

LOS EXPERTOS EN MERCADOS



CONVERGENCIA DE LOS SECTORES ELECTRICIDAD Y GAS EN COLOMBIA

Dirección Planeación de la Operación
Grupo Región
enero 31, 2006

**CONTENIDO**

<i>INTRODUCCIÓN</i> _____	<i>iii</i>
<i>ANTECEDENTES:</i> _____	<i>iv</i>
<i>DESCRIPCIÓN DE LOS SECTORES GAS Y ELECTRICIDAD EN COLOMBIA</i> _____	<i>v</i>
SECTOR ELÉCTRICO _____	v
Reforma del sector eléctrico _____	v
Marco regulatorio _____	vi
Características del Sector Eléctrico _____	vii
SECTOR GAS _____	x
Reforma del sector gas _____	x
Estructura Institucional _____	xi
Marco regulatorio _____	xii
Cadena Productiva _____	xiii
Características del sector gas _____	xiii
<i>EL GAS NATURAL Y EL SECTOR ELÉCTRICO</i> _____	<i>xvi</i>
<i>COORDINACIÓN GAS ELECTRICIDAD</i> _____	<i>xviii</i>
<i>ASPECTOS QUE DIFICULTAN LA OPERACIÓN COORDINADA GAS-ELECTRICIDAD</i> _____	<i>xxii</i>
<i>ASPECTOS FAVORABLES EN LA COORDINACIÓN GAS-ELECTRICIDAD</i> _____	<i>xxiv</i>
<i>CONCLUSIONES</i> _____	<i>xxv</i>
<i>BIBLIOGRAFÍA</i> _____	<i>xxvi</i>



INTRODUCCIÓN

En la medida que avanzan los procesos de integración de los mercados regionales, por medio del desarrollo de nuevos proyectos de interconexión Eléctrica y de Gas, se plantean interrogantes sobre cuál es la mejor opción para las partes de acuerdo con la oferta y las necesidades propias de cada país: el gas como insumo de la producción de energía eléctrica y complemento energético o, dicho de otra forma, el gas y la electricidad vistos como energéticos que compiten o como energéticos que se complementan.

La necesidad de contar con una matriz energética eficiente que garantice una prestación segura, económica y confiable del suministro de energía eléctrica y de gas ha servido de motivación a muchos países para desarrollar reformas estructurales y regulatorias que promuevan la armonización de los sectores gas y electricidad. Más allá de las fronteras de cada país, se puede pensar en una integración regional en donde se creen nuevas oportunidades de negocio e inversión, se alcance una región más competitiva y se aproveche la complementariedad energética.

Para el caso particular Colombiano, el sector eléctrico ha sido un gran consumidor de gas, sin embargo dada la alta dependencia que tiene respecto a la hidrología ha hecho que la demanda de este energético oscile en forma notable dependiendo de las estaciones climáticas. En Colombia los sectores eléctrico y de gas presentan un marco regulatorio e institucional definidos y existen gran relación entre éstos, dada principalmente por la existencia de factores como:

- La utilización del gas para generación eléctrica, cuyo consumo actual representa el 30% del consumo total de gas
- Dependencia de generación eléctrica con gas en algunas áreas del país.
- Limitaciones en la capacidad de transporte de electricidad, ocasionados por atentados contra la infraestructura eléctrica.
- Crecimiento de la demanda, tanto de electricidad como de gas.
- Requerimientos de sustitución de la infraestructura de oferta debido a su baja eficiencia.

A lo anterior se suma que en un futuro los proyectos considerados en los análisis de expansión afirman aún más la utilización del gas para la generación eléctrica, al punto que para 2030 se espera que cerca del 60% de la nueva demanda de gas sea tomada por plantas de generación.

Sin embargo, dada la gran dependencia entre ambos sectores, aún falta armonizar algunas prácticas operativas y regulatorias que permitan garantizar el suministro de ambos energéticos en caso de contingencias.

ANTECEDENTES:

Hacia finales del año 1991 el sector eléctrico colombiano era un sector netamente público conformado por diversas empresas de carácter nacional, departamental y municipal tanto en el ámbito de generación como de transmisión y distribución. El parque de generación hidráulico representaba más del 80% de la capacidad del país y estaba distribuido en las regiones centro, occidental y sur del país. El parque de generación térmico no alcanzaba el 20% de la capacidad y estaba distribuido en las zonas norte y nororiente del país con unidades de gas y carbón en su mayoría obsoletas e ineficientes.

El sector gas era un sector que se limitaba a abastecer los consumos de generación, industrial y residencial en las mismas zonas donde el sector eléctrico poseía unidades térmicas a gas. Básicamente solo existía un gasoducto en la zona norte del país alimentado por la plataforma marina Chuchupa cerca a las costas del departamento de la Guajira. Adicionalmente existían pequeños sistemas de distribución en otras zonas del país.

Luego del fuerte racionamiento sufrido por el país en el año 1992, el estado colombiano procedió con la reestructuración del sector eléctrico mediante la implantación de un esquema de libre mercado de energía, la privatización de varios de sus sectores, el fomento de la inversión de capitales privados en generación y la construcción de un gasoducto al interior del país, entre otras.

Adicionalmente, a partir del racionamiento sufrido en 1992 se vio la grande necesidad por impulsar la interconexión eléctrica con los países vecinos, necesidad que surgió primordialmente con miras a atender deficiencias de tipo coyuntural, pero que rápidamente mostró que la interconexión más que suplir este tipo de deficiencias podía generar beneficios permanentes para todos los países.

A diferencia del sector eléctrico, cuya evolución inició en a finales de los veinte, la prestación del servicio público domiciliario de gas natural inició a comienzos de los setentas, en forma aislada, alrededor de los yacimientos encontrados en algunas regiones del país (Costa Atlántica, Santander, Huila y Meta, principalmente).

El desarrollo de la industria del gas natural en Colombia es reciente. Si bien hubo aprovechamientos limitados del hidrocarburo desde los años 50, su uso masivo se inició a mediados de los años 70 con el aprovechamiento del gas descubierto en la región de la Costa Atlántica de Colombia (en los yacimientos ubicados en La Guajira) con el fin de sustituir fuel oil exportable que se consumía entonces en la generación térmica de la Costa Atlántica.

Desde comienzos de los años 90 se ha venido ejecutando el Plan de Masificación del Gas Natural, con el objeto de optimizar el aprovechamiento de las reservas de este recurso y diversificar también la matriz de consumo energético de Colombia. El principal componente de este plan consiste en la infraestructura de transporte, la cual se extiende desde los campos de producción hasta los principales centros urbanos e industriales del país, creando con ello un abastecimiento nacional para este energético.

Similar a lo que sucede en varios otros países, hoy en día el gas natural en Colombia es un energético que hasta la fecha es no transable a nivel internacional, de manera que su desarrollo y utilización han estado sujetos, en el corto plazo, a las posibilidades de desarrollo del mercado interno. A mediano plazo se tiene la posibilidad de concretar proyectos de interconexión con los países vecinos, lo cual permitiría ampliar el mercado y posibilitar el intercambio internacional del gas natural.

CONVERGENCIA DE LOS SECTORES ELECTRICIDAD Y GAS EN COLOMBIA

DESCRIPCIÓN DE LOS SECTORES GAS Y ELECTRICIDAD EN COLOMBIA

SECTOR ELÉCTRICO

Reforma del sector eléctrico

El Sector Eléctrico colombiano se basa en un esquema que combina la división de actividades, el libre mercado, la participación abierta y la regulación por parte del Estado. Este esquema es el resultado del proceso de modernización que empezó con la promulgación de la Constitución Política de 1991 y de las Leyes 142 y 143 de 1994.

El Estado colombiano determinó que el camino más adecuado para crear un sector eléctrico eficiente era abandonar el modelo de monopolio eléctrico. Como consecuencia, el Sector Eléctrico fue abierto a capitales privados, estimuló la competencia y creó reglas para brindar una operación y administración confiables. Otra de las innovaciones más importantes fue la división de actividades: generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. La Tabla 1 sintetiza los principales cambios que se implementaron con la creación de la Bolsa de Energía el 20 de julio de 1995.

La Bolsa de Energía tiene como objetivo operar y administrar el Mercado Eléctrico nacional mediante un esquema de libre oferta y demanda, lo cual se traduce en una mayor economía en los costos de operación del Sistema para beneficio directo de los agentes y usuarios finales.

Tabla 1

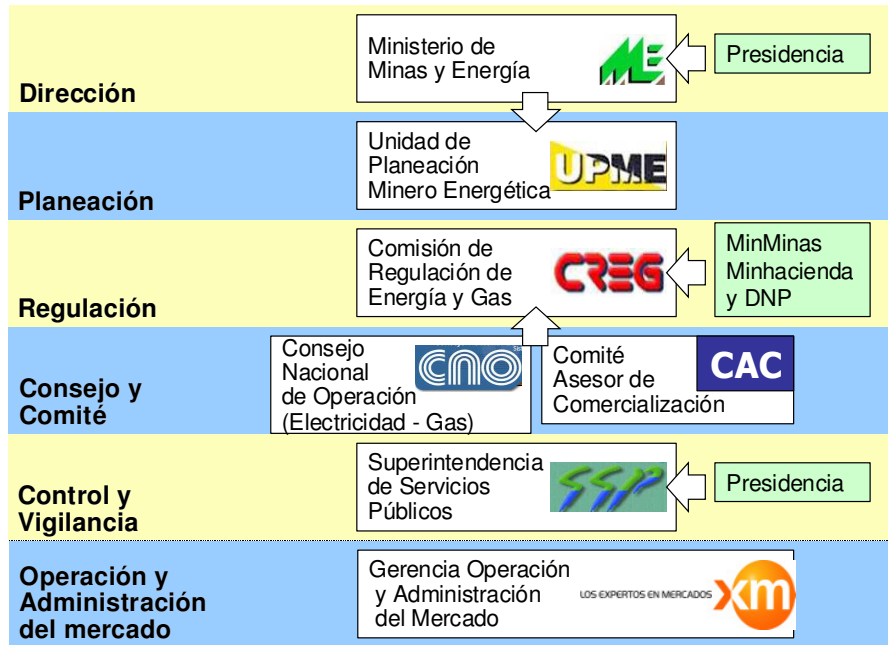
Antes de Julio de 1995	Después de Julio de 1995
✘ Confiabilidad?	✓ Operación confiable
✘ Monopolio del Estado	✓ Mercado (competencia)
✘ Mínima inversión privada	✓ Amplia inversión privada
✘ Esquema de subsidios indirectos	✓ Esquema de subsidios directos
✘ Estado como empresario	✓ Estado como Regulador
✘ Usuario paga costos de ineficiencia	✓ Ineficiencia asumida por la empresa
✘ Todas las actividades: monopolio.	✓ Monopolios naturales regulados

Con respecto a las interconexiones internacionales, desde el primero de marzo de 2003, se dio inicio a las operaciones bajo el esquema de Transacciones Internacionales de Electricidad -TIE- con Ecuador. Sin embargo, bajo la modalidad de contratación, ya existían transacciones con Venezuela y Ecuador. Hacia el futuro hay posibilidades de integración eléctrica con Panamá y se espera que los demás países de la Comunidad Andina adopten el esquema de las TIE.

Estructura Institucional

En el ámbito institucional, se han consolidado las autoridades del sector y se tiene un sistema con separación clara de funciones, entre ellas: Dirección (Ministerio de Minas y energía), Planeación (Unidad de Planeación Minero Energética), Regulación (Comisión de Regulación de Energía y Gas), y Control y Vigilancia (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios) (Ver Gráfica 1).

Gráfica 1

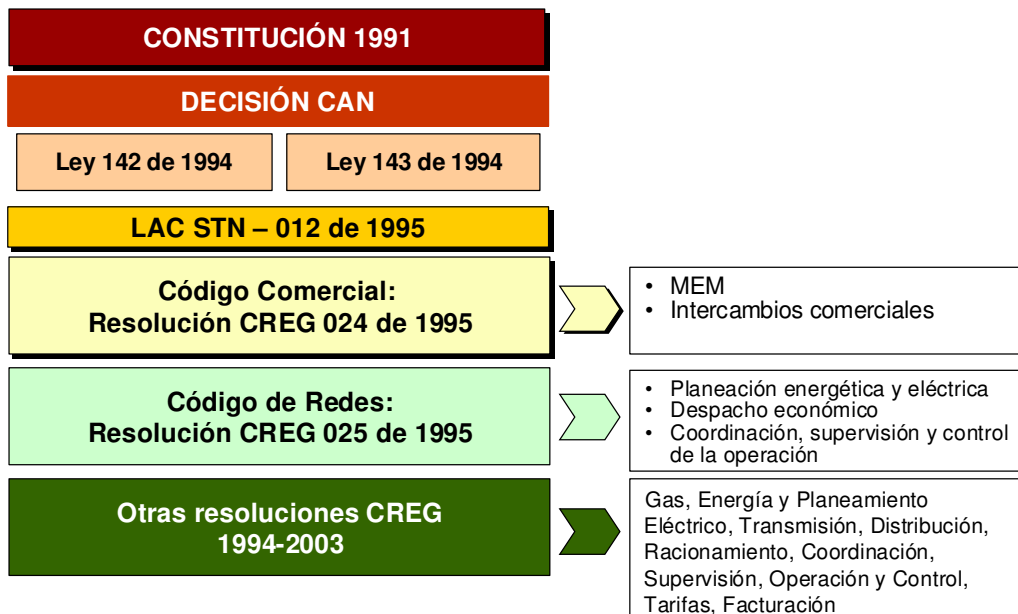


Para complementar este esquema existen tres organismos que dan recomendaciones acerca de la operación, las funciones comerciales y la expansión, los cuales son: El Consejo Nacional de Operación -CNO-, El Comité Asesor de Comercialización -CAC- y el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión -CAPT-.

Finalmente, se tiene un operador del Sistema y un Administrador del Mercado adscritos a XM: Compañía de Expertos en Mercados.

Marco regulatorio

Gráfica 2

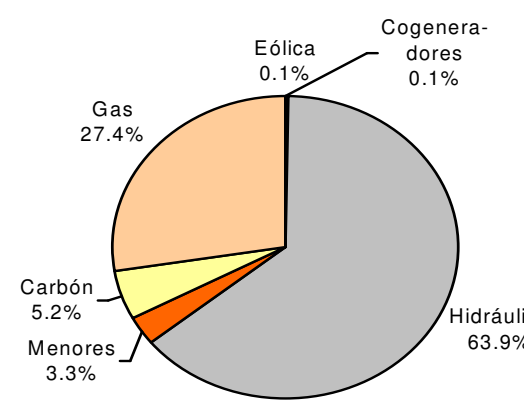


Características del Sector Eléctrico

Capacidad instalada

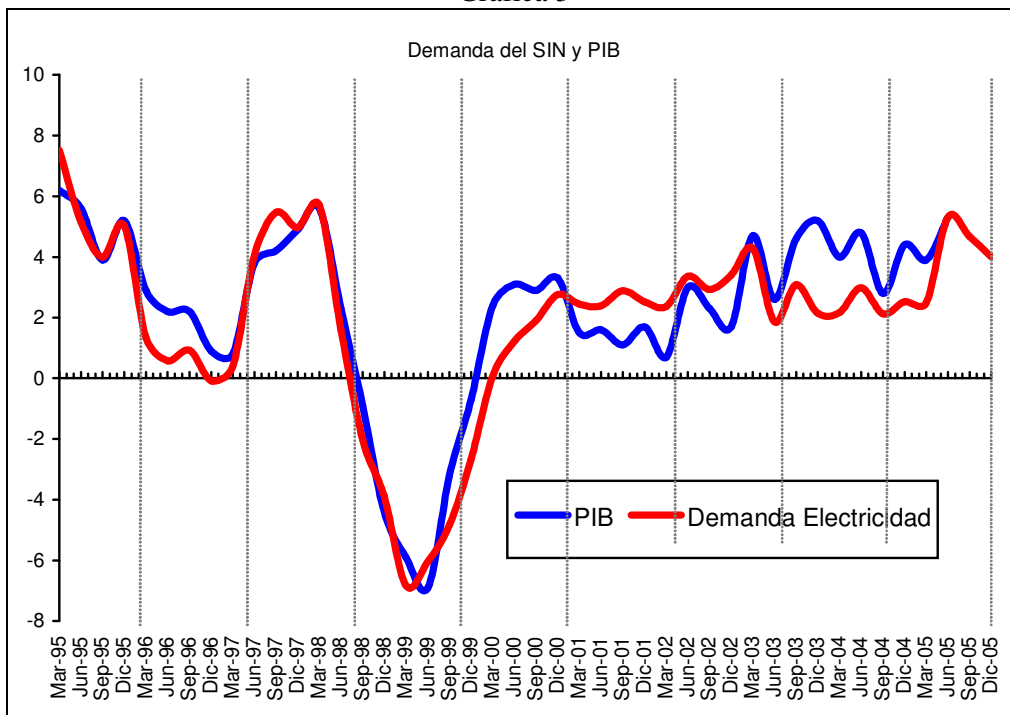
Tabla 2

Diciembre 2005	
VARIABLE	MW
Capacidad efectiva cogeneradores	19.5
Capacidad efectiva hidráulica	8,532.0
Capacidad efectiva menores	443.9
Capacidad efectiva térmica a carbón	694.0
Capacidad efectiva térmica a gas	3,659.0
TOTAL CAPACIDAD EFECTIVA	13,348.4



Demanda de Electricidad y PIB

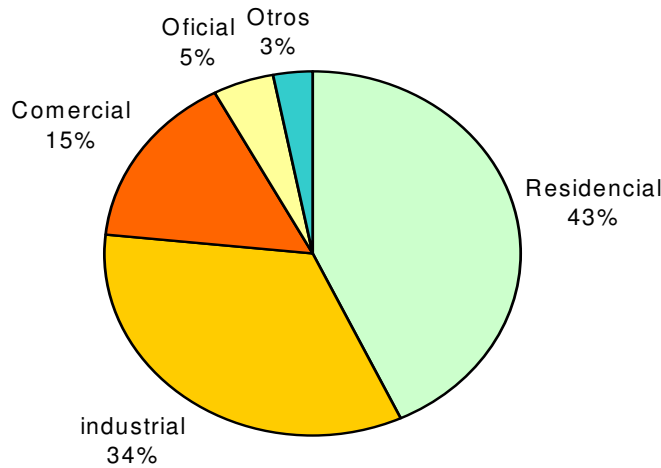
Gráfica 3



En la Gráfica 3 se observa que existe una correlación entre la demanda de electricidad y el Producto Interno Bruto de nuestro país.

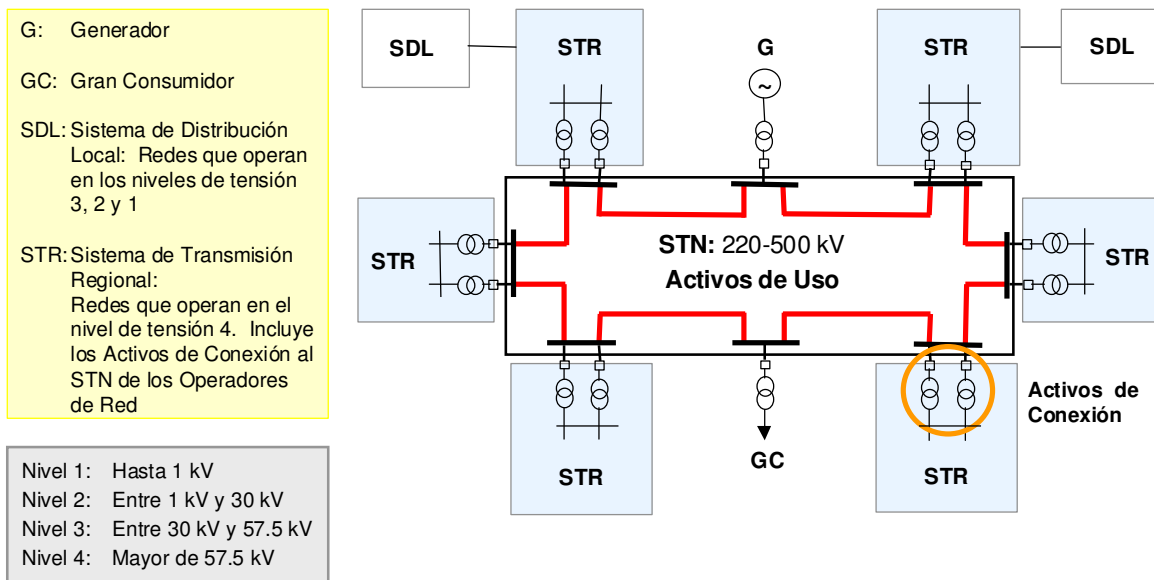
Consumo por sectores

Gráfica 4



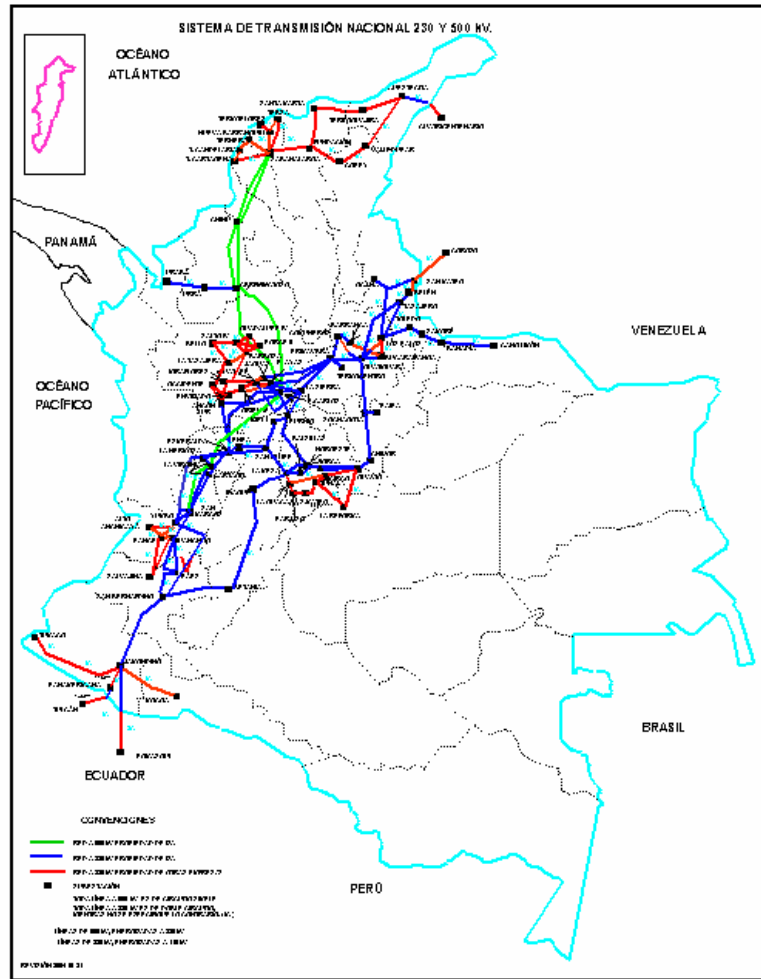
Sistema Interconectado Nacional

Gráfica 5



El Sistema de Transmisión Nacional -STN- está compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV. Los Sistemas de Transmisión Regional -STR: está compuesto por los activos de conexión al STN y el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos, que operan en el nivel de tensión 4 y que están conectados eléctricamente entre sí a este nivel de tensión. Los Sistemas de Distribución Local -SDL- está compuesto por el conjunto de líneas y Subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los niveles de tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio de uno o varios Mercados de Comercialización (Ver Gráfica 5). En la Gráfica 6 se presenta el mapa con el Sistema de Transmisión Nacional a 230 y 500 kV.

Gráfica 6



Transacciones Internacionales de Electricidad TIE

Desde el inicio de las TIE, en marzo de 2003, y hasta diciembre de 2005 se han exportado 4,568 GWh de electricidad a Ecuador, los cuales representaron 367 millones de Dólares.

Funcionamiento del mercado de electricidad

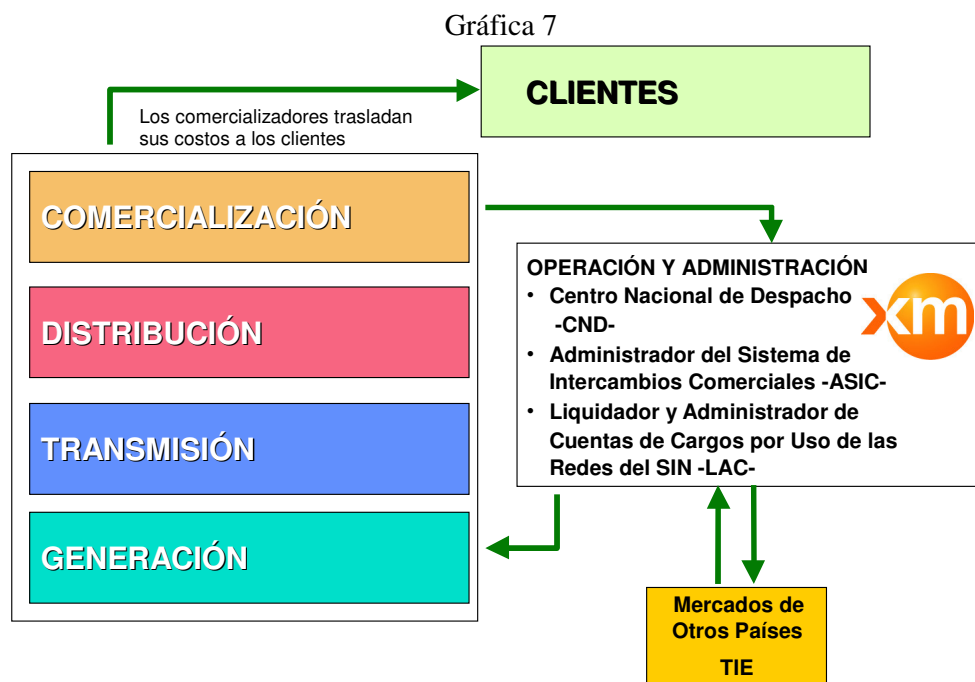
Con el fin de introducir competencia en la generación de electricidad, la reforma eléctrica implantada en las Leyes 142 y 143 de 1994 creó un mercado mayorista competitivo, en el cual participan generadores, comercializadores y grandes consumidores de electricidad. La Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- definió los alcances de este mercado y estableció dos grandes espacios para realizar las transacciones mayoristas:

- Mercado Mayorista (MM) propiamente dicho, en el que participan como compradores y vendedores los agentes autorizados por la Ley para desarrollar actividades económicas propias de la industria eléctrica, como la generación, la comercialización mayorista y el transporte mayorista. Este mercado se divide a su vez en dos segmentos: el Mercado de Contratos (o mercado de largo plazo) y la Bolsa de Energía (o mercado de corto plazo).

- Mercado Libre (ML), en el que participan como compradores los grandes consumidores y como vendedores los comercializadores de electricidad.

La Bolsa de Energía es un mercado para las 24 horas del día siguiente, en el cual los generadores que se encuentren registrados en el mismo, deben informar diariamente sus ofertas y declaración de disponibilidad, con reglas explícitas de cotización, y en el que la energía por contratos es independiente del precio de corto plazo. El lado de la demanda no participa directamente en la Bolsa. En síntesis, la Bolsa se orienta a minimizar el costo del despacho.

Los grandes consumidores no pueden acceder en forma directa al MM, ya que para hacerlo tendrían que constituirse como Empresas de Servicios Públicos -ESP- según lo dispuesto en la Ley. Sin embargo, pueden beneficiarse de las oportunidades de este mercado, ligando al comportamiento del mismo los acuerdos comerciales que realicen con los agentes económicos del MM. En la siguiente Gráfica se aprecia la estructura del mercado de electricidad.



SECTOR GAS

Reforma del sector gas

En 1994, la producción de gas natural era de 400 MPCD, fraccionado en cuatro sistemas aislados: Costa Atlántica, Santander, Huila y Meta-Bogotá. Cerca del 70% de la producción provenía los principales campos productores: Ballenas, Chuchupa y Riohacha, todos de la región de la Guajira.

La infraestructura de transporte de gas natural se concentraba regionalmente en la Costa Atlántica, con algunos gasoductos menores en el interior del país, pero no existía una red que conectara los principales centros de consumo potencial con los de producción. El nivel de reservas probadas y probables de gas natural se estimaban entre 7,544 y 8,800 GPC, que correspondían a más de 50 años de producción.

A comienzos de 1997 el país contaba con un total de 11,468 GPC de gas entre reservas probadas y probables, y la producción y el consumo promedio alcanzaba 579 MPCD. El transporte del gas

desde la Costa hacia el interior empezó a consolidar el Plan de Masificación con la construcción de gasoductos para interconectarse con el resto del país y los otros centros de producción. Finalmente, a finales de 2004, el país dispuso de 4,187 GPC de reservas comerciales, lo que significa una relación reservas/producción de 22 años.

Con la entrada en operación del Gasoducto de Occidente en agosto de 1997 y el aumento de la capacidad de producción en el área de la Guajira por la construcción de la segunda plataforma del campo Chuchupa, se aumentó la disponibilidad de la oferta de 430 MPCD a 700 MPCD, con la cual el país se fortaleció para enfrentar un eventual racionamiento de energía en el año de 1998, debido a la ocurrencia del Fenómeno de El Niño.

Con el propósito de asegurar la extensión del servicio de gas combustible por red a las personas de menores recursos, el Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía, adjudicó áreas de servicio exclusivo para la distribución de gas natural en las zonas occidental y centro - oriental del país, en los años 1997 y 1998.

Los beneficios de la puesta en marcha del Plan de Masificación de Gas Natural son incalculables. En general, se mejoró la calidad de vida de los colombianos, incluyendo a los habitantes de las zonas rurales, dada la complementariedad que se dio entre gas natural en las ciudades y GLP en el campo.

En 1994 se tenían conectadas 790,000 instalaciones residenciales de gas natural y después de una década a diciembre de 2004, se cuenta con cerca de 3,347,080, lo que significa que cerca de 14 millones de Colombianos disponen de un energético más limpio y económico.

Para contar con una mayor disponibilidad de gas se han convertido a gasoducto algunos oleoductos, lo que ha permitido garantizar una mayor disponibilidad, conectando a los usuarios del interior, ya que solo se contaba con una línea para abastecer a esta región.

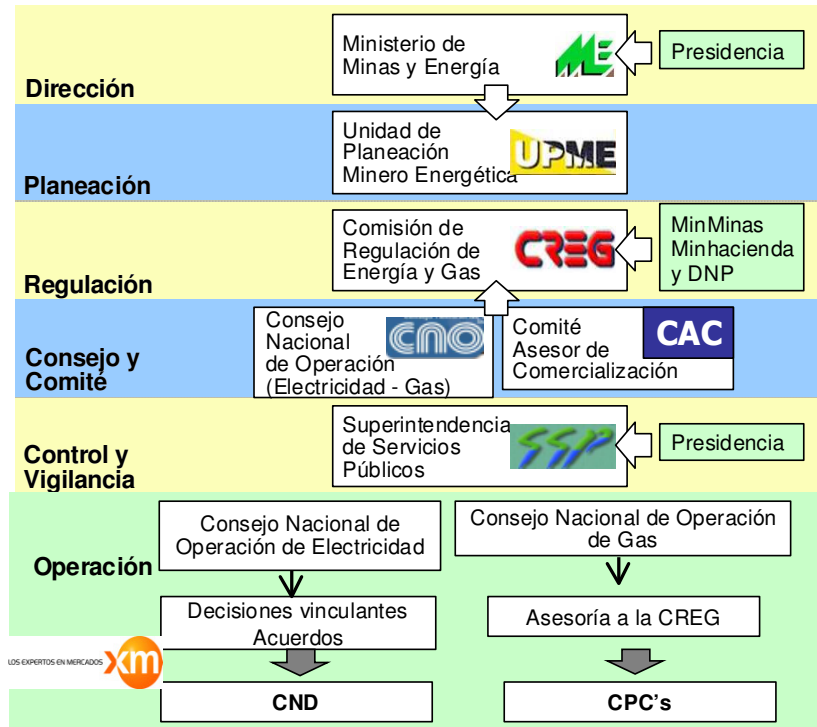
Con referencia a las interconexiones internacionales, el tema se ha analizado con los gobiernos de Panamá y Venezuela, con el objeto de fortalecer la oferta regional y estrechar los lazos de cooperación con las naciones vecinas. Con Venezuela se ha concretado iniciar la construcción del gasoducto entre ambos países para la primera mitad de 2006, con el cual se espera enviar durante los primeros 4 años gas de Colombia a Venezuela, para que luego sea Venezuela quién envíe gas a Colombia e incluso a Centroamérica.

Estructura Institucional

Las reformas introducidas permitieron la separación de las funciones del Estado dejando al Ministerio de Minas y Energía (MME) la función política, a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) la de regulación, a la Unidad de Planeamiento Minero Energético (UPME) la de planeación en información y a la Superintendencia de Servicios Públicos (SSD) la función de control.

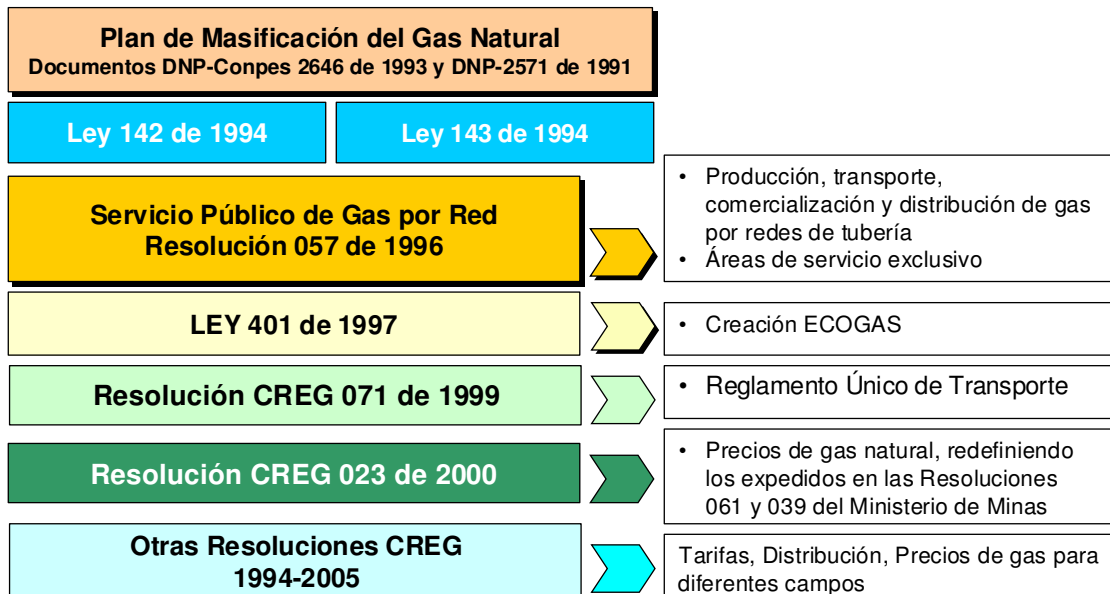
Adicionalmente, en la parte operativa existen dos organismos importantes que son el Consejo Nacional de Operación y Electricidad y el Consejo Nacional de Operación de Gas (Ver Gráfica 8).

Gráfica 8



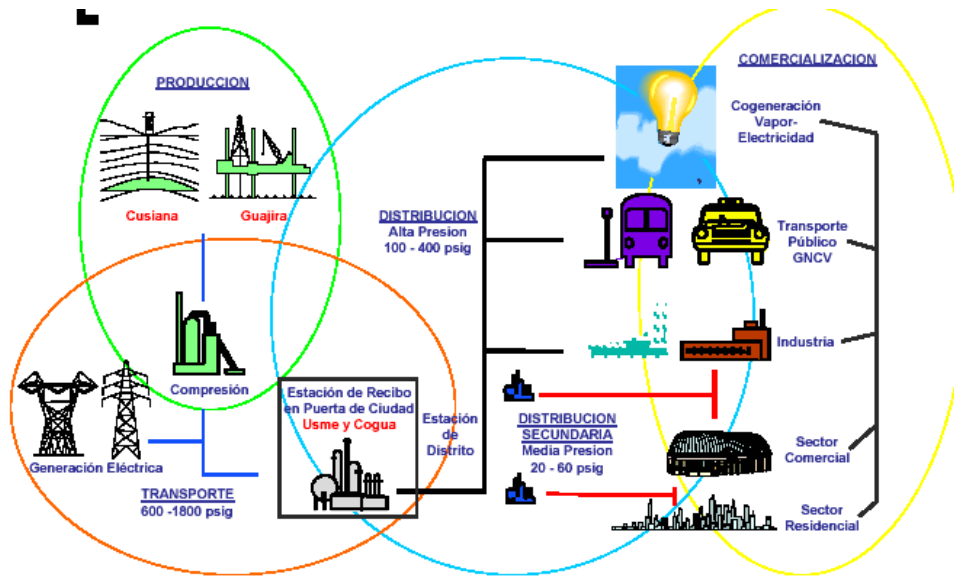
Marco regulatorio

Gráfica 9



Cadena Productiva

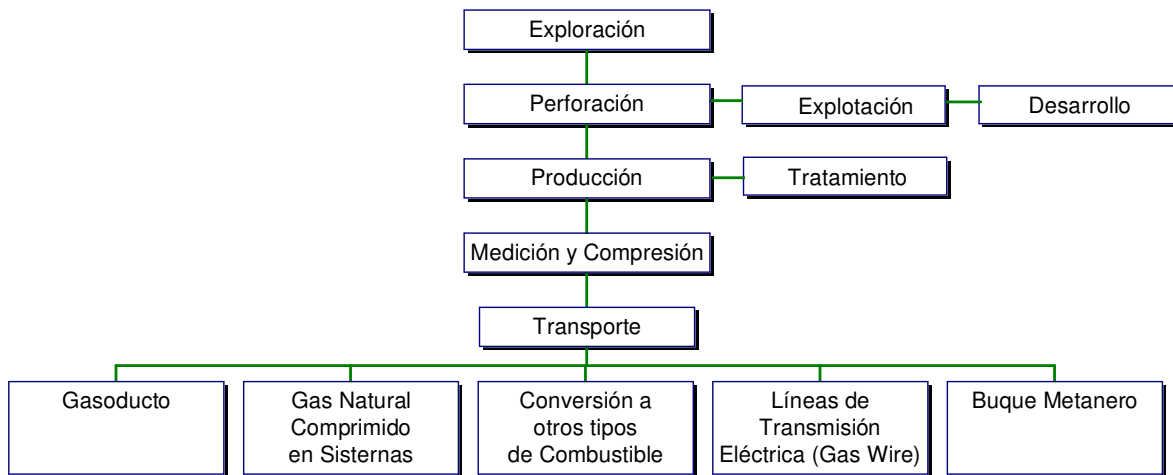
Gráfica 10



Características del sector gas

Cadena Tecnológica del Gas Natural

Gráfica 11



Cobertura

En la tabla se presenta el número de usuarios de gas natural en el país a diciembre 31 de 2004. En la última década el número de instalaciones residenciales ha pasado de 790.000 instalaciones a 3,347,080, con una cobertura a 346 municipios.

Tabla 3

Usuarios residenciales	3,347,080
Usuarios comerciales	36,374

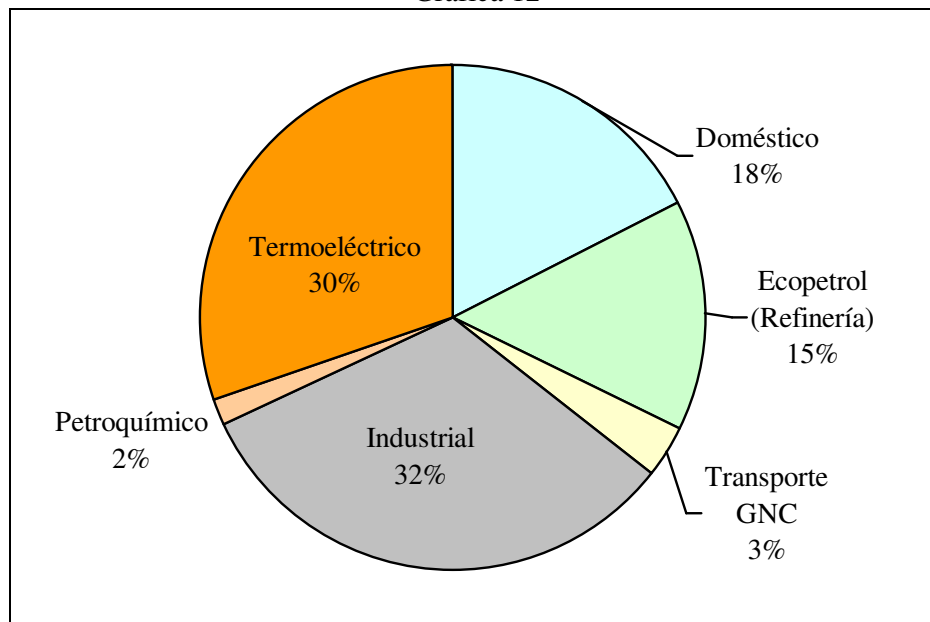
Usuarios industriales	2,092
Usuarios Gas Natural Vehicular	53.169
Municipios atendidos	346

Vale la pena mencionar el incremento que ha tenido la utilización del Gas Natural Vehicular -GNV- en Colombia, pues en 2004 se incrementó el número de vehículos convertidos en un 101% frente a 2003, pasando de 11,553 vehículos convertidos a 53,169. Las perspectivas de crecimiento de este sector son bastante prometedoras en el país, pues la meta del gobierno nacional es convertir 10,000 vehículos por año.

Consumo

El consumo de gas en el país durante 2004 fue de 616 MPCD, de los cuales la Costa Atlántica participa con un 52% y el interior del país con un 48%. El comportamiento de consumo de gas en forma sectorial, ha señalado a la generación termoeléctrica como el mayor demandante seguido del sector industrial, así como su uso doméstico. Sin embargo, en 2004 fue mayor la participación del sector industrial, determinado esencialmente por el comportamiento hidrológico durante el año. El sector doméstico y de GNV (gas para el sector transporte), ha mostrado un dinamismo importante, en especial al interior del país. (Ver Gráfica 12).

Gráfica 12



Reservas en Colombia

A finales de 2004, el país dispuso de 4,187 GPC de reservas comerciales, lo que significa una relación reservas / producción de 22 años

Estudios realizados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos concluyen que Colombia dispone de un importante potencial de hidrocarburos aún inexplorados. Esta conclusión se desprende del hecho de que el país cuenta con 18 cuencas sedimentarias que cubren alrededor de 1,036,400 km², de los cuales sólo 7 tienen producción comercial. El área total bajo exploración y producción es de alrededor de 200,200 km², lo que significa que alrededor del 18% del área sedimentaria del país

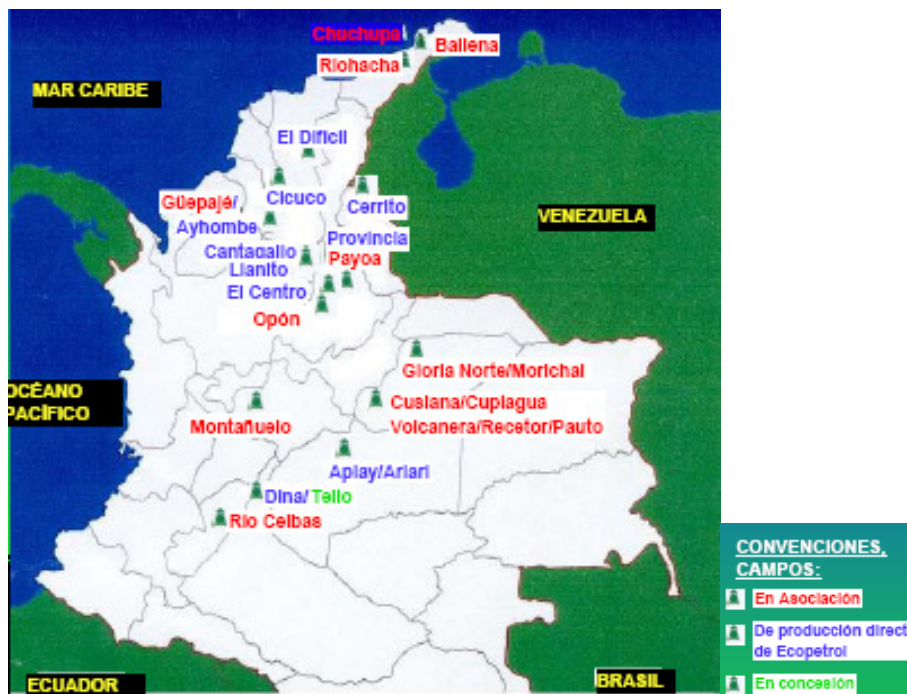
está disponible para ser contratado bajo el esquema actual de contratación.

Áreas Exclusivas

Las áreas de servicio de gas natural fueron creadas mediante la Ley 142 de 1994, con el objeto de realizar la distribución domiciliaria de gas combustible por red y que se permitiera la expansión y cobertura del servicio a personas de menores recursos. Es así como la CREG mediante Resolución 057 de 1996 fijó los criterios para su conformación y el Ministerio de Minas y Energía, adjudicó las siguientes áreas: Norte del Valle, Quindío, Risaralda y Caldas, Centro y Tolima, Altiplano Cundiboyacense.

Campos de Gas

Gráfica 13



En la Gráfica 13 se muestran los doce campos principales de producción de gas, con los que el país cuenta actualmente, los cuales se encuentran localizados en cuatro regiones: Costa Atlántica, Santander, Llanos Orientales y en el Huila-Tolima

- ✓ Bajo la superficie del suelo: Huila, el Casanare o el Magdalena Medio
- ✓ Fondo del mar: La Guajira

Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural plantas Térmicas a Gas

Las principales empresas transportadoras del país, son Empresa Colombiana de Gas -ECOGAS-, empresa del estado, propietaria de la gran mayoría de la infraestructura de transporte del interior del país y PROMIGAS, empresa privada, propietaria de la gran mayoría de gasoductos de la Costa Atlántica.

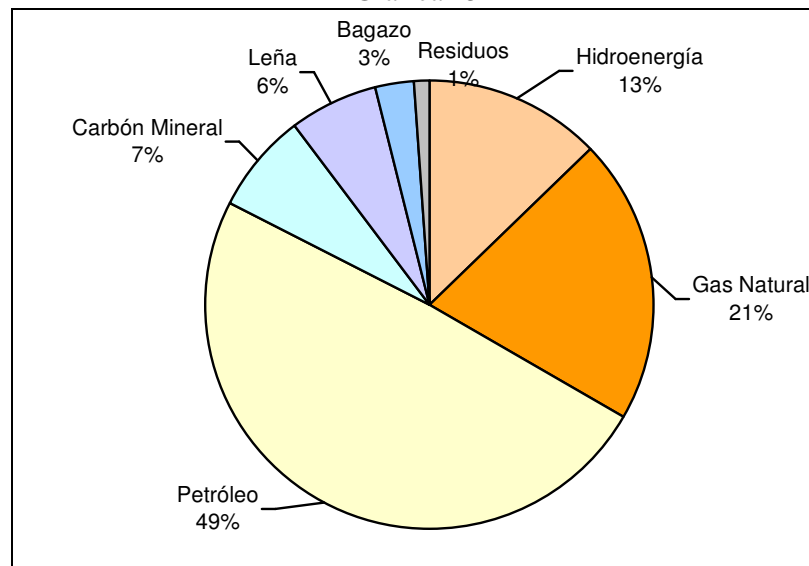
La red nacional de transporte de gas natural, está compuesta por los siguientes sistemas: de la Costa Atlántico, del Centro, del interior (Gráfica 14).

Gráfica 14



EL GAS NATURAL Y EL SECTOR ELÉCTRICO

Gráfica 15



La interacción gas-electricidad es un tema de análisis de importancia en el mundo, en la medida que avanzan los procesos de integración de los mercados regionales, planteándose así interrogantes sobre cuál es la mejor opción de acuerdo con la oferta y las necesidades propias de cada país: el gas como complemento en la producción de energía eléctrica o el gas y la electricidad vistos como energéticos que compiten.

El gas natural tiene una presencia creciente en la oferta mundial de energía. Con reservas probadas de 179.5 Tm³ y niveles de producción de 2.7 Tm³/año, mantiene una relación reservas/producción de sesenta y seis años.

Cómo se observa en la Gráfica 15, en la matriz energética de Colombia el gas representa el 21% del total de los energéticos primarios. El consumo energético final de gas natural está orientado como materia prima o como combustible en los sectores industrial, petroquímico, termoeléctrico, doméstico, comercial y de transporte terrestre.

La puesta en marcha del Plan de Masificación de Gas Natural permitió la ampliación de la canasta energética tanto en los sectores consumidores como en los productivos, incluyendo el transporte. El gas natural en el sector doméstico mantiene una buena cobertura en las ciudades y se complementa con el GLP en aquellas zonas donde no puede llegar de forma económica la red de gasoductos. El sector doméstico representa el 18% del consumo total de gas natural.

Sin embargo, para lograr que el mercado de gas se continúe desarrollando es necesario realizar ampliaciones en la red de transporte de gas natural, llegando a regiones donde sea económicamente viable. Adicionalmente, el país debe maximizar la búsqueda de reservas con el fin de incrementar la producción de gas, pues la capacidad de producción actual es de aproximadamente 800 MPCD y la demanda de 615 MPCD y se espera que la demanda total de este energético continúa en ascenso en los próximos años.

Alrededor de un tercio del gas natural consumido en el mundo se utiliza como combustible para generación eléctrica, abasteciendo indirectamente un sector de consumo energético final a través de la electricidad.

A nivel nacional, el gas natural es un combustible que entra a competir en el mercado de la generación eléctrica con el carbón y la hidroelectricidad. Los precios relativos de estos energéticos y el costo de la tecnología determinan las decisiones de los agentes frente a cual combustible utilizar para realizar la actividad de generación eléctrica.

Históricamente, el Sector Eléctrico ha sido un gran consumidor de gas, sin embargo dada la alta dependencia que tiene respecto a la hidrología ha hecho que la demanda de este energético oscile en forma notable dependiendo de las estaciones climáticas, con una alta demanda durante los periodos secos (verano) y baja durante los periodos húmedos (invierno).

En Colombia la generación de energía eléctrica fue de 50,430 GWh en 2005. Del total de generación el parque térmico a gas natural contribuyó con el 14.1%, el parque térmico a carbón con el 4.1%. La generación eléctrica a gas natural participó con el 77% del total de la generación del parque térmico.

El consumo del parque térmico de gas natural en el período enero a diciembre de 2004, fue en promedio día de 186 MPCD, representando el 30% del consumo total de gas natural en el país. En la actualidad hay 3,659 MW de capacidad instalada en plantas de generación eléctrica a gas natural, de los cuales el 70% están ubicados en la Costa Atlántica.

Por otra parte, históricamente, el desarrollo de la infraestructura de gas ha dependido de manera importante de la evolución del sector eléctrico, por las siguientes razones:

- La inversión en generación térmica a gas determina en gran medida la demanda potencial del energético y afecta el desarrollo de la infraestructura de producción y de transporte.
- La localización de las plantas térmicas a gas define el desarrollo de las redes de transporte de gas.

- Las reglas, precios y tarifas establecidas en el sector eléctrico definen el grado de sustitución de la electricidad por gas.

El gas natural se perfila en Colombia como una de las alternativas de producción de energía eléctrica con mayores posibilidades hacia el futuro, incluso sobre los proyectos hidroeléctricos que afrontan grandes periodos de maduración, e incertidumbres cada vez más mayores respecto a su aporte a la confiabilidad de los sistemas, como consecuencia de los cambios climáticos actuales y esperados. Prueba de ello, es el resultado de los análisis de expansión eléctrica, realizados por la UPME, que afirman aún más la utilización del gas para la generación eléctrica, al punto que para 2030 se espera que cerca del 60% de la nueva demanda de gas sea tomada por plantas de generación.

En resumen, aunque existe competencia entre el gas y la electricidad a nivel de consumo final para la producción de calor, en Colombia el gas es y será más utilizado a mediano y largo plazo como complemento de la producción de energía eléctrica.

La gran dependencia del gas para generación térmica, el crecimiento de la demanda tanto de gas como de electricidad y la evolución en los últimos años de los mercados gas y electricidad en Colombia, evidencian la importancia de contar con una mayor convergencia de los sectores gas y electricidad con el fin de garantizar una prestación segura, económica y confiable del suministro de estos energéticos en el país.

Para XM, empresa encargada de la planeación, operación y despacho económico de electricidad, es importante contar con prácticas operativas que permitan verificar la disponibilidad de gas para el Sector Eléctrico y tomar medidas proactivas para garantizar el suministro de energía eléctrica.

COORDINACIÓN GAS ELECTRICIDAD

En Colombia, el Centro Nacional de Despacho -CND-, adscrito a XM, es el organismo encargado de la realización del despacho eléctrico. El Despacho Económico Horario es el proceso mediante el cual se obtiene para un período de 24 horas el programa horario de generación de los recursos del Sistema Interconectado Nacional - SIN despachados centralmente. Además se obtiene, las transferencias horarias de energía por las interconexiones internacionales. El Despacho Económico puede ser modificado durante la ejecución del mismo con el fin de tener en cuenta cambios en las condiciones de operación de los recursos del sistema. Por lo tanto se realiza un redespacho, bajo criterios y causas específicas definidas en la regulación.

Por su parte, la coordinación del transporte de gas lo realiza ECOGAS en el interior del país, y Promigas en la Costa Atlántica, los cuales se encargan de realizar las nominaciones de suministro y transporte de gas.

Aunque en Colombia aún no existe un organismo oficial centralizado, encargado de la coordinación operativa de los sectores gas y electricidad, si existen el Consejo Nacional de Operación de electricidad y el Consejo Nacional de Operación de gas, en los cuales tiene participación XM. Dicha relación ha permitido que se realice una coordinación ad-hoc en casos de interrupción en el suministro tanto de gas como de electricidad.

Un caso de resaltar es la coordinación realizada entre ambos sectores para los trabajos recientes de ampliación de la capacidad de producción de la plataforma Chuchupa B en la guajira (costa norte colombiana). Dichos trabajos implicaron la reducción apreciable, en diferentes ocasiones, de la capacidad de producción de los campos de la guajira. Dado que la generación del área es principalmente a base de gas, la limitación de suministro del combustible implicó estrechar las

relaciones de los sectores eléctrico y de gas con el fin de garantizar la confiabilidad de la atención de la demanda de ambos sectores de la manera más eficiente.

Para ello, se estableció a la Comisión Asesora para el Seguimiento de la Situación Energética del País (CACSSSE) como el foro en el cual realizar la planeación de la coordinación Gas - Electricidad. En su seno se llevaron a cabo reuniones técnicas de asesoría al Ministerio de Minas, cuyo fruto fue la emisión, por parte de este Ministerio, de reglamentación extraordinaria para los periodos de reducción de suministro, que fue de gran ayuda para el aseguramiento de las condiciones de seguridad y calidad de atención de la demanda de los sectores gas y electricidad.

Las actividades más relevantes realizadas por el sector eléctrico para minimizar el impacto de dichos trabajos en la atención de la demanda de ambos sectores, fueron:

- Se diseñó e Implementó un Esquema Suplementario de Baja Frecuencia (ESBF) para la Costa Atlántica con un diseño innovador para la detección de aislamiento del área. Con su implementación se permitió aumentar, casi al doble, los valores de transferencia confiable hacia el área, disminuyendo la necesidad de generación interna a gas. Esta medida ha permitido que bajo condiciones de operación con indisponibilidades de circuitos a 500 kV de la red de transmisión hacia la costa, las necesidades de gas para el parque termoelectrico de la Costa Atlántica se redujera en un 40%, lo cual equivale a 57 MPCD aproximadamente.
- Aunque la mayor eficiencia en generación en las plantas termoelectricas de la Costa Atlántica se da con generación a gas, se coordinó la generación de algunas plantas con combustible alterno, específicamente con fuel-oil. Esta medida permitió reducir las necesidades de gas del sector termoelectrico de 20 MPCD aproximadamente para todas las condiciones de operación.
- Aprovechando la configuración de la red de Transmisión y la red de distribución de algunas áreas, se logró trasladar carga del área de la Costa Atlántica para otra área rica en generación hidráulica, lo cual también contribuyó a disminuir los requerimientos de gas del sector eléctrico
- Aunque con las medidas adoptadas se cumplía con todos los requerimientos de seguridad necesarios para la atención de la demanda, como medida preventiva se realizó un plan a nivel nacional de revisión y divulgación de guías de restablecimiento, con especial énfasis en los operadores de las empresas de la Costa Atlántica.

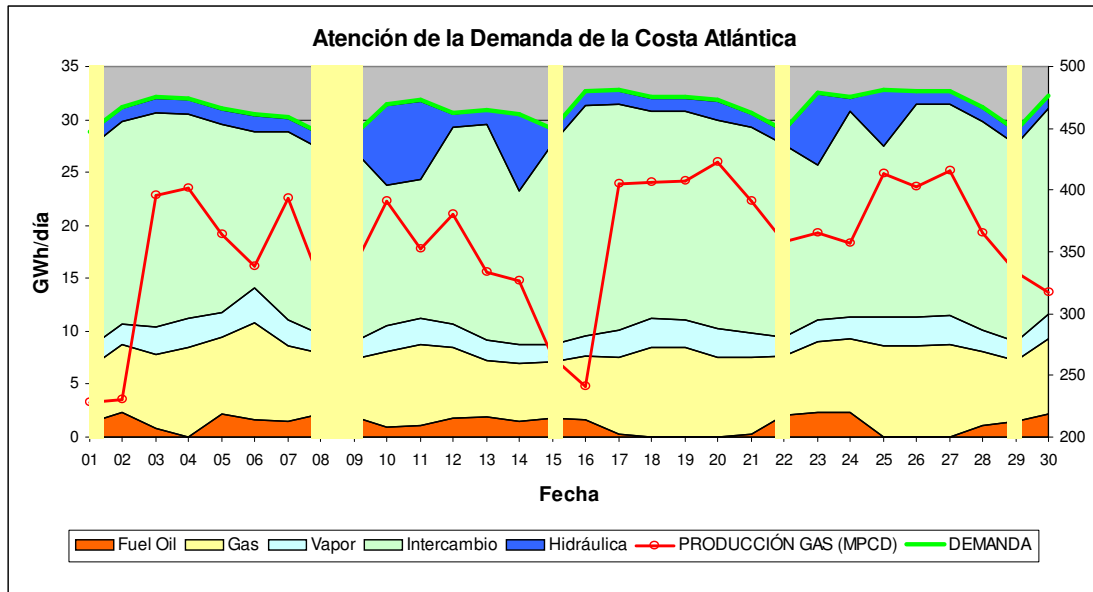
Por su parte el sector gas coordinó las siguientes actividades:

- Coordinación con todos los consumidores de la demanda de gas para realizar sus mantenimientos en esta época, lo cual permitió que la demanda de gas se disminuyera.
- Se aprovechó la infraestructura del sector de transporte de gas para atender la mayor parte de la demanda de gas del interior del país con la producción de otros campos diferentes a los de la Costa Atlántica.
- Finalmente, se buscó que las actividades más críticas en cuanto a la producción de gas se realizaran en días de baja demanda, lo cual permitió que las necesidades de ambos sectores fueran mínimas.

Como resultado de esta coordinación la Presidencia de la República, el Ministerio de Minas y Energía, la CREG y el CNO emitieron el conjunto de medidas necesarias que suministraron las herramientas a ambos sectores para tomar medidas adicionales en la planeación y operación de los sistemas.

Así pues, con todas estas medidas de coordinación de ambos sectores, se logró realizar todos los trabajos previstos para ampliar la producción de gas, sin necesidad de afectar la seguridad y confiabilidad del SIN, así como la atención de la demanda en su totalidad. En las Gráfica 16 se ilustra como fue la atención de la demanda de la Costa Atlántica durante los trabajos en el mes de enero de 2006.

Gráfica 16



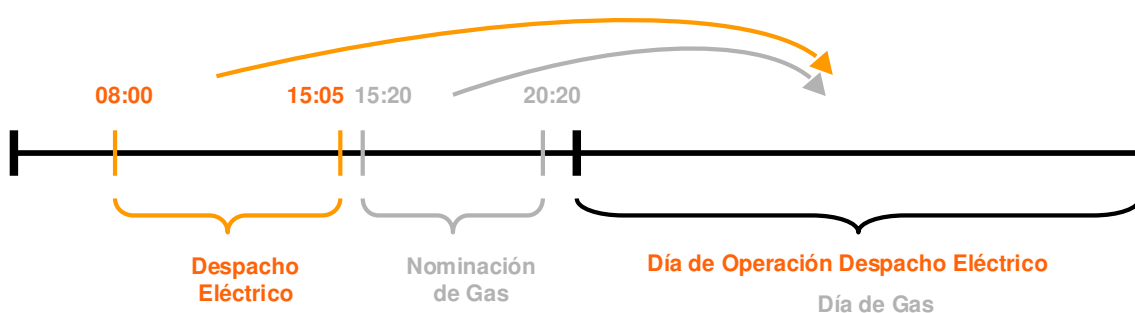
Adicionalmente, durante la evolución de ambos sectores, la regulación ha creado normas asociados a la coordinación gas electricidad, en varios aspectos:

1. Oferta de precio y declaración de disponibilidad en el sector eléctrico

- La oferta de precios y declaración de disponibilidad son responsabilidad del generador. Resolución CREG 025 de 1995.
- Los eventos en el suministro y transporte de gas afectan la disponibilidad de los recursos de generación no se consideran como eventos externos a la máquina. Resolución CREG 024 de 1995.
- Indisponibilidad ocasionada por fallas externas a la máquina.
- No afectación de los índices históricos de indisponibilidad -IH-, Capacidad Remunerable Teórica, por indisponibilidad debido a racionamiento programado de gas. Resolución CREG 087 de 2005.

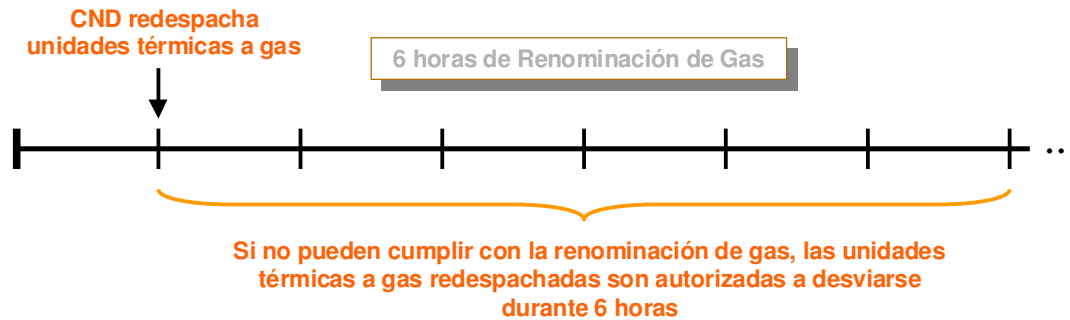
2. Horarios del despacho eléctrico

Gráfica 17



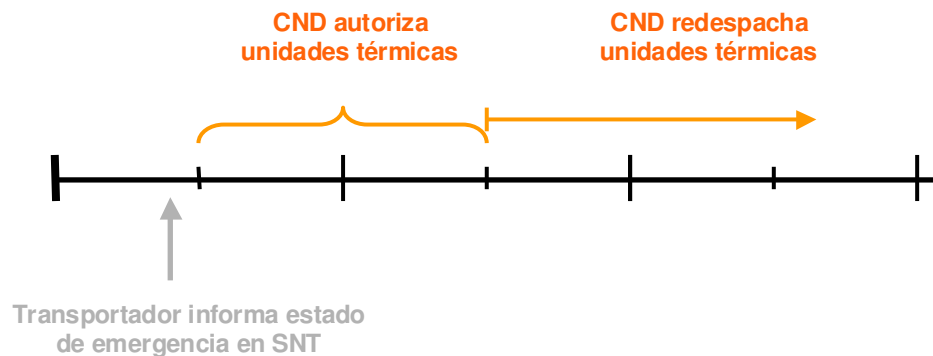
3. Redespacho y autorizaciones a desviarse

Gráfica 18



4. Redespacho y autorizaciones a desviarse ante emergencias en gasoductos

Gráfica 19



5. Generación con combustibles alternos

Hay establecidos plazos para declarar características técnicas para generar con combustibles sustitutos al principal. Así mismo, está establecido el tratamiento comercial cuando se genera con combustible alternativo.

Combustible Principal: Aquel que usa ordinariamente el generador en su actividad de generación, y que respalda su oferta comercial en la bolsa de energía.

Combustible Alterno: Aquel que puede usar el generador en forma alterna al combustible principal, en Estados de Emergencia según lo definido en el Reglamento Único de Transporte (Resolución CREG-071 de 1999), o en eventos de fuerza mayor o caso fortuito o por decisión del generador.

6. Información del transportador de gas al CND para detener una prueba de térmica

El CND puede solicitar en cualquier momento a las empresas generadoras que están incluidos en el programa de Despacho Económico, que certifique la disponibilidad, si la unidad está siendo despachada por debajo de la disponibilidad declarada. La certificación se hace mediante prueba ante una empresa auditora debidamente reconocida por el CND.

Para los efectos de las pruebas de disponibilidad, cuando el transportador considere que por razones de estabilidad, confiabilidad o seguridad en el Sistema Nacional de Transporte de Gas no se deben iniciar o continuar las pruebas, informará al CND sobre esta circunstancia, para la reprogramación o cancelación de las mismas.

7. Orden de prioridad frente a restricciones en el transporte de gas natural

Decreto 1484 MME, mayo 2005

Por el cual se fija el orden de atención prioritaria cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda.

Decreto 4724 MME, diciembre 2005

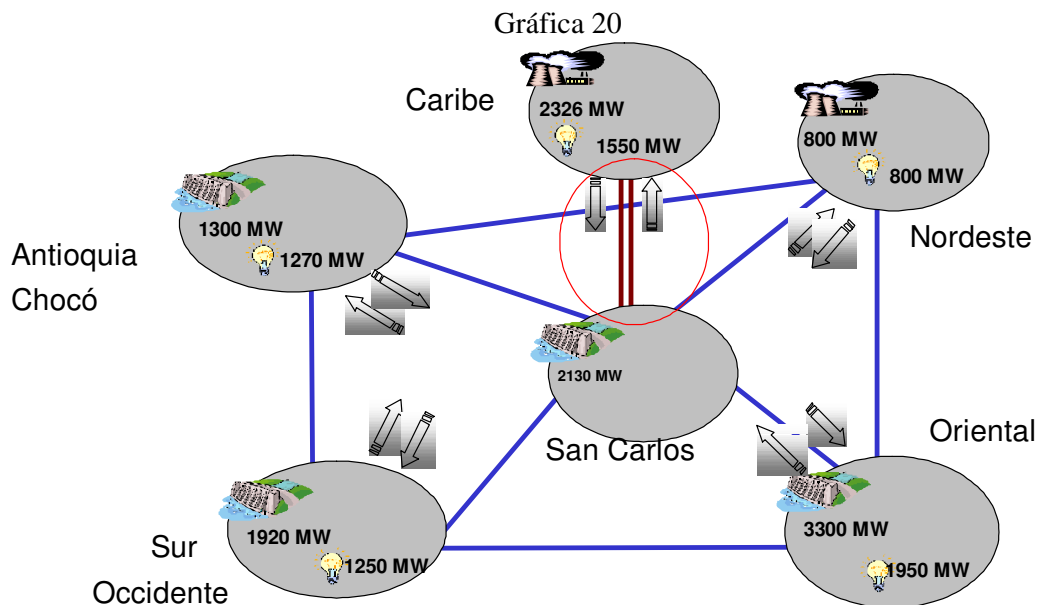
Cuando se trate de un racionamiento programado de gas natural, el Ministerio de Minas y Energía fijará el orden de atención entre los agentes que tengan el mismo nivel de prioridad.

Resolución MME 18 1773

Aplica para el trabajo de expansión realizado en los campos de producción de gas de Chucupa. Por la cual se declara el inicio de un racionamiento programado de gas natural en el punto de entrega de la Estación Ballena en La Guajira, a partir de las 0:00 horas del día 1 de enero de 2006.

ASPECTOS QUE DIFICULTAN LA OPERACIÓN COORDINADA GAS-ELECTRICIDAD

1. Relación entre la disponibilidad de la red eléctrica y el consumo de gas en la Costa Atlántica.
La topología de la red eléctrica en Colombia presenta dos circuitos que interconectan la Costa Atlántica con el resto del país (Ver Gráfica 20). Adicionalmente, el 87% de capacidad efectiva instalada en la Costa es de plantas térmicas a gas, lo cual aumenta el consumo de gas, en esta zona, ante el evento de indisponibilidad de uno o ambos circuitos. Es de anotar, que en Colombia con los atentados realizados a la infraestructura eléctrica, es frecuente que se presente este tipo de indisponibilidades.



2. Limitación para el suministro de gas entre el sistema de la Costa Atlántica y el Sistema del Interior del país.
La red de transporte de gas también presenta limitaciones para el suministro de gas desde la Costa Atlántica hasta el interior del país y viceversa.
- 3- Tiempo de respuesta

El tiempo de respuesta del sector gas frente al sector eléctrico en el despacho normal de generación se ha mejorado sustancialmente con la salida del despacho económico a las 14:00 horas.

El tiempo de respuesta del sector gas frente al sector eléctrico en el redespacho (operación en tiempo real) sigue siendo crítico a pesar de las renominaciones sobre todo cuando se trata de aumentar significativamente la generación térmica. Para ello se debe estudiar la viabilidad técnica de reducir la temporalidad en renominaciones (6 horas) frente a los redespachos (1.5 horas) y la afectación de la disponibilidad comercial de generadores.

4- Capacidad de transporte ó suministro

En el gasoducto de la Costa Atlántica (Promigas) se presentan inconvenientes de baja presión de gas principalmente en el área de Bolívar cuando los consumos son altos, afectando la disponibilidad de generación eléctrica en toda la Costa.

5- Coordinación de mantenimientos.

En el CND se coordinan los planes de mantenimiento del sector eléctrico tanto de generación como de transmisión, y están regidos por una reglamentación dada por regulación en lo referente a tiempos de solicitud, entre otras.

Como el sistema de gas está dividido en dos grandes sistemas (Interior y Costa) se hace complicado coordinar los mantenimientos de los diferentes gasoductos. Cada cual toma sus decisiones en forma individual y solo pocos días antes lo informa a los demás agentes de su sector y de otros sectores.

Se deben coordinar los mantenimientos que se realizan en uno u otro sector, con el fin de saber las necesidades de gas a corto y mediano plazo. Lo anterior ha traído desgastes administrativos solicitando modificaciones de última hora en uno u otro sector.

El sector eléctrico envía semanalmente a los diferentes entes del sector gas (Ecopetrol, Promigas, Ecogas-CDG) copia del programa semanal de mantenimientos con las restricciones de generación requeridas expresadas en MW, pero aún persisten desacuerdos en la conversión de las unidades de volumen de gas.

6- Contratos

La forma en que están definidos los contratos de gas con los remitentes termoeléctricos, los cuales dificultan la operación del sector eléctrico debido a la obligatoriedad de los consumos ó en su defecto a pagar lo no consumido.

7- Comunicación e información

Se debe propender por centralizar toda la información del sector gas, lo cual mejoraría el flujo de información con el sector eléctrico.

8. Integración vertical y competencia existente.

A pesar de las normas regulatorias establecidas a principios de los noventa para eliminar la integración vertical, la industria del gas continúa presentando problemas de éste tipo, principalmente en la zona del interior del país, en dónde falta por desarrollar gran parte del mercado, sobre todo en consumos diferentes al del sector eléctrico.

9. Grado de madurez de los sectores electricidad y gas

Se trata de dos industrias con diferentes niveles de madurez, que difieren sustancialmente en sus estructuras y niveles de competencia. Mientras que el sector de energía eléctrica comenzó su desarrollo hace más de un siglo, y actualmente el servicio cuenta con un amplio cubrimiento y

profundidad, el gas natural solo apareció en forma estructurada en Colombia desde 1993, cuando se lanzó el Plan de Masificación de Gas dándole un impulso a su desarrollo.

ASPECTOS FAVORABLES EN LA COORDINACIÓN GAS-ELECTRICIDAD

1. La regulación de ambos sectores las expide la misma Comisión , por lo que se debe aprovechar esta sinergia para mejorar la coordinación.
2. Existencia del CNO-Gas, el cual es un organismo encargado de buscar que la operación integrada del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural sea segura, confiable y económica, en el cual tiene participación como miembro XM.
3. Aunque aún falta armonizar reglas entre ambos sectores, tendientes a mejorar la operación coordinada de los mismos, se han desarrollado normas que han mejorado dicha coordinación, como las descritas anteriormente.

CONCLUSIONES

Los sectores de energía eléctrica y gas se encuentran en la actualidad en medio de un proceso de transformación y expansión, iniciado a principios de la década de 1990 con las reformas introducidas por la Constitución de 1991. Los avances en materia de estructura normativa y regulatoria, así como en infraestructura de transporte y distribución han sido múltiples, y han dado lugar al desarrollo de unos sectores más dinámicos y eficientes, en donde la participación privada es cada vez más fuerte. Sin embargo, aún existen varios obstáculos que deben ser superados antes de lograr consolidar sectores realmente competitivos, capaces de expandir sus operaciones e incursionar en mercados externos.

Adicionalmente, para garantizar la atención de la demanda, tanto de electricidad como de gas, se debe analizar de forma conjunta a expansión de la capacidad de generación del sistema eléctrico, ya que existen varios requerimientos de proyectos futuros que utilizarán el gas como combustible. Así mismo, las proyecciones de crecimiento de la demanda de electricidad como de gas.

Para finalizar, vale la pena mencionar la importancia del proceso de integración energética a nivel regional iniciado hace algunos años, el cual constituye un punto central de la dinámica actual y futura de los sectores. A pesar que ya se han dado los primeros pasos para la consolidación de dicha integración, existen aun varias medidas que deben tomarse a nivel del sector eléctrico y de gas como un todo con el fin de aumentar su rentabilidad, eficiencia y sostenibilidad, y facilitar su expansión hacia nuevos mercados en el ámbito internacional. Por otra parte, este proceso de integración con los países del área Andina requerirá, como parte de la transición, que los países adecuen sus sectores tanto normativa como institucionalmente y adapten la planificación energética a las necesidades del nuevo entorno.

BIBLIOGRAFÍA

1. *Boletín Estadístico de Minas y Energía*. Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.
2. *Plan de Expansión de Referencia 2004-2018*. Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.
3. *Monografía del sector de electricidad y gas colombiano: Condiciones actuales y retos futuros*. Departamento Nacional de Planeación. Dirección de Estudios Económicos. Noviembre de 2004.
4. *Documento gas, electricidad y el transporte*. Revista Petrotecnia. Agosto 2004
5. *XM: Compañía de Expertos en Mercados [en línea]. información, 2005. En línea: www.xm.com.co.*
6. *ECOGAS [en línea]. En línea: www.ecogas.com.co*
7. *ECOPETROL [en línea]. En línea: www.ecopetrol.com.co*