del Carbón Colombiano

En nuestra página web www.upme.gov.co encontrará información completa sobre nuestras publicaciones.

**Unidad de Planeación Minero Energética
UPME**

Carrera 50 26-00
Pbx. (57) 1 2220601
Fax. (57) 1 2219537
Bogotá D.C. Colombia
info@upme.gov.co
www.upme.gov.co