

# La Cadena de Gas Natural en Colombia

61  
1

Versión 2001 • 2002

Ministerio de Minas y Energía  
BIBLIOTECA

# La Cadena de Gas Natural en Colombia

Ministerio de Minas y Energía  
BIBLIOTECA

Versión 2001 - 2002

**Este libro es publicado por**

Unidad de Planeación Minero Energética

**Director General**

Julián Villarruel Toro

**Coordinación**

Unidad de Planeación Minero Energética UPME

**Subdirector de Planeación Energética**

Camilo Torres Trujillo

**Colaboradores**

Ana Gimena Hernández

Oscar Urrea

Jorge Pinto

John Mauro Castaño

Luis Carlos Romero

**Impreso por**

[www.digitosydiseños.com](http://www.digitosydiseños.com)

Hecho en Colombia

## Contenido

1. PRESENTACIÓN	5
2. ENTORNO INTERNACIONAL	6
2.1. CONSUMO DE ENERGÍA	6
2.2. RESERVAS Y SUMINISTRO DE GAS NATURAL EN EL MUNDO	9
2.2.1. Reservas Mundiales	9
2.2.2. Suministro Mundial	10
2.3. EL GAS NATURAL EN AMÉRICA LATINA	10
2.3.1. Reservas de Gas Natural en América Latina	10
2.3.2. Consumo de Gas Natural en Centro y Sur América	11
2.3.3. Venezuela, Perú, Ecuador, Panamá, Costa Rica y Bolivia	12
2.3.4. Tendencias Mundiales del Gas Natural (Usos, Desarrollos Tecnológicos)	19
3. ENTORNO NACIONAL	21
3.1. ECONOMÍA Y ENERGÍA	21
3.1.1. Principales Indicadores Económicos	21
3.1.2. Matriz Energética	22
3.2. SITUACIÓN EN EL "UPSTREAM"	23
3.2.1. Generalidades	23
3.2.2. Modificaciones a la Legislación	24
3.2.3. Exploración	26
3.2.4. Reservas	28
3.2.5. Producción y Suministro	29
3.2.6. Relación Reservas/Producción	31
3.3. SITUACIÓN EN EL "DOWNSTREAM"	31
3.3.1. Demanda	31
3.3.2. Transporte	39
3.3.3. Áreas Exclusivas	42
3.3.4. Posibilidades de Expansión de Cobertura	42
3.3.5. Gas Natural Vehicular	45
4. GAS NATURAL Y EL SECTOR ELÉCTRICO	48
4.1. COMPORTAMIENTO AÑOS 2001 - 2002	48
4.2. PROSPECTIVA DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	50
4.3. COGENERACIÓN Y AUTOGENERACIÓN	52

4.4. COMPARACIÓN COSTOS DE GASODUCTOS VERSUS LÍNEAS ELÉCTRICAS	54
4.4.1. Construcción Gasoducto	55
4.4.2. Construcción Línea Eléctrica	55
4.4.3. Resultados	55
4.4.4. Conclusión	57
5. ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS	58
5.1. LOS PRECIOS DEL GAS Y LA COMPETENCIA EN EL SUMINISTRO	58
5.1.1. Cusiana y los Precios del Gas en Boca de Pozo	58
5.1.2. Incremento de la Oferta, Señales y Perspectivas	61
5.2. BUSQUEDA DE MAYOR COMPETENCIA EN EL MERCADO DEL GAS NATURAL. CIRCULAR CREG 034 DE 2001. SUBASTAS DE GAS NATURAL Y PROHIBICIÓN DE COMERCIALIZACIÓN CONJUNTA	62
5.3. TARIFAS DE TRANSPORTE	64
5.4. ACTIVIDADES DEL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL EN EL AÑO 2001/2002. REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE	66
5.5. REGLAMENTO DE RACIONAMIENTO DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA	67
5.6. RESOLUCIÓN 034 DE 2001. EL GAS NATURAL Y LAS RESTRICCIONES ELÉCTRICAS.	68
5.7. PROPUESTA REGULATORIA DEL MARCO TARIFARIO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	69
5.8. MODIFICACIÓN DE LA TASA DE RETORNO DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL POR REDES	69
5.9. PROPUESTA DE REGLAMENTO DE COMERCIALIZACIÓN DE GAS COMBUSTIBLE POR REDES. RESOLUCIÓN 059 DE 2002	71
6. RETOS	72
6.1. INTERCONEXIÓN GASÍFERA COLOMBIA - VENEZUELA	72
6.2. SUMINISTRO DE GAS NATURAL A NORTE DE SANTANDER (COLOMBIA) Y ESTADO DE TÁCHIRA (VENEZUELA)	79
6.3. OTRAS TECNOLOGÍAS	80
6.4. ALTERNATIVAS DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL	82
6.4.1. Licuefacción del Gas para Almacenarlo	82
6.4.2. Almacenamiento en Pozos Agotados	83
6.5. ALTERNATIVAS FUTURAS PARA SUMINISTRO DE GAS	83
6.5.1. Gas Natural Sintético a partir del carbón o de la biomasa	83
6.5.2. Aire propanado	83
6.5.3. Biogás	84
7. ANEXO ESTADÍSTICO	86

# 1. PRESENTACIÓN

---

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) consciente de la importancia de contar con información estructurada, organizada y oportuna, para los diferentes agentes del sector energético, presenta una nueva versión del documento “La Cadena del Gas Natural en Colombia”, versión 2001/2002.

Esta nueva edición pretende hacer una presentación mejorada de diversos aspectos del sector del Gas Natural en Colombia, entre los que se destacan los siguientes: Oferta, Proyecciones de Demanda actualizadas al 2002; Balances Oferta - Demanda 2002 - 2020; el Gas Natural y el Sector Eléctrico y Análisis de aspectos regulatorios y normativos, entre otros.

Adicionalmente, se introduce un capítulo sobre el entorno internacional del gas natural.

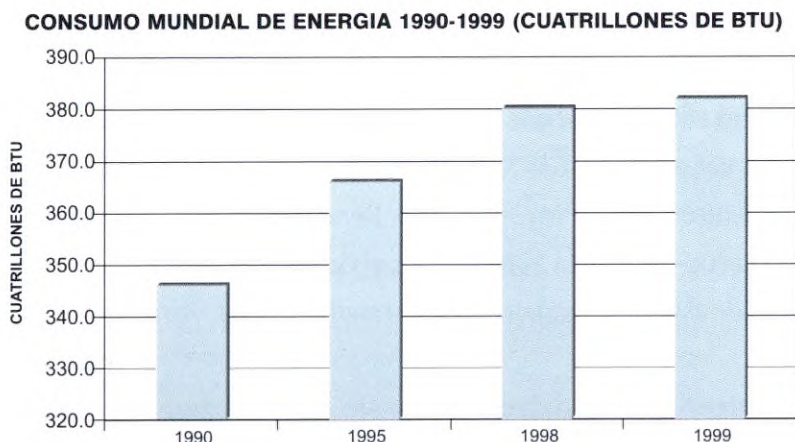
Finalmente, se incluye un anexo estadístico con información histórica de producción, importaciones, consumo interno y exportaciones, que abarca el periodo 1997 - 2002.

Se espera que todos los lectores encuentren valioso e interesante su contenido.

## 2. ENTORNO INTERNACIONAL

### 2.1. CONSUMO DE ENERGIA

El consumo mundial de Energía en 1999 fue de 382 cuatrillones<sup>1</sup> de BTU, presentándose un incremento de 0.5% con respecto al año anterior.



Fuente: *Energy Information Administration*

Según las proyecciones realizadas por la *Energy Information Agency*, en su *International Energy Outlook 2002 - IEO 2002*, el consumo mundial de Energía se incrementará un 60% sobre un periodo de proyección de 21 años (1999 - 2020) desde 382 cuatrillones de BTU en 1999 hasta 612 cuatrillones de BTU en el 2020.

Las proyecciones realizadas reflejan varios de los acontecimientos presentados durante el año 2001 como fueron los altos precios del petróleo durante el año 2000 y la primera mitad del 2001, la caída global económica por la ligera recesión económica de los EEUU y los ataques terroristas del 11 de septiembre.

<sup>1</sup> Cuatrillón : Unidad Seguida de 15 ceros.



**PROYECCIÓN DEL CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA  
(CUATRILLONES DE BTU)**

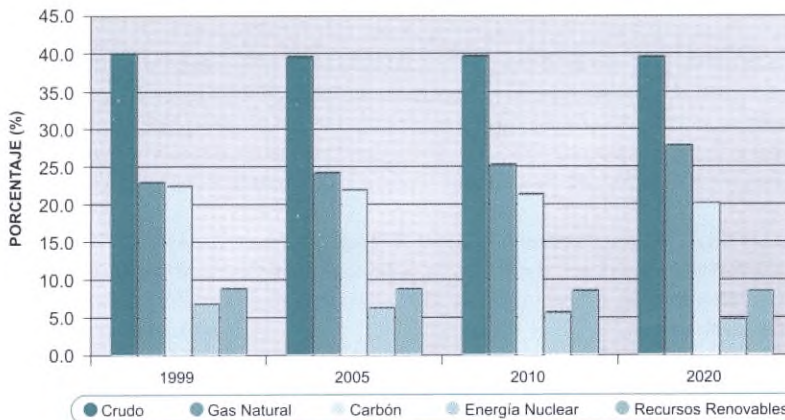
REGIÓN	1998	1999	2010	2020
Países Industrializados	206.1	209.7	246.6	277.8
Europa Oriental	50.6	50.4	61.8	73.4
Comunidad de estados Independientes				
Países en desarrollo				
Asia	72.9	70.9	113.9	162.2
Oriente Medio	19.1	19.3	26.3	34.8
Africa	11.6	11.8	15.7	20.3
América Central y Sur América	19.4	19.8	28.3	43.1
Total Países en Desarrollo	123	121.8	184.1	260.3
<b>TOTAL MUNDO</b>	<b>379.7</b>	<b>381.9</b>	<b>492.6</b>	<b>611.5</b>

Fuente: Historia: *Energy Information Administration, International Energy Annual 1999, DOE/EIA -0219(99)* (Washington, DC, February 2001). Proyecciones: *Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2002, DOE/EIA - 0383 (2002)* (Washington, D.C., Diciembre 2001).

La región que presenta mayor crecimiento en el consumo de energía, entre 1999 y 2020 es Asia en un 129%, seguido por América Central y América del Sur en 117.6%. Los países industrializados presentan un consumo de energía para el año 2020 de 277.8 Cuatrillones de BTU que refleja un aumento del 32.5% con respecto al presentado por la misma región en 1999.

Del consumo mundial de Energía proyectado para el 2020, el crudo participa con el 39.5%, el gas natural con 27.6%, el carbón con 20% y con el 12.9% restante participa la energía nuclear y los recursos renovables.

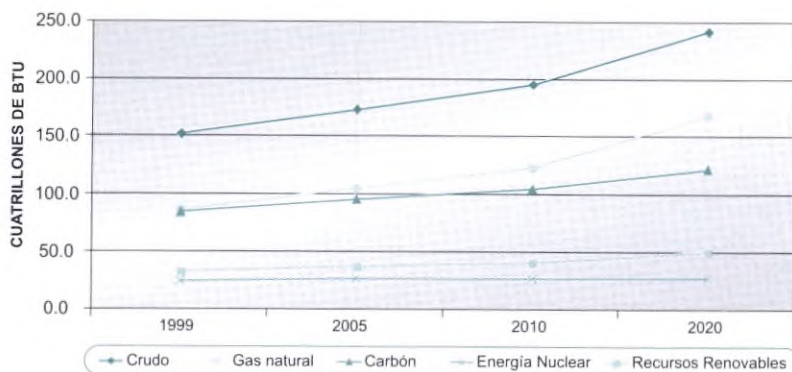
**PARTICIPACIÓN POR TIPO DE COMBUSTIBLE**



Fuente: *Energy Information Agency, International Energy Outlook 2002.*

En las proyecciones realizadas *International Energy Outlook 2002*, el combustible que presenta la mayor tasa de crecimiento (94 %) en el horizonte de análisis 1999 - 2020, es el gas natural pasando de un consumo en 1999 de 86.9 cuatrillones de BTU, a 168.6 cuatrillones de BTU en el 2020.

### PROYECCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA POR TIPO DE COMBUSTIBLE



Fuente: *Energy Information Agency. International Energy Outlook 2002.*

El principal consumo en gas es para la generación eléctrica debido a la eficiencia de las turbinas a gas, además según las implicaciones del Protocolo de Kioto se requieren procesos mas limpios que reduzcan los gases efecto invernadero, siendo éste tipo de turbina las más favorables ambientalmente. Otro factor que incentiva el uso de gas, en el sector eléctrico es el factor económico.

El crudo permanecerá como el combustible de mayor consumo en el ámbito mundial con un valor de 241.8 cuatrillones de BTU en el 2020.

Entre 1999 y el 2020 el consumo de crudo pasará de 75 a 119 MBPD. Para los países industrializados el consumo se concentraría en el sector transporte. Para la generación de electricidad el uso de crudo disminuiría ya que existen otras fuentes como el gas que es una alternativa mas favorable.

El consumo de carbón en el año 2020 será de 122.3 cuatrillones de BTU, disminuyendo ligeramente su participación sobre el consumo total de energía desde un 22 % en 1999 hasta 20 % en el 2020. El decrecimiento en el consumo se da principalmente en los países de Europa del Este y Oeste así como en la Comunidad de Estados Independientes (FSU)<sup>2</sup>, básicamente por que el gas natural reemplaza al carbón en la generación eléctrica. Sin embargo, en países como China e India se incrementará su consumo.

En cuanto a la Energía Nuclear el consumo en el año 2020 será de 28 cuatrillones de BTU. El crecimiento de la capacidad nuclear será principalmente en los países en desarrollo especialmente en Asia, donde se espera un crecimiento del 4.7% entre 1999 y 2020 en el consumo de electricidad generado a partir de las plantas nucleares.

Para la energía renovable se presenta una tasa de crecimiento de 53% en el horizonte de análisis, pasando de un consumo de 33.1 cuatrillones de BTU en 1999 a 50.7 cuatrillones de BTU en el 2020, este crecimiento principalmente se da en países como China, India y Malasia con proyectos hidroeléctricos.

<sup>2</sup> FSU. *Former Soviet Union.*

## 2.2. RESERVAS Y SUMINISTRO DE GAS NATURAL EN EL MUNDO

### 2.2.1. Reservas Mundiales

*Oil and Gas Journal* estimó las reservas mundiales probadas de gas natural al 1o de Enero de 2002 en 5,451 TPC, lo que representa un incremento de 1.73 TPC sobre el estimado del año anterior.

Los principales incrementos en las reservas estimadas entre el 2001 y el 2002 fueron en el Medio Oriente (Arabia Saudita y Qatar), en los países en desarrollo de Asia (Indonesia, Filipinas y Tailandia).

Sobre el total de reservas probadas de gas natural a escala mundial, se reconoce la participación de la Comunidad de Estados Independientes y el Medio Oriente con el 72%, siendo Rusia e Irán los principales países que cuentan con reservas.

#### PRINCIPALES RESERVAS DE GAS NATURAL A ENERO 1º DE 2002

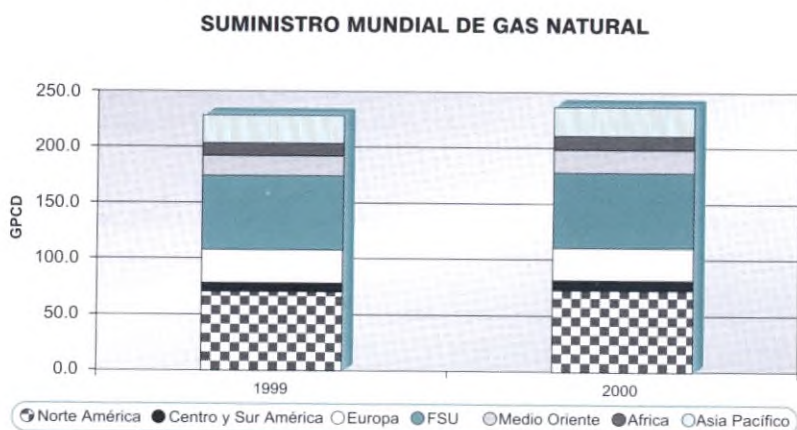
País	Reservas (TPC)	Porcentaje del Total
Rusia	1,680	30.8%
Irán	812	14.9%
Qatar	509	9.3%
Arabia Saudita	219	4.0%
Emiratos Arabes Unidos	212	3.9%
Estados Unidos	177	3.3%
Algeria	160	2.9%
Venezuela	148	2.7%
Nigeria	124	2.3%
Iraq	110	2.0%
Turkmenistán	101	1.9%
Indonesia	93	1.7%
Australia	90	1.7%
Malasia	75	1.4%
Uzbekistán	66	1.2%
Kazakhstán	65	1.2%
Holanda	63	1.1%
Canadá	60	1.1%
Kuwait	52	1.0%
China	48	0.9%
<b>20 principales países</b>	<b>4,863</b>	<b>89.2%</b>
<b>Resto del Mundo</b>	<b>588</b>	<b>10.8%</b>
<b>Total Mundo</b>	<b>5,451</b>	<b>100%</b>

Fuente: *Energy Information Administration*.

La relación reservas/producción excede los 100 años para el Medio Oriente. Para Africa la relación es de 86.2 años, le siguen las regiones de la Comunidad de Estados Independientes con 79.6 años, Centro y Sur América con 71.8 años.

## 2.2.2. Suministro Mundial

El suministro promedio en el año 2000 fue de 237 GPCD, un 3.7 % superior al promedio presentado en el año 99 que fue 228.5 GPCD.



Fuente: BP Amoco. *Statistical Review of World Energy*

En el año 2000 la región que presentó mayor participación en el suministro fue Norte América con 72.5 GPCD, es decir, el 31.3% del suministro mundial, seguida por la región de la Comunidad de Estados Independientes con 68.6 GPCD, es decir, el 27.8%.

Europa presentó un suministro de 28.7 GPCD, siendo el Reino Unido el principal país europeo que participó en el suministro. Europa participó con el 12 %, el 28.9% restante de participación correspondieron a las regiones de Asia Pacífico con un suministro de 25.6 GPCD, Medio Oriente con un suministro de 20 GPCD, Africa con un suministro de 12.4 GPCD y por último Centro y Sur América con 9.2 GPCD.

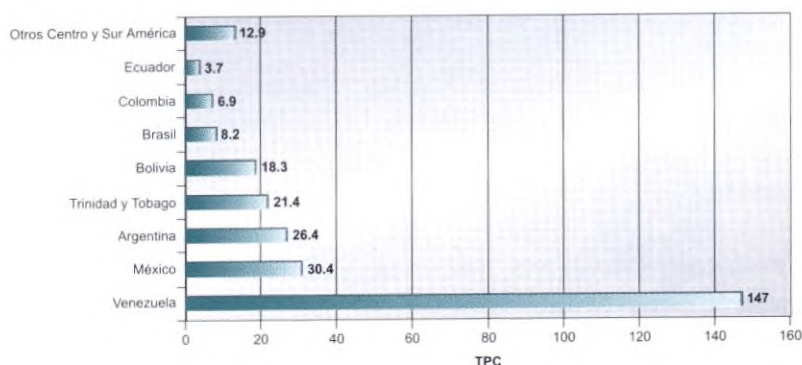
## 2.3. EL GAS NATURAL EN AMÉRICA LATINA

### 2.3.1. Reservas de Gas Natural en América Latina

Las principales reservas probadas al 31 de Diciembre de 2001 para Latinoamérica estuvieron centradas en Venezuela con 147 TPC, este país aportó el 53% de las reservas de América Latina, le siguió en importancia México con 30.4 TPC con una participación de 11% de las reservas de Latinoamérica, posteriormente estuvieron Argentina con 26.4 TPC, Trinidad y Tobago con 21.4 TPC y Bolivia con sus hallazgos participó con 18.3 TPC, siendo este país el de mayor crecimiento en reservas probadas entre 1999 y 2000.

Brasil participó con 8.2 TPC, siendo los estados de Río de Janeiro, Amazonas y Bahía los principales. Ecuador obtuvo unas reservas probadas de 3.7 TPC y Colombia presentó 6.9 TPC participando con el 2.5 % de las reservas de América Latina.

### RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL EN AMERICA LATINA AL 31/12/2001

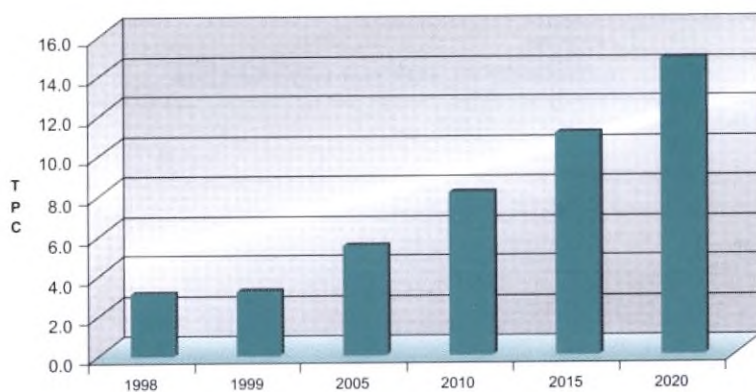


Fuente: *BP Amoco Statistical Review of Energy*.

### 2.3.2. Consumo de Gas Natural en Centro y Sur América

Según las proyecciones del *Energy Information Administration*, para el 2020 el consumo de Gas Natural en Centro y Sur América será de 14.8 TPC, con un promedio anual de crecimiento de 7.5 %.

#### CONSUMO DE GAS NATURAL EN CENTRO Y SUR AMÉRICA



Fuente: *Energy Information Administration. 2001*

En Latinoamérica se ha presentado una gran actividad en el mercado de gas sobre todo en el Mercosur involucrando a países como Brasil, Argentina, Paraguay y Uruguay con Chile y Bolivia como miembros asociados.

En Trinidad y Tobago también se han presentado importantes avances en el mercado de gas. En Julio de 2000 se inició entregas de Gas Natural Licuado a Puerto Rico principalmente para la generación de energía, también se piensa en la venta de Gas Natural Licuado a República Dominicana.

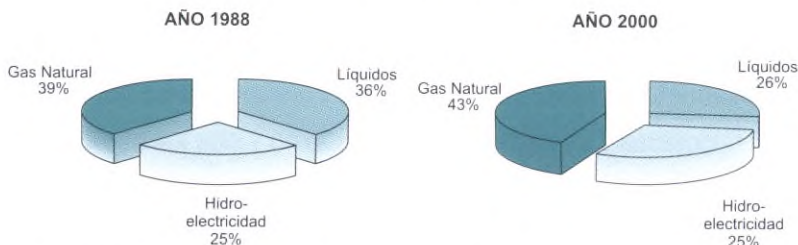
### 2.3.3. Venezuela, Perú, Ecuador, Panamá, Costa Rica<sup>3</sup> y Bolivia

#### Venezuela

**Energía Primaria:** En el periodo 1998 - 2000, el consumo total de energía primaria se incrementó a una tasa promedio anual de 2.9%, al pasar de 783 KBPED a 1,103 KBPED.

Tanto el gas como la hidroelectricidad aumentaron su cuota de participación en la matriz de energía primaria, desplazando ligeramente a los líquidos. Sin embargo, el actual plan de desarrollo de la hidroelectricidad está alcanzando su máxima potencia, mientras que los proyectos asociados al gas se encuentran en pleno desarrollo.

#### MATRIZ DE ENERGIA PRIMARIA EN VENEZUELA



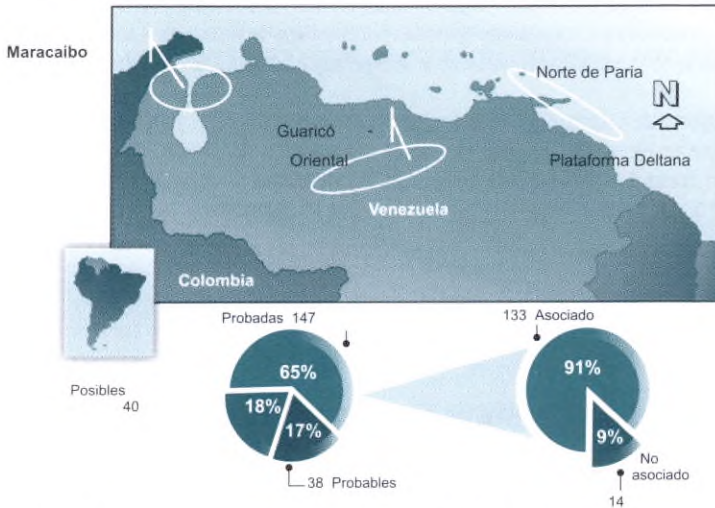
Fuente: Estudio "Posibilidades de Interconexión Gasífera Colombia - Venezuela. Unidad de Planeación Minero Energética y Ministerio de Energía y Minas de Venezuela. Mayo de 2002.

**Reservas:** Para el año 2000 las reservas de gas natural alcanzaron los 227 TPC; de éstas, 147 TPC correspondieron a reservas probadas, compuestas en un 91% por gas asociado a crudo y el 9% restante por gas libre.

Las reservas de gas natural están localizadas principalmente en tres cuencas petrolíferas. Las dos regiones más grandes son Maracaibo (en la Cuenca del Lago) y la Oriental Guaricó - Oriente (en la Cuenca de Venezuela Oriental), con el 23% y el 68% respectivamente de las reservas totales. La región Cariaco - Paria contiene un 9% de las reservas de gas.

<sup>3</sup> Estudio "Posibilidades de Interconexión Gasífera Colombia - Venezuela. Unidad de Planeación Minero Energética y Ministerio de Energía y Minas de Venezuela. Mayo de 2002.

## DISTRIBUCIÓN RESERVAS DE GAS NATURAL EN VENEZUELA



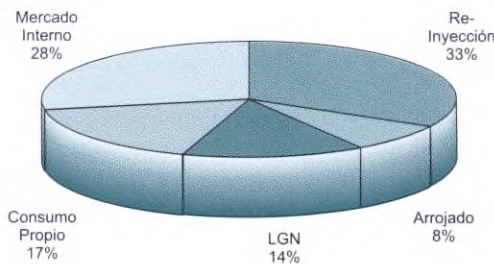
Fuente: Estudio "Posibilidades de Interconexión Gasífera Colombia - Venezuela. Unidad de Planeación Minero Energética y Ministerio de Energía y Minas de Venezuela. Mayo de 2002.

**Producción y Consumo:** La producción neta de gas natural, entendido como el gas producido menos el reinyectado, alcanzó en el año 2000 un nivel promedio de 1,464 GPC (4.01 GPCD).

Alrededor del 72% (7,570 GPC) del gas natural producido fue utilizado por el sector petrolero, en reinyección para recuperación de crudo, como consumo, como combustible para plantas compresoras, y en la producción de líquidos del gas natural.

El 28% restante (615.6 GPC) fue dispuesto para el mercado interno. El crecimiento del consumo interno de gas natural en el periodo 1986 - 2000 ocurrió a una tasa promedio interanual del 3.21%, siendo los principales consumidores el sector eléctrico, el siderúrgico y el petroquímico, con una participación del 73%.

## USOS DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA



El consumo propio se refiere al gas destinado al consumo en el desarrollo de las operaciones propias de la empresa productora y transportadora.

LGN: Líquidos del gas natural.

Fuente: Estudio "Posibilidades de Interconexión Gasífera Colombia - Venezuela. Unidad de Planeación Minero Energética y Ministerio de Energía y Minas de Venezuela. Mayo de 2002.

**Red de Transporte de Gas Natural:** La red de transporte de gas natural existente en Venezuela tiene una longitud total de 3,857 Km. y está dividida en dos subsistemas principales, Centro-Oriental y Occidental, los cuales son totalmente operados por Petróleos de Venezuela S.A. Gas. Actualmente, dichos sistemas no se encuentran conectados, pero se espera que hacia el año 2005 finalice esta interconexión.

Dicho proyecto de interconexión de los sistemas Centro Oriental y Occidental, que se encuentra actualmente en ejecución, consiste en enlazar los sistemas de transporte desde Morón (Estado de Carabobo), hasta Río Seco (Estado de Falcón). El volumen a manejar en esta conexión será de 450 MPCD.

Para el desarrollo de la interconexión entre los sistemas, se estima una inversión entre 800 y 1,000 MUSS. La puesta en operación de la interconexión entre ambos sistemas de gasoductos se encuentra en el plan de negocios que Petróleos de Venezuela S.A. ha desarrollado para el periodo que culmina en el 2006.

### RED DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL EXISTENTE EN VENEZUELA



Fuente: Estudio "Posibilidades de Interconexión Gasífera Colombia - Venezuela. Unidad de Planeación Minero Energética y Ministerio de Energía y Minas de Venezuela. Mayo de 2002.

Finalmente, el Ente Nacional de Gas, Enagas, está estudiando esquemas de negocios con participación privada para la construcción y operación de los sistemas de transporte de gas, específicamente para el Sistema Anaco - José y el Sistema de Transporte de Gas a la Isla de Margarita, todos estos proyectos enmarcados dentro del Plan Nacional de Gas y en concordancia con el Plan de la Nación.

## Perú

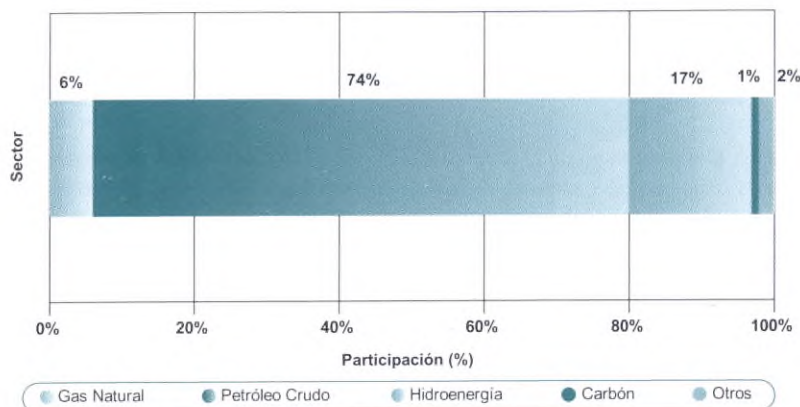
**Energía Primaria:** En la matriz de energía primaria, el consumo de crudo sigue siendo predominante, representando hasta un 74% del consumo nacional, las nuevas inversiones se han orientado principalmente hacia proyectos de desarrollo de centrales térmicas, y desde 1997 se cuenta, aunque en pequeña escala, con centrales a gas natural, es así, como para el año 2000 el consumo de gas natural alcanzó el 6% (678,330 TEP).

Así mismo, empresas como Enersur han concretado recientemente inversiones en centrales con carbón, como combustible primario. La componente de generación de electricidad utilizando gas natural comenzará a ser importante a partir del año 2004, con la disponibilidad de recursos gasíferos de Camisea,



esperándose un impacto importante en la participación de cada uno de los combustibles en el parque de generación peruano.

### DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA EN PERÚ - AÑO 2000



Fuente: Estudio "Posibilidades de Interconexión Gasífera Colombia - Venezuela. Unidad de Planeación Minero Energética y Ministerio de Energía y Minas de Venezuela. Mayo de 2002.

**Reservas:** Para el año 2000 se contabilizaron reservas por 28.8 TPC, de las cuales 8.6 TPC corresponden a reservas probadas, 7.4 TPC a probables y 12.7 TPC a las posibles.

### RESERVAS DE GAS NATURAL AÑO 2000 (TPC)

Descripción	Probadas Desarrolladas	Total Probadas	Probadas + Probables	Probadas + Probables + Posibles
Costa	0.131	0.151	0.860	1.483
Zócalo	0.067	0.112	0.494	3.683
Selva	0.284	8.392	13.668	17.535
No Operadas	0.000	0.000	1.061	6.125
<b>Total</b>	<b>0.482</b>	<b>8.655</b>	<b>16.083</b>	<b>28.825</b>

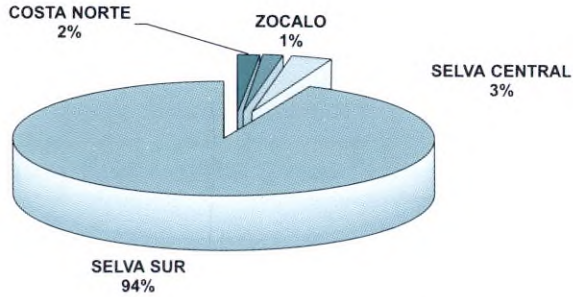
Fuente: Estudio "Posibilidades de Interconexión Gasífera Colombia - Venezuela. Unidad de Planeación Minero Energética y Ministerio de Energía y Minas de Venezuela. Mayo de 2002.

El 94% de las reservas probadas se encuentran ubicadas en la región de la Selva Sur, en donde se ubica el yacimiento de Camisea, con reservas probadas de alrededor 8.1 TPC y 567 MB de líquidos. Recientemente, dicho yacimiento fue adjudicado para su explotación a la empresa Pluspetrol.

El yacimiento de gas natural de Aguaytía, ubicado en la región central de Perú, fue el primero en ser desarrollado comercialmente en éste país. Existe un gasoducto que transporta el gas desde el yacimiento hasta una central térmica de 160 MW que está ubicada en la ciudad de Aguaytía.

Para los yacimientos en la región de la Costa, la mayoría del gas está asociado al petróleo y la tasa de producción de gas fluctúa dependiendo de las características de cada yacimiento.

### DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL



Fuente: Estudio "Posibilidades de Interconexión Gasífera Colombia - Venezuela. Unidad de Planeación Minero Energética y Ministerio de Energía y Minas de Venezuela. Mayo de 2002.

La explotación de los yacimientos de gas natural se enmarca en el Plan Nacional que tiene como objetivo incrementar la producción a nivel nacional en el corto plazo, tomando como base: Aguaytía, Costa y el desarrollo del Área de Camisea (en el año 2004).

### UBICACIÓN DE LOS PRINCIPALES YACIMIENTOS DE GAS EN EL PERÚ



Fuente: Estudio "Posibilidades de Interconexión Gasífera Colombia - Venezuela. Unidad de Planeación Minero Energética y Ministerio de Energía y Minas de Venezuela. Mayo de 2002.

**Producción y Consumo:** Para el año 2000 la producción fiscalizada de gas fue de 12.2 GPCD, de los cuales corresponden 3.7 GPCD a región de la Costa Norte, 5.1 GPCD a la región de Zócalo y los 3.3 GPCD restantes a la región de la Selva Sur.

El consumo de gas natural en el Perú en el año 2000 estuvo alrededor de los 690 MPC (1.9 MPCD). Actualmente, en el área de Talara se ha iniciado la penetración del gas natural como combustible primario en la industria y en la generación eléctrica; y se espera una reducción en el consumo de Diesel de numerosas centrales térmicas, debido a la conversión de las plantas o a la instalación de unidades más eficientes, basadas en el uso del gas natural.

En el área de Aguaytía se emplea el gas natural como combustible primario de generación eléctrica, así como combustible para las operaciones internas de Aguaytía Energy / Maple. En términos globales el gas natural de Aguaytía dio lugar al reemplazo de derivados del petróleo en el año 2001.

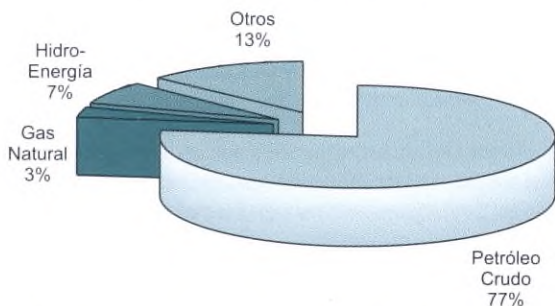
**Red de Transporte de Gas Natural:** En el Perú, el sistema de transporte no está muy desarrollado ya que en la actualidad sólo cuenta con una red de oleoductos en el norte del país para el transporte de crudo y del gas asociado, por lo tanto se requerirá de la construcción de una red de gasoductos para el desarrollo del mercado de gas natural

## Ecuador

**Energía Primaria:** En el pasado reciente, el gas natural no fue utilizado como combustible primario en Ecuador. Sin embargo, satisfacía indirectamente parte de las necesidades de energía como insumo de la producción de gas licuado (GLP) que se suma al proveniente de las refineries de petróleo y al de origen.

Sin embargo, esta situación está cambiando, ya durante el año 1999, la participación del gas en la distribución del consumo de energía se incrementó hasta alcanzar el 3% de la participación, una vez deducida la energía no utilizada (gas natural venteado y reinyectado), esto fue consecuencia de la reducción en el uso de la leña, por su efecto negativo en la deforestación. Sin embargo, el consumo de petróleo sigue siendo predominante, representando hasta un 77% del consumo nacional una vez deducida la exportación. La enorme preponderancia del petróleo en la oferta de energía indica la conveniencia de la diversificación, en la búsqueda de reducción de costos y flexibilidad en el suministro de energía al país.

### MATRIZ DE ENERGÍA PRIMARIA



Fuente: Estudio "Posibilidades de Interconexión Gasífera Colombia - Venezuela. Unidad de Planeación Minero Energética y Ministerio de Energía y Minas de Venezuela. Mayo de 2002.

**Reservas:** Las reservas probadas remanentes al 31 de Diciembre de 1999, de los campos en producción, ascienden a 543.3 GPC (31.2% de las reservas. El 67.5% se concentran en los yacimientos en tierra).

Las reservas probadas del Campo Amistad, situado en el Golfo de Guayaquil, fueron de 280 GPC, en 1999, pero a mediados del año 2000 ya se calculaban en 310 GPC. Las reservas de gas del Golfo no parecen ser suficientes para abastecer el mercado ecuatoriano y la eventualidad de suministro con gas del Oriente no parece rentable, por los altos costos de captación del gas de ese origen.

Las cantidades limitadas de producción no harían económico recolectarlo de campos apartados entre sí, en cantidades suficientes para transportarlo a Quito u otros centros de consumo. La posibilidad de incrementar la producción también parece limitada por la vocación de las cuencas hacia crudos pesados y sin casquetes de gas natural libre.

Con las reservas actuales, pequeñas y dispersas, el potencial de uso del gas natural asociado de la región amazónica, hacia el futuro, estará limitado a usos en boca de pozo o de carácter regional, orientados a la extracción de líquidos o generación eléctrica de pequeña magnitud.

### UBICACIÓN PRINCIPALES YACIMIENTOS DE GAS



Fuente: Estudio "Posibilidades de Interconexión Gasífera Colombia - Venezuela. Unidad de Planeación Minero Energética y Ministerio de Energía y Minas de Venezuela. Mayo de 2002.

En la Región Oriental, de acuerdo con la configuración geológica de las cuencas de la región amazónica, no deben esperarse descubrimientos importantes de gas natural y la orientación comercial se inclinaría por los crudos pesados con baja concentración de gas asociado.

**Producción y Consumo:** La producción total de gas natural en 1999 ascendió a 51,594 MPC de los cuales el 98.3% provinieron de la región Oriental en forma de gas asociado y 1.7% de la península de Santa Elena. La mayoría del gas asociado es reinyectado o venteado y el resto se destina para producir gas licuado.

En Ecuador no existe actualmente una demanda final de gas natural. El único componente del gas que se utiliza en la actualidad forma parte del insumo para la producción de GLP.

**Red de Transporte de Gas Natural:** Ecuador no posee una red de ductos para el transporte de gas. Sin embargo, cuenta con una red de poliductos y otra de oleoductos.

## Bolivia

Las reservas probadas al 1º de Enero de 2001 fueron de 23.84 TPC y las probables fueron de 22.99 TPC, incrementándose en un 45.4% con respecto a las mismas reservas probadas y probables del año 2000, las reservas posibles al 1º de Enero de 2001 fueron 23.18 TPC.

Por departamento, para las reservas probadas más probables se tiene una distribución de la siguiente forma: El departamento de Tarija tiene un 85.9% de las reservas, Santa Cruz 10.3%, Cochabamba 2.3% y Chuquisaca 1.5%.

En cuanto a la red de gasoductos en Bolivia se tiene un total de 3,450 Km. de los cuales 3,042 Km. se encuentran en operación y construidos, 408 Km. se encuentran proyectados.

En Febrero de 1999, Brasil y Bolivia inauguraron la primera etapa del gasoducto de 3,150 Km. y 30 Millones de metros cúbicos día de capacidad nominal. En Julio de ese mismo año entró en operación el primer tramo del gasoducto perteneciente a la empresa Gas Trans Boliviano (GTB), el cual une Santa Cruz de la Sierra en Bolivia y Campinas en Brasil. Concluyó también la construcción del segundo tramo del gasoducto que une Campinas y Porto Alegre.

## Panamá y Costa Rica

**Sector Energético:** Con excepción de Guatemala, que tiene producción de petróleo y gas, los países centroamericanos son importadores netos de energía, principalmente petróleo y sus derivados. Las fuentes de energía primaria de estos países se restringe a hidroenergía, leña y residuos vegetales. La estructura de consumo final muestra una preponderancia de los derivados del petróleo (57% Panamá y 67% Costa Rica), que se utilizan casi en su totalidad por los sectores productivos y de servicios.

En ambos países, el mayor consumidor es el transporte (gasolinas y diesel); no obstante, hay diferencias en cuanto al peso del sector industrial en relación con el residencial. En efecto, en Costa Rica, el sector manufacturero, importante en la economía, supera ampliamente al sector residencial, mientras que en Panamá, el peso de la industria es modesto frente al consumo doméstico.

Costa Rica tiene un consumo importante de electricidad (21%), mientras que en Panamá la participación alcanza el 17%. Este comportamiento se deriva de los índices de electrificación (Panamá 68%, Costa Rica 95%). Con respecto al consumo de leña, en Costa Rica representa el 2% sobre el consumo final de energía, y en Panamá el 21%.

El mercado de gas natural de estos dos países dependerá de las políticas públicas que establezcan los países para la sustitución de la energía primaria que se utiliza en la actualidad.

### 2.3.4. Tendencias Mundiales del Gas Natural (Usos, Desarrollos Tecnológicos)

En estos últimos años se le ha dado un gran impulso a la actividad gasífera en el mundo.

Por ejemplo, en América Latina en el año 1999 se puso en marcha la construcción de una serie de gasoductos, plantas de producción de gas natural y generación de electricidad, como el gasoducto Brasil-

Bolivia de 3,150 Km.; también inició su operación el gasoducto Gas Atacama que une Argentina y Chile; en Noviembre de 1999 se inició la construcción del gasoducto Argentina- Brasil de 990 Km.; en Brasil se continuó con el proyecto de gas natural de Urucu para generación termoelectrica; también desde abril de 1999 Trinidad y Tobago exporta gas natural licuado a España y Estados Unidos.

A nivel de GNV también se han dado grandes impulsos en estos años. Por ejemplo en Estados Unidos entre 1996 y 2000 se ha aumentado el número de vehículos a gas de 40,000 a 80,000; Argentina en el año 2000 tenía 450,000 vehículos convertidos a gas y 700 estaciones de servicio en todo el país; Italia con un programa que lleva cerca de 50 años tiene cerca de 320,000 vehículos y 350 estaciones de servicio. Alemania presenta cerca de 5,500 vehículos convertidos a gas y 100 estaciones de servicio; en Canadá se ha estado implementando un programa de sustitución del parque automotor por vehículos con combustibles alternativos y se espera que para el año 2005 se alcancen los 300,000 vehículos funcionando con gas natural; la China para el 2000 tenía 6,000 vehículos con 70 estaciones de servicio; Nueva Zelandia disponía para el año 2000 de 100 estaciones de servicio y 25,000 vehículos convertidos a gas.

### 3. ENTORNO NACIONAL

El presente capítulo muestra el comportamiento histórico de la economía colombiana a través de los principales indicadores (PIB, inflación, tasa de desempleo, exportaciones e importaciones, devaluación y reservas internacionales).

De otro lado, se presenta el papel del gas natural dentro de la matriz energética del país; y finalmente aspectos de legislación en materia de exploración y producción de gas natural; reservas, producción, suministro y consumo de dicho energético.

#### 3.1. ECONOMÍA Y ENERGÍA

##### 3.1.1. Principales Indicadores Económicos

En términos generales, el desempeño de la economía durante el año 2001 registró una pérdida de crecimiento frente a lo sucedido en el 2000. Sin embargo, se continuó con una inflación controlada y la tasa de desempleo disminuyó en diciembre de 2001, aunque sigue siendo alta.

#### INDICADORES ECONÓMICOS

Indicador Económico	1997	1998	1999	2000	2001	2002 (2)
Crecimiento PIB (%)	3.4	0.5	-4.3	2.8	1.6	0.5
Inflación (%)	17.7	16.7	9.2	8.8	7.6	5.3
Tasa de desempleo (1)	12.0	15.6	18.1	19.4	13.5 (1)	15.6
Crecimiento Exportaciones (%)	8.5	-5.9	6.5	12.7	-6.3	-3.08
Crecimiento Importaciones (%)	12.5	-4.8	-27.2	7.9	11.4	-6.10
Tasa cambio promedio año (Pesos/Dólar)	1,141	1,426	1,757	2,088	2,300	2,421
Reservas Internacionales (Millones de US\$)	10,119	9,107	8,402	8,428	10,245	10,731

(1) Total Nacional de Diciembre de 2001.

(2) PIB (al primer trimestre de 2002); Inflación (A septiembre de 2002); Tasa de desempleo (del mes de Julio de 2002); Crecimiento Exportaciones (variación de enero a julio de 2002/2001); Crecimiento Importaciones (variación de enero a julio de 2002/2001); Tasa de cambio promedio año (al 4 de octubre de 2002) Reservas Internacionales (al 30 de Septiembre de 2002).

Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas. Banco de la República. Departamento Nacional de Planeación. Departamento de Impuestos y Aduanas Nacionales.

## INDICADORES DE EXPORTACIONES

Millones De US\$	2000	2001	2002 (1)	Variación 2001/2000 (%)
<b>Exportaciones Tradicionales</b>	6,947	5,463	2,968	-21.36%
Petróleo y Derivados	4,775	3,285	1,821	-31.20%
Café / Carbón / Ferroniquel	2,171	2,178	1,147	0.32%
<b>Exportaciones No Tradicionales</b>	6,211	6,838	3,935	10.09%
<b>Total Exportaciones</b>	<b>13,158</b>	<b>12,301</b>	<b>6,903</b>	<b>-6.51%</b>

## INDICADORES DE IMPORTACIONES

Millones De US\$	2000	2001	2002 (1)	Variación 2001/2000 (%)
Bienes de Consumo	2,223	2,591	1,530	16.55%
Bienes Intermedios	5,893	5,784	3,342	-1.85%
Bienes de Capital	3,625	4,442	2,248	22.54%
Bienes No Calificados	16	4	3	-75.0%
<b>Total Importaciones</b>	<b>11,757</b>	<b>12,821</b>	<b>7,124</b>	<b>9.05%</b>

(1) Todos los datos a Julio de 2002.

Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas. Banco de la República. Departamento Nacional de Planeación. Departamento de Impuestos y Aduanas Nacionales.

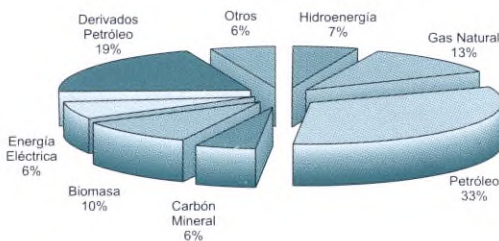
Las exportaciones tradicionales disminuyeron un 21,36% durante el año 2001, debido principalmente a que las exportaciones de hidrocarburos cayeron 33,2%, como resultado de la reducción tanto del precio externo como de la cantidad exportada. Las exportaciones no tradicionales se incrementaron 10,09%.

El crecimiento de las importaciones se originó principalmente por las mayores compras de bienes de capital (22,54%), así como las importaciones de bienes de consumo (16,55%).

### 3.1.2. Matriz Energética

El consumo total de energía en el año 2001 fue 483,216 Teracalorías. La matriz energética para el año ese mismo año, muestra al petróleo como el energético de mayor consumo, 31,7% (153,383 Teracalorías) sobre el total nacional, seguido los derivados del petróleo y el gas natural, cuyos consumos fueron 93,326 Teracalorías y 64,186 Teracalorías, respectivamente.

#### MATRIZ ENERGÉTICA 2001



Biomasa incluye leña, bagazo y recuperados.

Derivados del petróleo incluye gas de refinería, gasolina motor, kerosene, diesel oil y fuel oil.

Fuente: Balance Energético. Unidad de Planeación Minero Energética.



## 3.2. SITUACIÓN EN EL “UPSTREAM”

### 3.2.1. Generalidades

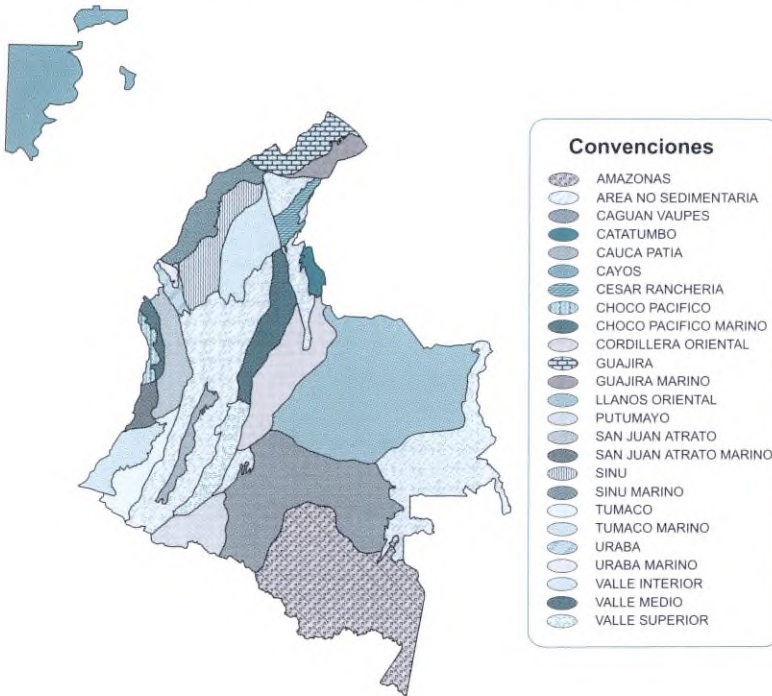
En Colombia, el potencial de hidrocarburos está localizado en 18 cuencas sedimentarias que cubren alrededor de 1,036,400 Kms<sup>2</sup>, de las cuales 7 tienen producción comercial. El área total bajo exploración y producción es de alrededor 200,200 Kms<sup>2</sup>, lo que significa que alrededor del 18% del área sedimentaria del país está disponible para ser contratado bajo los esquemas actuales de contratación.

Con base en los niveles de las actividades de exploración y producción, las cuencas sedimentarias colombianas pueden ser clasificadas dentro de 2 grandes grupos: Cuencas con producción y Cuencas sin producción.

En el primer grupo se encuentran las cuencas: Valle Superior, Medio e Inferior del Magdalena, Llanos Orientales, Putumayo, Catatumbo y Guajira, con un muy buen conocimiento geológico, geofísico y técnico.

Dentro de las cuencas sin producción se encuentran: Sinú, Urabá, Cesar - Ranchería, Caguán, Vaupés, Cauca, Chocó, Pacífico, Tumaco, Cayos y Amazonas, que corresponden a áreas con un menor grado de información geológica y geofísica disponible, en las cuales no se han descubierto hidrocarburos a nivel comercial.

**MAPA DE CUENCAS SEDIMENTARIAS DE COLOMBIA**



Fuente: Sistema de Información Georeferenciado. Unidad de Planeación Minero Energética.

De los 96 TPC de gas natural que corresponden a las reservas potenciales, el 56%, es decir alrededor de 54 TPC, están ubicados entre las cuencas de los Llanos Orientales, Valles Superior, Medio e Inferior del Magdalena, del Putumayo y la Guajira, en la proporción en la que muestra el siguiente gráfico. Los 42 TPC restantes de gas natural se distribuyen en las cuencas que no se encuentran actualmente en producción

A continuación se presentan ciertas características de algunas de las cuencas sedimentarias de Colombia.

### GENERALIDADES DE ALGUNAS CUENCAS SEDIMENTARIAS

Cuenca	Extensión (Km <sup>2</sup> ) /Sísmica (Km)	Pozos Exploratorios A3 Perforados (1) / Campos de Producción Descubiertos	Principales Campos Productores de Gas Natural y Crudo Descubiertos
Guajira	12,600 Km <sup>2</sup> <i>Onshore</i> y 36,450 Km <sup>2</sup> <i>Offshore</i> / 28,500 Km de sísmica	35 pozos A3 / 3 Campos descubiertos	Ballena, Chuchupa, Riohacha
Llanos Orientales	207,600 Km <sup>2</sup> / 95,600 Km de sísmica	243 pozos A3 / 64 campos descubiertos	Caño Limón, Cusiana, Castila, Morichal, Trinidad, Rubiales
Valle Medio del Magdalena	32,100 Km <sup>2</sup> / 23,250 Km de sísmica	296 pozos A3 / 43 campos descubiertos	Palagua, Velásquez, Cantagallo, Provincia, Payoa, Opón, La Cira, Infantas
Valle Inferior del Magdalena	41,600 Km <sup>2</sup> / 20,300 Km de sísmica	117 pozos A3 / 12 campos descubiertos	Cicuco, Boquete, El Difícil, Ayombe
Sinú	38,350 Km <sup>2</sup> <i>Onshore</i> y 32,460 Km <sup>2</sup> <i>Offshore</i> / 38,507 Km de sísmica	44 pozos A3 / ningún campo descubierto	
Cordillera Oriental	52,750 Km <sup>2</sup> / 2,250 Km de sísmica	10 pozos A3 / ningún campo descubierto	
Cayos	75,850 Km <sup>2</sup> <i>Offshore</i> / 6,000 Km de sísmica	2 pozos A3 / ningún campo descubierto	
Urabá	7,150 Km <sup>2</sup> <i>Onshore</i> y 2,740 Km <sup>2</sup> <i>Offshore</i> / 3,070 Km de sísmica	6 pozos A3 / ningún campo descubierto	

(1) Clasificación Lahee. A-3 Pozo perforado cuyo objetivo es explorar un nuevo campo o una nueva estructura en un sector nunca antes productor ni explotado.

Fuente: ECOPEPETROL

### 3.2.2. Modificaciones a la Legislación

El 4 de Octubre de 2000 mediante la Ley 619, se adoptó un nuevo régimen de regalías variables por la explotación de hidrocarburos, sobre el valor de la producción en boca de pozo. Además adoptó un cambio en la equivalencia del barril de petróleo dependiendo de si la explotación se realizaba en tierra firme ó costa afuera.

Sin embargo, hacia mediados del año 2001 la Corte Constitucional declaró inexecutable la mencionada Ley, alegando que cuando a un proyecto de ley se le cambia su unidad de materia, debe ser nuevamente discutido por las Cámaras legislativas. Es decir, las modificaciones hechas a la Ley de Regalías en el

Senado debieron ser discutidas nuevamente en la Cámara de Representantes, tanto en la Comisión como en la Plenaria. Dado lo anterior, la Corte le dio un año de plazo al Gobierno para que presentara un nuevo proyecto.

Es así como el 23 de Julio de 2002 fue aprobada la Ley 756.

### RÉGIMEN DE REGALÍAS VARIABLES SEGÚN LEY 756 DE 2002

Producción Diaria Promedio Mes (KBPD)	Porcentaje de Regalía (%)
Igual o Menor ( $\leq$ ) a 5 KBPD	8%
Mayor ( $>$ ) a 5 KBPD e Inferior o Igual ( $<$ a 125 KBPD	$X\% = 8 + (\text{Producción KBPD} - 5 \text{ KBPD}) \cdot (0.10)$
Mayor ( $>$ ) 125 KBPD e Inferior o Igual ( $\leq$ ) a 400 KBPD	20%
Mayor ( $>$ ) 400 KBPD e Inferior o Igual ( $\leq$ ) a 600 KBPD	$Y\% = 20 + (\text{Producción KBPD} - 400 \text{ KBPD}) \cdot (0.025)$
Mayor ( $>$ ) a 600 KBPD	25%

Fuente: Ley 756 de 2002 Publicada en el Diario Oficial No. 44878.

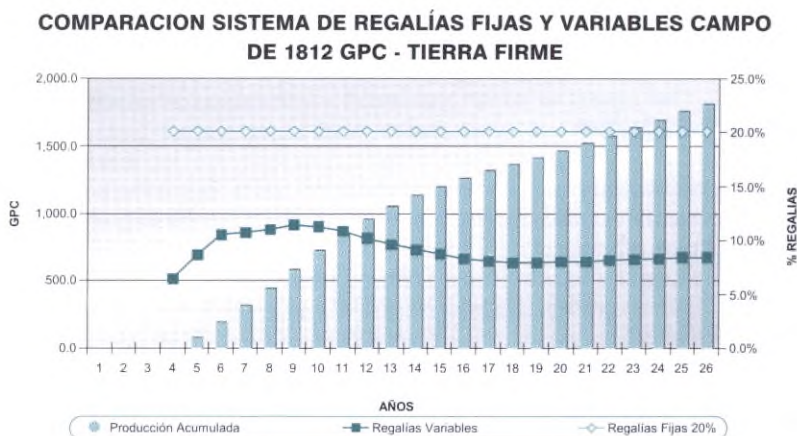
Para el cálculo de las regalías aplicables a la explotación de hidrocarburos gaseosos, se aplicará la siguiente equivalencia: Un (1) barril de petróleo equivale a 5,700 pies cúbicos de gas.

El régimen de regalías para proyectos de explotación de gas quedará así:

Para campos ubicados en tierra firme y costa fuera a una profundidad inferior o igual a 1,000 pies, se aplicará el 80% de las regalías equivalentes para la explotación de crudo;

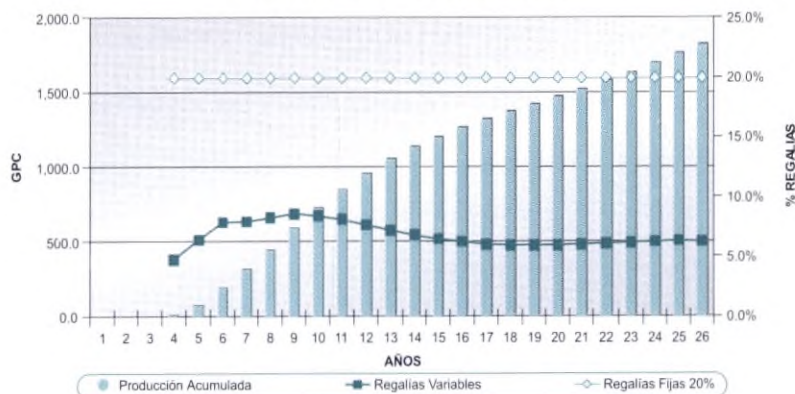
Para campos ubicados en costa afuera a una profundidad superior a 1,000 pies se aplicará una regalía del 60% de las regalías equivalentes a la explotación de crudo.

A continuación se muestra la comparación entre el régimen de regalías fijas de 20% y de variables de acuerdo a la ley 756/2002, y que muestra las bondades del nuevo régimen de regalías que se espera impulse los proyectos de exploración y producción tanto de gas natural como de petróleo.



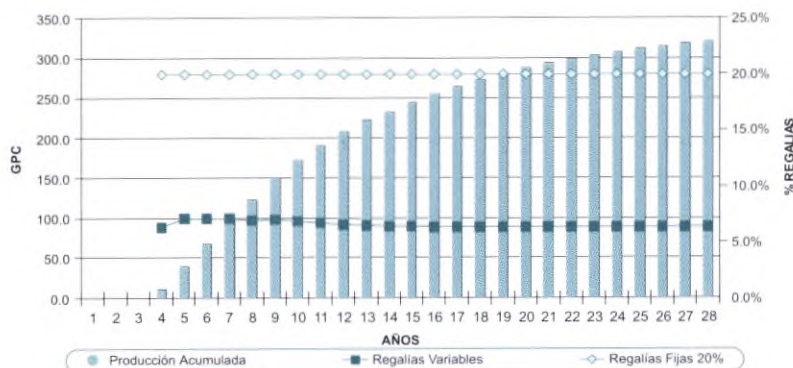
Cálculos: Unidad de Planeación Minero Energética.

### COMPARACION SISTEMA DE REGALÍAS FIJAS Y VARIABLES CAMPO DE 1812 GPC - COSTA AFUERA



Cálculos: Unidad de Planeación Minero Energética.

### COMPARACION SISTEMA DE REGALÍAS FIJAS Y VARIABLES CAMPO DE 319 GPC - TIERRA FIRME



Cálculos: Unidad de Planeación Minero Energética.

### 3.2.3. Exploración

El Gobierno Nacional durante el primer semestre del año 1999, con el objetivo final de incrementar la exploración y producción de crudo y gas en el país, estableció una serie de cambios sobre el sistema de contratación petrolero colombiano.

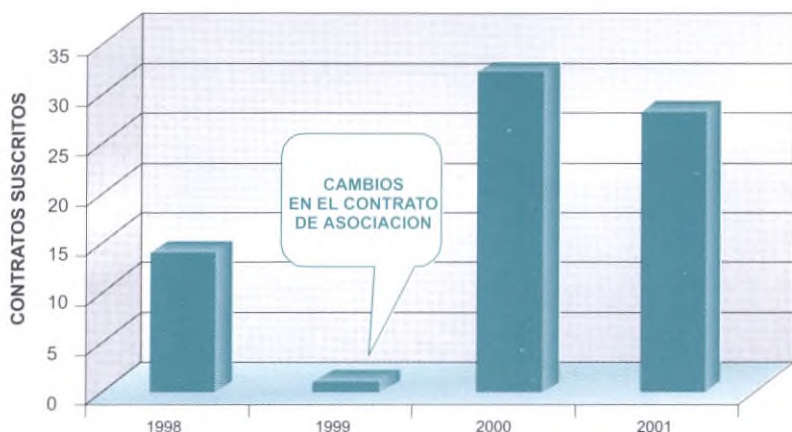
Como resultado de dichos cambios, se impulsó la actividad exploratoria en Colombia, reflejándose en los siguientes hechos:

Se adjudicaron aproximadamente 3,400,000 hectáreas en el año 2000 y en el 2001 alrededor de 6,000,000 de hectáreas que permanecían inactivas, para que las compañías Asociadas desarrollen actividad exploratoria.

En el año 2001 se perforaron 13 pozos exploratorios A3 y se dio inicio a 5 más, entre los que se encuentran prospectos como Capachos, Iskana y Dindal Profundo, que hacen parte del paquete de 14 proyectos de alto impacto que tiene definidos Ecopetrol y sus asociadas por cuanto podrían albergar reservas entre 200 y 900 millones de barriles cada uno. Mientras que en el año 2000 se perforaron 16 pozos exploratorios clasificados como A3.

A diferencia de 1999 cuando se suscribió un (1) sólo contrato, durante el año 2000 se alcanzaron los 32 contratos, y en el 2001 un número de 28 contratos.

#### CONTRATOS PETROLEROS SUSCRITOS 1998 - 2001



En lo que va corrido del año 2002 (al mes de Agosto), se contabilizan siete contratos de asociación suscritos.

Fuente: Empresa Colombiana de Petróleos.

Con respecto a las expectativas de descubrimientos de gas natural, hay que anotar que la exploración en las cuencas que actualmente presentan producción y que se consideran tienen un alto potencial de gas, como son la Guajira, los Llanos Orientales, los Valles Inferior y del Magdalena Medio, se incrementará a raíz de la suscripción de los Contratos de Asociación.

Es así, como se reconocen los siguientes contratos suscritos en los últimos años:

**Cuenca de los Llanos Orientales:** Bonito, Bicudo, Sirirí, Niscota, los Cuarzos, los Gavilanes, Caracara, Cocodrilos, Caimanes, Tangara, Mundo Nuevo, Cabaña, Campo Rico, Cóndor, Macaguan, Cóndor, La Cabaña, Campo Rico.

**Cuenca de la Guajira:** Salinas, Río Ranchería, Sinú.

**Cuenca del Valle Inferior del Magdalena:** Canaleta, Peña Alta, Macondo, Mangle, Mochuelo, Guamito.

**Cuenca del Valle del Magdalena Medio y Putumayo:** Colón, Guayacanes, Dindal Profundo, Tambor, Diamante, Guayuyaco, Moquetá A y B.

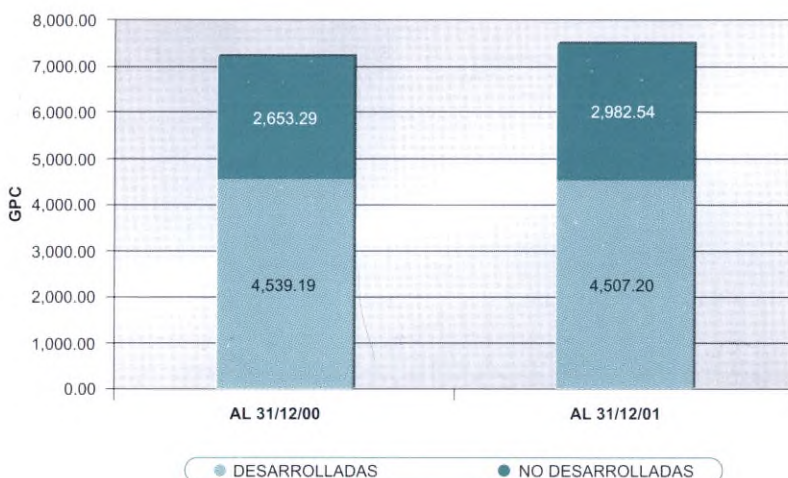
Como se había mencionado en la edición anterior de la Cadena del Gas Natural, con la devolución de las áreas de los contratos Macuira, Nazareth, Los Galeones y Fragata, Ecopetrol dividió en el 2001 la

Costa Caribe en ocho bloques que van desde la Guajira hasta Santa Marta. De esos, en cinco existe una primera opción de contratación, derivada del proceso "Oportunidades E&P en Costa Afuera del Caribe Colombiano", como son Cuisa (1,449,800 Has.), Oca (911,900 Has), Bahía (1,089,900 Has), Aguila (1,461,800 Has), Fuerte (1,257,800 Has).

### 3.2.4. Reservas

Las reservas probadas remanentes de gas, a Diciembre 31 de 2001, ascendieron a 7,489.74 GPC. De estos, sólo 4,507.20 GPC tienen viabilidad concreta de comercialización, es decir existe seguridad sobre su venta futura. Además, existen 2,982.54 GPC de gas que no tienen a la fecha definido un esquema de comercialización.

**RESERVAS PROBADAS REMANENTES DE GAS NATURAL**



Reservas probadas desarrolladas: Son las reservas que se espera sean recobradas por los pozos existentes, utilizando las instalaciones existentes o que requieran gastos adicionales menores. Reservas de recobro mejorado se consideran desarrolladas si los equipos necesarios están instalados o cuando el costo que éste implica es mínimo.

Reservas probadas no desarrolladas: Son aquellas que están localizadas en áreas no desarrolladas considerando que (1) las áreas están directamente relacionadas a pozos que han indicado producción comercial en la formación objetivo, (2) existe certeza razonable de que tales áreas están dentro de los límites probados conocidos de la formación objetivo, (3) las áreas cumplen las regulaciones existentes de espaciamiento de pozos, donde sea aplicable y (4) existe una certeza razonable de que las áreas serán desarrolladas.

Fuente: Empresa Colombiana de Petróleos.

El incremento del 4% en el nivel de reservas para el 2001, estuvo motivado principalmente por la reevaluación de las reservas en Guajira y Cusiana.

El interior del país cuenta con unas reservas de gas natural del orden de 4,765,33 GPC que equivale al 64% del total nacional concentrando el 80% de ellas en la zona del Contrato Santiago de las Atalayas - Tauramena - Río Chitamina. Mientras que la Costa Atlántica participa con el 36% de las reservas probadas, es decir, 2,724.41 GPC, concentrando el 99% de ellas en la zona del Contrato Guajira.

## DISTRIBUCION REGIONAL DE RESERVAS PROBADAS A 31/12/2001 (GPC)

Región	Desarrolladas	No Desarrolladas	Total	Participación Sobre Total Nacional
S.Atalayas -Tauramena-Río Chitamena	1,834.00	1,982.22	3,816.22	50.95%
Piedemonte - Recetor	0.00	600.00	600.00	8.01%
Las Monas	58.20	7.50	65.70	0.88%
Casanare	14.00	24.40	38.40	0.51%
Otros Interior	115.19	129.82	245.01	3.27%
<b>Interior del País</b>	<b>2,021.39</b>	<b>2,743.94</b>	<b>4,765.33</b>	<b>63.62%</b>
Guajira, Guepaje	2,485.81	238.60	2,724.41	36.38%
<b>Costa Atlantica</b>	<b>2,485.81</b>	<b>238.60</b>	<b>2,724.41</b>	<b>36.38%</b>
<b>Total País</b>	<b>4,507.20</b>	<b>2,982.54</b>	<b>7,489.74</b>	<b>100.00%</b>

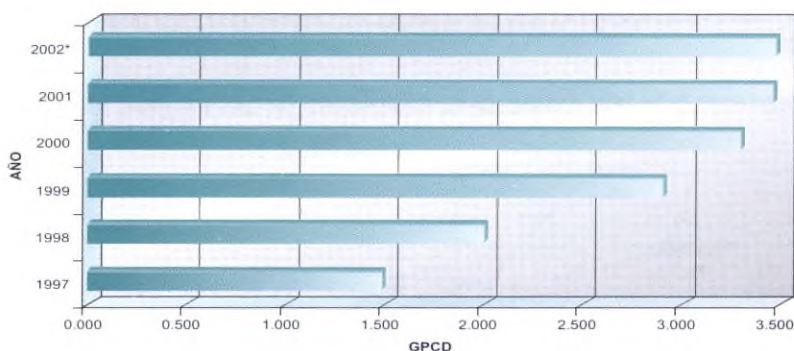
Fuente: Empresa Colombiana de Petróleos.

### 3.2.5. Producción y Suministro

#### Producción Fiscalizada<sup>4</sup>

La producción fiscalizada promedio día de gas natural durante el año 2001 fue un 5% superior con respecto al año inmediatamente anterior, alcanzando los 3.47 GPCD. A junio de 2002 dicha producción contabilizaba un promedio de 3.48 GPCD.

#### PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE GAS NATURAL



2002\*: Producción Fiscalizada al mes de Junio.

Fuente: Sistema de Información Energética, Ministerio de Minas y Energía.

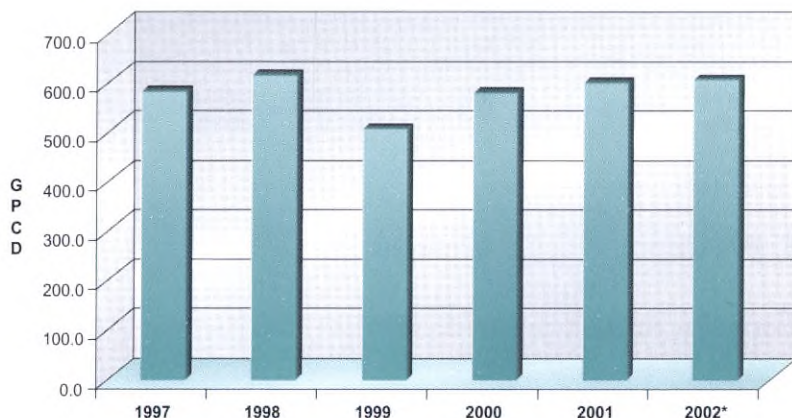
Alrededor del 80% de la producción fiscalizada durante el 2001 provino de los campos Cusiana y Cupiagua (Cuenca de los Llanos Orientales), un 14% de los campos Ballena y Chuchupa (Cuenca de la Guajira), y el 6% restante distribuido en otros campos del país.

<sup>4</sup> La producción fiscalizada de gas natural incluye el gas *lift*, el quemado, el consumido en operaciones de campo, el enviado a planta y el entregado a gasoductos. Mientras que el suministro, que más adelante se muestra hace referencia sólo al gas natural que es entregado a gasoductos.

## Suministro

Con relación al suministro de gas natural, durante el 2001, el promedio estuvo alrededor de los 600.56 MPCD, un 3.8% superior al promedio del año 2000. Durante el primer semestre del año 2002, el suministro se incrementó a 607.1 GPCD.

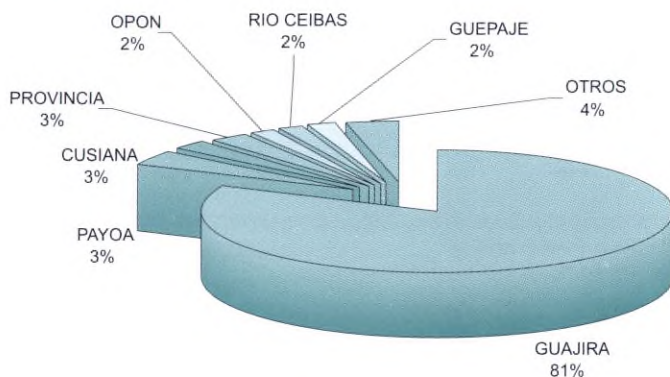
### SUMINISTRO DE GAS NATURAL



2002\*: Suministro al mes de Junio.  
Fuente: Empresa Colombiana de Petróleos.

Durante el 2001, los principales campos que participaron en el suministro de gas natural, fueron Guajira (incluye Ballena, Chuchupa) con un 82%, Payoa con el 3.5%, Cusiana con 17.93 MPCD, es decir, alrededor del 3.0%.

### PARTICIPACIÓN POR CAMPO EN EL SUMINISTRO DE GAS NATURAL AÑO 2001



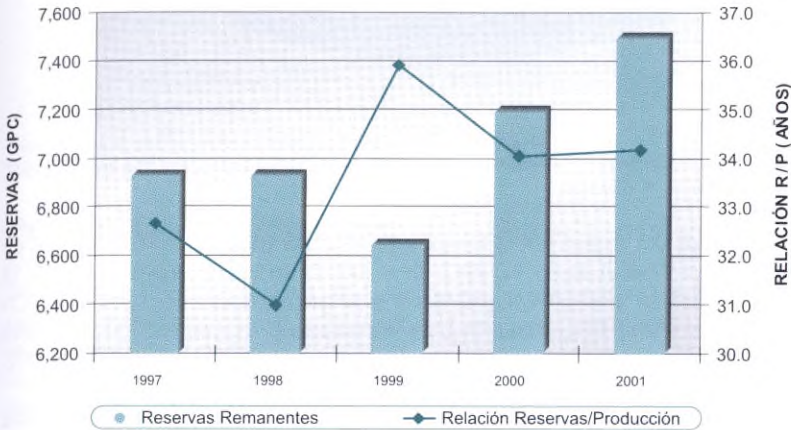
Otros: Incluye los campos de El Centro, Montañuelo, Apiay, Cantagallo, Llanito, Cerrito1, Gas Casanare, Toqui-Toqui.  
Fuente: Empresa Colombiana de Petróleos



### 3.2.6. Relación Reservas/Producción

Considerando las reservas probadas remanentes de gas natural al 31 de diciembre de 2001, y el nivel de suministro para ese mismo año, se encuentra que las Relación Reservas/Producción es algo más de 34 años.

RELACIÓN RESERVAS / PRODUCCIÓN 1997 - 2001



El término producción es aplicado como suministro de gas natural.  
Cálculos: Unidad de Planeación Minero Energética.

## 3.3. SITUACIÓN EN EL “DOWNSTREAM”

### 3.3.1. Demanda

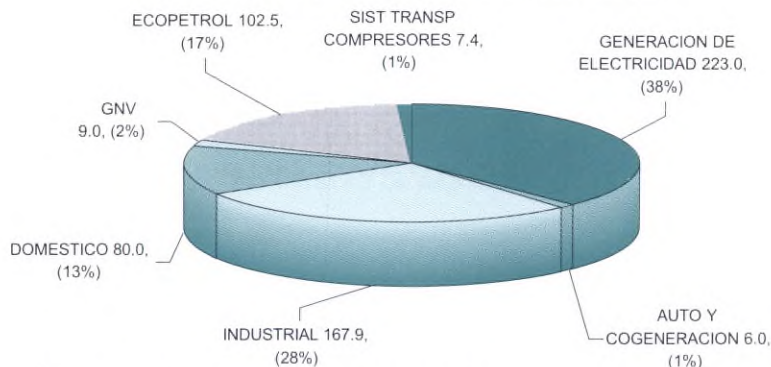
#### Situación Actual

El consumo de gas natural en el año 2001 llegó a los 595.8 MPCD lo que significó un incremento del 3% con respecto a las cifras del año 2000.

Como ha sido característico en los últimos años, el consumo de gas natural en los sectores doméstico e industrial continuaron presentando tendencias crecientes durante el año 2001 como respuesta a la penetración de este energético en el interior del país.

El consumo agregado de los sectores doméstico e industrial creció el 14.2% con respecto a las cifras del 2000, esto debido principalmente a que en el sector doméstico se aumentaron las instalaciones domiciliarias, principalmente en las regiones de Antioquia, Valle del Cauca y Eje Cafetero.

### CONSUMO DE GAS NATURAL AÑO 2001 (MPCD)



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética. Empresa Colombiana de Petróleos.

Elaboro: Unidad de Planeación Minero Energética

Otro sector que presentó una evolución muy favorable fue el sector transporte, ya que se pasó de consumir 7.2 MPCD de GNV en el 2000 a 9.0 MPCD en el 2001, es decir un incremento del 25%. El principal desarrollo del GNV se presentó en Bogotá, donde se pasó de consumir en promedio 0.7 MPCD en el 2000 a 1.7 MPCD en el 2001. De igual manera, el comportamiento del consumo de GNV en la Costa Atlántica fue favorable ya que se pasó de un promedio de 6.4 MPCD en el 2000 a 7.2 MPCD en el 2001.

La evolución creciente del GNV en el país se debe a dos factores: el diferencial de precios con la gasolina motor, especialmente para el caso de la Costa Atlántica y la promoción por parte de los agentes del mercado, especialmente para el caso de Bogotá.

Para el sector de generación de electricidad, el gas natural continuó presentando niveles importantes de consumo debido principalmente a los atentados contra la infraestructura de transmisión de electricidad, en especial la línea de 500 KV que une la Costa con el interior del país. Lo anterior obligó a un mayor despacho del parque de generación de la Costa Atlántica (principalmente térmico a gas). Mientras que el consumo de gas para este sector en el 2000 llegó a 226 MPCD, en el 2001 alcanzó los 223 MPCD.

El consumo de gas natural para generación de electricidad en la Costa Atlántica se mantuvo constante en el 2001 con respecto al año inmediatamente anterior, 204 MPCD. En el interior del país, se pasó de consumir 22 MPCD en el 2000 a 19 MPCD en el 2001.

El sector que presentó una reducción durante el año 2001 en el consumo de gas, fue Ecopetrol (destinado básicamente a los procesos de refinación), que alcanzó el 16% con respecto al año 2000. En términos porcentuales, la mayor disminución se presentó en la refinación de Cartagena con el 21.3% (3 MPCD) y en términos de volumen en la refinación de Barrancabermeja con 17 MPCD (16%). En total Ecopetrol pasó de consumir 122 MPCD en el 2000 a 102 MPCD en el 2001. Para el caso del interior, la principal razón de este decrecimiento obedeció a las restricciones en el transporte desde la Costa Atlántica por efecto de los atentados a la infraestructura de transporte. Para el caso de la refinación de Cartagena la reducción estuvo explicada en los mantenimientos desarrollados en el complejo.

Regionalmente, la costa Atlántica concentró el 59% del consumo total de gas natural. Situación que se refleja en los sectores Eléctrico, Industrial y GNV. En los sectores Doméstico y Ecopetrol son mayores los consumos en el interior del país.

## CONSUMO REGIONAL DE GAS NATURAL AÑO 2001 (MPCD)

Sector	Costa	Interior	Total
Generación de Electricidad	204.3	18.7	223.0
Auto y Cogeneración	2.3	3.7	6.0
Industrial	96.9	71.0	167.9
Doméstico	26.6	53.4	80.0
GNV	7.2	1.8	9.0
Ecopetrol	11.5	91.0	102.5
Compresores	1.9	5.6	7.4
<b>TOTAL</b>	<b>350.6</b>	<b>245.2</b>	<b>595.8</b>

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética. Empresa Colombiana de Petróleos.

Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética

### Proyección de Demanda

Se presenta la proyección de demanda de gas natural realizada por la Unidad a nivel nacional como regional. Para el último caso, las regiones que se manejan son Costa Atlántica e Interior. El periodo de proyección comprende desde el año 2002 hasta el 2015. Esta actualización de la proyección de demanda fue realizada en Marzo de 2002 y recogió los últimos supuestos económicos, de precios, de oferta, del sector eléctrico, entre otros.

El nombre del escenario (Business As Usual) corresponde a aspectos meramente nemotécnicos que permiten una fácil identificación del escenario (de sus supuestos y principales resultados) con respecto a otros ejercicios de proyección y especialmente con respecto al desarrollo del Plan Energético Nacional que actualmente la UPME esta llevando a cabo.

En este escenario se presentan dos series de cifras de demanda de gas natural para el sector eléctrico: una correspondiente al promedio de las 100 series de los resultados del escenario estocástico del modelo de simulación energética del sector eléctrico que utiliza la UPME (MPODE). La otra cifra corresponde al percentil 95 de las 100 series. Los resultados del MPODE fueron obtenidos en marzo del 2002.

### Supuestos del Ejercicio de Proyección de Demanda

Los escenarios de proyección de demanda son determinados básicamente por supuestos de carácter socioeconómico, energético, tarifario, de política y de suministro de energía, entre otros.

De esta forma los supuestos aplicados al ejercicio de proyección de demanda bajo el Escenario Business As Usual son:

#### a) Crecimiento del PIB

- 2002 - 2004, expectativas de crecimiento DNP - Ministerio de Hacienda.
- 2005 - 2015 se mantienen tasas sostenidas del 4.4%, que reflejan la media histórica.

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005 - 2015
PIB	2.8%	1.6%	2.5%	3.2%	4.0%	4.4%

- b) **Expectativas de Crecimiento de la Población**  
De acuerdo al estudio de Proyección de Población 1995 - 2005 del DANE, se tiene que la tasa media de crecimiento anual es de 1.8%. Para el resto del periodo de proyección, la tasa media se mantiene.
- c) **Sector Transporte**  
Se estima un potencial de conversión a GNV de 60000 vehículos en todo el país. (15% vehículos pesados, 85% livianos).
- d) **Sector Industrial**  
Se considera la salida total del crudo de Castilla como energético a partir del 2002. (El consumo de este energético era exclusivo en el sector industrial)
- e) **Sector Refinación**  
Se considera la ampliación de la refinería de Cartagena (Plan Maestro), en 65 KBDC adicionales de carga de crudo a partir del 2005.
- f) **Aspectos Tecnológicos**  
Se mantienen constantes las eficiencias de los procesos de conversión de energía en todos los sectores.
- g) **Proyectos Especiales**  
Exportaciones a Venezuela: 150 MPCD a partir de mediados del 2004 y durante 8 años.
- h) **Precios de los Energéticos**  
En términos generales, para la realización de la proyección de precios de los combustibles se consideró un escenario base de precio internacional del petróleo crudo WTI conforme a las expectativas del mercado.

El escenario de precios de crudo WTI asume un precio promedio en el periodo de análisis de 21 US\$ corrientes / Bl.

Además, la tendencia de la proyección es a que los precios domésticos de los derivados de hidrocarburos tiendan a reflejar el costo de oportunidad internacional y la posibilidad de entrada de nuevos agentes que generen competencia en un entorno de globalización. Es decir, se considera un periodo de transición del sistema de precios regulados al de precios libres, tanto de gas natural como de combustibles líquidos.

A continuación se presenta los supuestos aplicados en la proyección del precio de algunos de los combustibles:

- **Precio del Gas Natural en Boca de Pozo**

Para la realización de la proyección del precio en boca de pozo, se consideraron dos periodos de tiempo: el primero hasta el año 2005, y del 2006 en adelante; teniendo como base lo estipulado en la Resolución Creg 023 de 2000 que estableció en el parágrafo 1º del artículo 3º que a partir del mes de septiembre de 2005 el precio del gas no estará sujeto a tope alguno.

En el periodo que abarca hasta el 2005, se considera la aplicación de la regulación actual, es decir las resoluciones 039 de 1975 y 061 de 1983, además de la Resolución Creg 023/2000 que ratifica las mencionadas anteriormente para la determinación de los precios máximos regulados del gas natural en boca de pozo así:

- Para el gas natural libre producido en los campos de la Guajira, Resolución 039/1975.
- Para el gas natural libre del campo Opón, Resolución 061/1983.

- Para el gas natural asociado producido en Cusiana y Cupiagua: i) El valor fijado por la Resolución 061/83 si la capacidad de las instalaciones para el tratamiento de gas asociado que permite inyectarlo al Sistema Nacional de Transporte - SNT -, es inferior a 110 MPCD; ii) US\$1.10/MBTU, si la capacidad de las instalaciones para el tratamiento de gas asociado que permita inyectarlo al SNT es superior a 110 MPCD e inferior a 180 MPCD; y, iii) Un precio sin sujeción a tope máximo, si la capacidad de las instalaciones para el tratamiento de gas asociado que permita inyectarlo al SNT es superior a 180 MPCD.

De otro lado, y considerando que las fórmulas tarifarias establecidas en las mencionadas resoluciones tienen en cuenta el precio del Fuel Oil de exportación precio FOB colombiano para su actualización semestral, se estableció una relación econométrica, para que el Fuel refleje las variaciones del precio internacional del petróleo crudo,  $PFOCOL = 0.7371 * PWTI - 0.69$

Para el periodo que abarca del 2006 en adelante, se consideró la aplicación de la Resolución 023/2000, que estipuló libertad de precio de gas natural en boca de pozo a partir de septiembre de 2005, el ejercicio consistió en determinar un precio único a nivel nacional mediante el procedimiento denominado netback<sup>5</sup>.

La valoración Netback en boca de pozo permite determinar los límites (inferior y superior) que podría alcanzar el precio del gas natural en boca de pozo para seguir siendo competitivo frente a los combustibles sustitutos, así:

- Límite inferior: El precio del gas en el límite inferior estaría dado por su sustituto más barato, que es el carbón en el sector industrial. Así que la valoración netback en boca de pozo para que el gas sea competitivo con el carbón en el sector industrial muestra un valor límite de 1.22US\$01/KPC.
- Límite superior: El precio del gas en el límite superior estaría en el sector de generación eléctrica. El precio del gas natural en boca de pozo con el que el carbón y el gas entrarían a competir en la generación eléctrica sería de 2.04US\$01/KPC.

Finalmente, se estableció un precio equivalente a US\$1.53/KPC, que refleja las expectativas de los productores.

#### • Precio del Gas Natural Vehicular

Las proyecciones asumen la estrategia utilizada por los distribuidores respecto a la fijación del precio, estableciendo una paridad entre el valor económico del gas natural vehicular por unidad energética y el valor económico de una unidad energética de ACPM en el corto plazo (2001 - 2005).

Además, una aproximación gradual para reconocer en el costo del combustible el 60% del valor de un equivalente energético de gasolina corriente a partir del año 2006 hasta el fin del horizonte de análisis.

<sup>5</sup> En el caso del gas, la demanda depende de los sustitutos que existan. Para calcularla, es necesario, para cada uno de los usos previsibles (definidos por tipo de utilización y sitio de la misma) cual es el precio máximo que un usuario estaría dispuesto a pagar. Este precio máximo depende del costo que para él tendría la utilización del sustituto de menor costo. Si este costo es menor que el del gas, no hay demanda por este concepto; si es mayor, la demanda de gas por este concepto es todo el gas necesario para satisfacer las necesidades de este tipo de usuario.

El análisis se llama técnica de netback con la cual se calcula el costo del sustituto de menor precio y restando los costos de distribución, transporte, etc., lo convierte en precio en boca de pozo o en el punto de referencia donde quiera establecerse el precio de equilibrio. En general, cuando hay sustitución, el netback es igual al costo del combustible alternativo, menos la inversión para llevar a cabo la sustitución, más los beneficios operativos obtenidos al usar gas natural. Cuando es una decisión en una nueva instalación entre el gas y otro combustible, al valor del combustible alternativo se le suma el diferencial entre los costos (de inversión y AOR&M) de la tecnología alternativa y la del gas. Aunque varía con cada caso, en general, el costo del combustible alterno explica cerca del 90% del valor del netback y del 10% restante, la mayoría corresponde al valor de la inversión. (Tomando del estudio Posibilidades de Interconexión Gasífera Colombia - Venezuela. Contratado por el Ministerio de Energía y Minas de Venezuela y la UPME).

Lo anterior porque se supone que los agentes involucrados en el programa pretenderán cautivar el mercado de transporte público con posibilidad de repotenciación a diesel durante los primeros años, y que posteriormente se acomodarán a la metodología anterior de fijación de precios, es decir reconociendo en el precio el valor equivalente al 60% del costo del energético de la gasolina corriente.

- **Precio de la Gasolina Corriente y el Aceite Combustible Para Motores**

Considera la aplicación de las Resoluciones del Ministerio de Minas y Energía 8-2438 y 8-2439 de 1998.

Paridad internacional para la gasolina corriente. Escalas porcentuales de 3% al año para ACPM.

- i) **Demanda de Energía Eléctrica**

La demanda de gas natural del sector eléctrico corresponde al promedio de las 100 series obtenidas de la simulación con el MPODE.

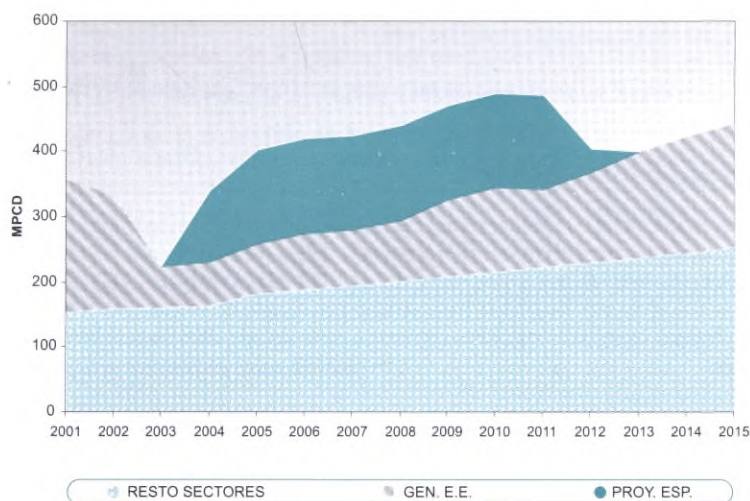
La proyección de la demanda de la energía eléctrica considera la recuperación total de la Red para comienzos del 2003, la entrada en operación de un tercer circuito de 500 KV entre la Costa y el Interior en el año 2006.

Además, la expansión en capacidad de 625 MW Hidráulicos (durante el periodo 2002 - 2005) y 1365 MW Térmicos (durante el periodo 2006 - 2001) (Gas exclusivamente).

### Resultados

Para todo el país la tasa de crecimiento promedio anual de la demanda del sector eléctrico es de 2.6%, mientras que la tasa de crecimiento promedio anual del resto de sectores es del 4.6%, según se observa en la siguiente gráfica.

**PROYECCIÓN DEMANDA DE GAS NATURAL TOTAL PAÍS (MPCD)**



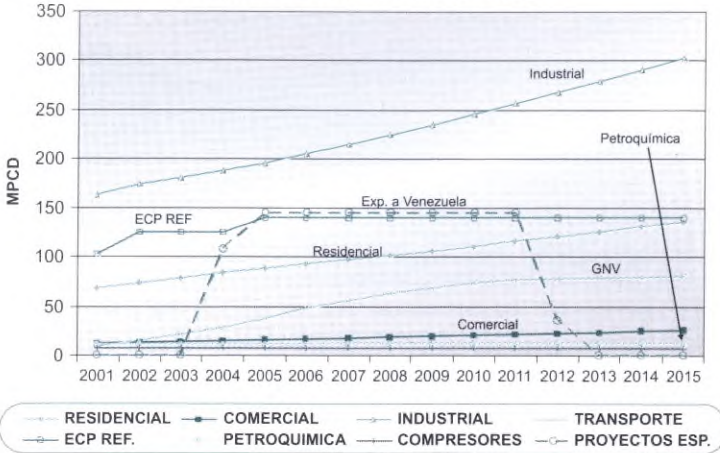
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética.

La demanda de energía eléctrica en la Costa Atlántica presenta una tasa de crecimiento del 1.5% promedio anual, en comparación con el crecimiento en el interior del país del 8%.

A nivel nacional, a partir del año 2006 se observa una recuperación en el crecimiento de la demanda de gas natural en el sector industrial. El GNV penetra de manera significativa durante los diez primeros

años. El crecimiento en los precios de GN, 2005 - 2010, motiva la menor tasa de crecimiento en la demanda de GN en el sector doméstico para el mismo periodo.

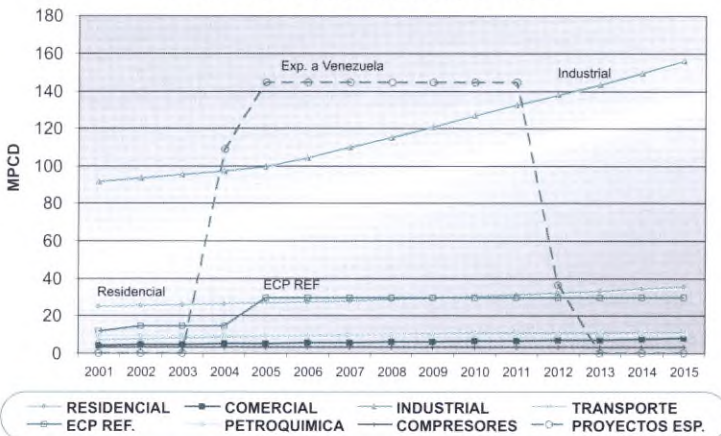
**PROYECCIÓN DEMANDA DE GAS NATURAL TOTAL PAÍS.  
NO INCLUYE SECTOR ELÉCTRICO**



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética.

En la Costa Atlántica, la demanda del sector industrial es la de mayor dinamismo, aunque al igual que a nivel nacional, la recuperación es notable a partir del año 2006. La estabilización del crecimiento económico en el largo plazo dinamiza la demanda igualmente en el largo plazo.

**PROYECCIÓN DEMANDA DE GAS NATURAL COSTA ATLÁNTICA.  
NO INCLUYE EL SECTOR ELÉCTRICO**

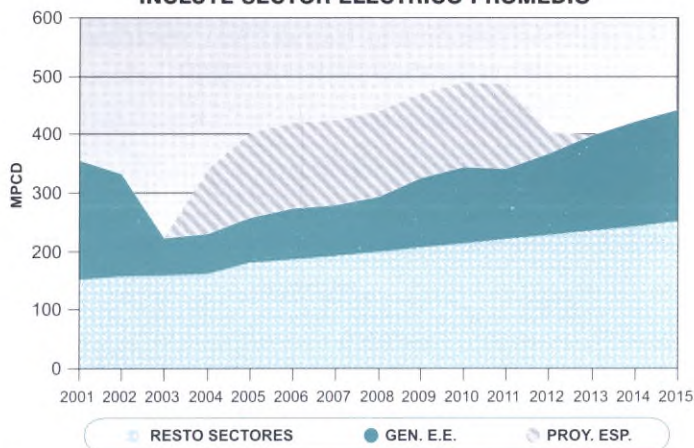


Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética.

Con respecto al crecimiento de la Costa Atlántica, los proyectos especiales dinamizan de manera importante el comportamiento de la demanda.

Además se observa que el crecimiento promedio anual de los sectores diferentes al eléctrico para la Costa Atlántica es del 3.7%.

### PROYECCIÓN DEMANDA DE GAS NATURAL COSTA ATLÁNTICA. INCLUYE SECTOR ELÉCTRICO PROMEDIO



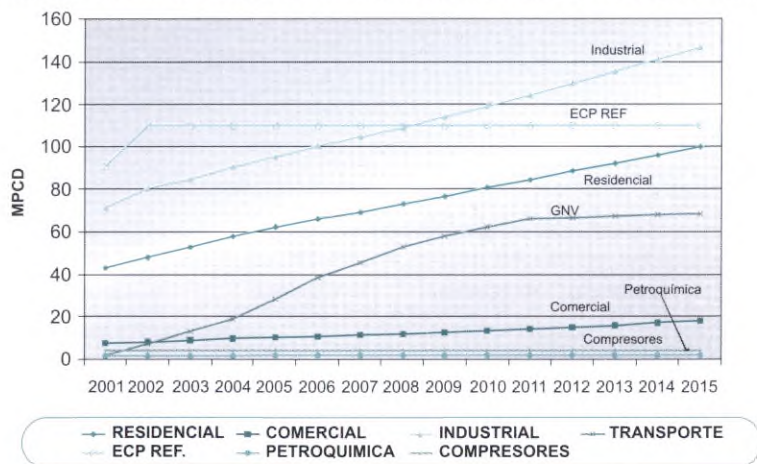
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética.

Como es de esperarse, y como respuesta a la penetración del gas natural en el interior, las tasas de crecimiento más altas se presentan en los primeros años de proyección. Para los sectores diferentes al eléctrico, el crecimiento promedio anual alcanza el 5.2%

En el caso del sector industrial, la penetración del gas natural, atenúa el efecto de un menor crecimiento económico durante los primeros cinco años de proyección.

A partir del año 2006 se observa una recuperación en el crecimiento de la demanda de gas natural en el sector industrial. EL GNV penetra de manera significativa durante los diez primeros años. El crecimiento en los precios de GN, 2005- 2010, motiva la menor tasa de crecimiento en la demanda de GN en el sector doméstico para el mismo periodo.

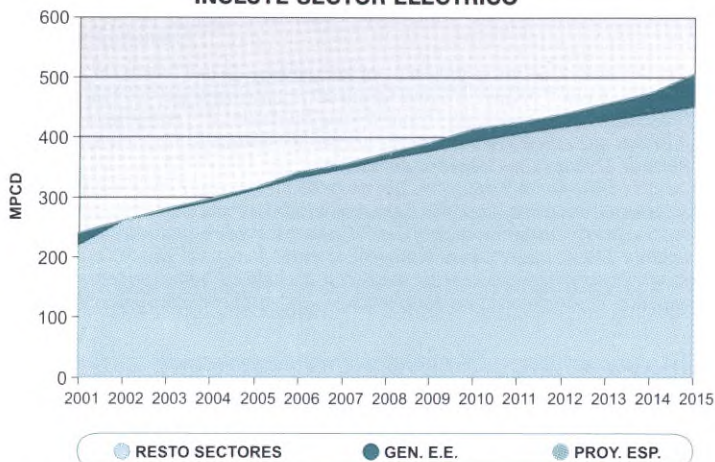
### PROYECCIÓN DEMANDA DE GAS NATURAL INTERIOR. NO INCLUYE SECTOR ELÉCTRICO



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética.



**PROYECCIÓN DEMANDA DE GAS NATURAL INTERIOR.  
INCLUYE SECTOR ELÉCTRICO**



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética.

### 3.3.2. Transporte

El sistema troncal de transporte de gas natural cuenta con alrededor de 5,600 kilómetros de línea, entre troncales y regionales.

**SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL**

Gasoducto	Longitud (Km)	Diámetro (pulgadas)	Maxima Capacidad Año 2001 (MPCD)
Ballena - Barrancabermeja	578.8	18	200.0
Sistema Centro Oriente (1)	773.7	6-12-14-20-22	210.0
Mariquita - Cali	343.0	20	170.0
Dina - Tello - Los Pinos	19.9	6-12	15.0
Montañuelo - Gualanday	36.2	4-6	15.0
Boyacá - Santander	130.5	8-10	65.0
Cusiana - Apiay	150.4	6	28.0
Apiay - Villavicencio - Ocoa	37.1	6	10.0
Apiay - Usme	122.0	12	17.3
Morichal - Yopal	13.1	4	0.4
La Belleza - El Porvenir	188.0	20	65.0
Ballena - Cartagena - Jobo	844.5	10-20-24	426.0
Sebastopol - Medellín	148.0	14-12	72.5
Neiva - Hobo	50.0	8	3.7
Payoa - Bucaramanga	49.7	6-8	53.5
Yumbo - Cali	10.6	16-14-8-6-4	66.3
Cogua - Bogotá	51.5	20-14-4	88.9
Buenos Aires - Ibagué	18.7	6	2.24
Chicoral - Espinal - Flandes	27.0	6	2.42
Jobo - Cerromatoso (2) (3)	85.0	8	30.0
Payoa - Barrancabermeja (2) (3)	56.0	10	64.0
Opón - El Centro - Galán (2) (4)			176.0

El Sistema Centro Oriente corresponde a las líneas (Barranca - Sebastopol, Sebastopol - Vasconia, Vasconia - La Belleza, La Belleza - Cogua, Vasconia - Mariquita, Mariquita - Gualanday, Gualanday - Dina).

(2) Gasoducto Dedicado.

(3) Información Año 2000.

(4) Información Comisión de Regulación de Energía y Gas Año 2001.

Fuente: Transportadores de Gas Natural. Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Unidad de Planeación Minero Energética.

## Simulación Gasoductos Interior del País, con mezclas de gases de diferentes fuentes, incluida Cusiana<sup>6</sup>

El tema del recibo de Gas de Cusiana se presentó por la necesidad de una fuente adicional en caso de una emergencia como el fenómeno "El niño" o nueva fuente de producción de gas, para incentivar los mercados del interior del País al liberar capacidad en el tramo central del sistema de Transporte de Gas natural. Dentro de los grandes Clientes que necesitarían la entrada del gas de Cusiana por La Belleza es Gas Natural, para acrecentar su oferta de acuerdo a sus planes de expansión.

Basado en esto y teniendo en cuenta los problemas del precio de Gas y procesos operativos de producción se plantea un proyecto a corto plazo para aceptar el Gas de Cusiana fuera de especificaciones, donde básicamente se utilizará una planta deshidratadora, para removerle el vapor de agua al gas, y a continuación, la planta *Joule-Thomson*, la cual servirá para removerle al gas rico, los hidrocarburos condensables, como propano, butanos y más pesados. Desde el comienzo del proyecto, se trabajará con una planta cuya capacidad será de 40 MPCED.

En una segunda fase se planea un desarrollo para manejar entre 100 a 150 MPCD, pero en este caso se instalará una planta de tratamiento de Gas, incluyendo la disminución del porcentaje de  $CO_2$ . Dicho proyecto se implementaría antes del mes de julio de 2004.

### • Estado Actual

- Proceso de Escisión y Compra del tramo de Gasoducto Cusiana- El porvenir, por parte de la Asociación de las Atalayas - Empresa Colombia de Petróleos a la Empresa Colombiana de Gas, Ecogás. La Comisión de Regulación de Energía y Gas en el Reglamento Único de Transporte establece que el Transportador puede aceptar el Transporte de Gas fuera de especificaciones y solicitar al Remitente el pago de los costos que demande este transporte por fuera de especificaciones. Para el transportador es claro que de recibir el gas fuera de especificaciones debe recibir dicho pago, pero es realmente por la disminución en la capacidad del transporte o por el daño de la tubería.
- Instalación de la planta *Joule-Thomson* y conversión de la tubería programada para Diciembre de 2002.
- Precio en boca de pozo establecido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- Por definir precio de tarifa de transporte.

### • Condiciones de Calidad una vez se reciba gas de Cusiana

Respecto a la calidad y puntos de localización del Gas fuera de especificaciones dentro del Sistema de Transporte, se plantea para las simulaciones del proyecto a corto plazo, los volúmenes de 20 y 40 MPCD que se tiene a corto plazo.

En todos los casos independientes de la simulación y del volumen de transporte, siempre el gas que se tome para los ramales Boyacá - Santander (GBS) estará fuera de especificaciones al no presentar ningún tipo de mezcla, por tanto tendrá valores promedio de 5.5% de  $CO_2$ . El Remitente Gas Natural Cundiboyacense debe aceptar el gas fuera de especificaciones, y existirá un acuerdo para transportar dicho gas entre la Empresa Colombia de Gas, Ecogás, y Gases de Boyacá y Santander.

- Con Consumo en Cogua de 43 MPCD: Tomando constante un volumen en Gases de Boyacá y Santander de 5 MPCD se tendría un aporte en la Belleza de 15 a 35 MPCD, que por el consumo de Gas Natural para Bogotá por Cogua se presentaría siempre un transporte hacia ese punto, con una mezcla proporcional de gas Guajira, de acuerdo al consumo, donde el porcentaje de  $CO_2$ , no será el que se tiene en Cusiana sino menor, como se muestra adelante en el cuadro resumen de los resultados de las simulaciones por las cantidades de mezcla de gases.

Con los volúmenes manejados en el proyecto a corto plazo es factible la posibilidad de paso de gas de la Belleza a Vasconia, cuando entren los 40 MPCD en ciertas horas del día y en Gas Natural los valores de  $CO_2$  serán del orden de la entrada en Cusiana.

<sup>6</sup> Simulación realizada por la Empresa Colombiana de Gas, Ecogás, y presentada en la reunión No. 18 del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, Julio 10 de 2002.

- (b) Consumo en Cogua por encima de 50 MPCD: Con volúmenes de entrada de Gas Cusiana en la Belleza por encima de 50 MPCD, se comienza a presentar valores por fuera de especificaciones en Vasconia, porque el aporte de Gas Guajira es mínimo, los valores están en promedio por encima del 2%, o sea por fuera de especificaciones.

Entre mayor el volumen de entrada puede ser más factible la migración de Gas hacia Vasconia en condiciones de acuerdo a la simulación, pero se tendría una solución práctica y temporal que es la instalación de una Válvula Cheque bien sea en Vasconia o la Belleza.

La migración del Gas hacia Vasconia se puede controlar con el cierre de válvulas en Vasconia o instalando una Válvula Cheque, bien sea en Vasconia o en la Belleza, que no permita flujo sino en la dirección La Belleza - Cogua.

Aunque se efectuaron simulaciones con un volumen de 100 MPCD, dicho problema no se deberá presentar debido a que dicho volumen se manejaría cuando esté instalada la planta de tratamiento de Gas.

La Empresa Colombia de Gas, Ecogás, considera que no se deben solicitar modificaciones al RUT, sino efectuar un acuerdo entre las diferentes partes.

### RESULTADOS SIMULACIONES REALIZADAS

Aporte Cusiana (MPCD)	Consumo Gas Natural (MPCD)	Contenido de CO <sup>2</sup> (Máximo %/ Mínimo %)			Relación (%)		Volumen de Cusiana a Vasconia (MPCD)	Observaciones
		Gas Natural	Vasconia	Cali	Cusiana	Guajira		
20	43	3.52/ 0.58	0.04/ 0.04	0.04/ 0.04	14.8	85.2	-28.0	Se incumple en unas horas a G. Natural y en todo momento a GN Cundiboyacense y Dinagas. El gas de Cusiana no alcanza a llegar a Vasconia.
40	43	6.00/ 0.59	0.04/ 0.04	0.04/ 0.04	29.4	70.6	-8.0	Se incumple a G. Natural, GN Cundiboyacense y Dinagas. El gas de Cusiana no alcanza a llegar a Vasconia.
50	43	6.00/ 6.00	1.18/ 0.04	1.26/ 0.04	36.8	63.2	2.0	Se incumple a G. Natural, GN Cundiboyacense y Dinagas. El gas de Cusiana llega en pequeñas cantidades en la madrugada a Vasconia.
70	43	6.00/ 6.00	2.98/ 0.72	2.96/ 0.79	50.7	49.3	22.0	Se incumple a G. Natural, GN Cundiboyacense y Dinagas. El gas de Cusiana llega en cantidades considerables en la madrugada y en el día a Vasconia.
100	43	6.00/ 6.00	5.84/ 4.53	5.75/ 4.55	75.8	24.2	52.0	Se incumple a G. Natural, GN Cundiboyacense y Dinagas. El gas de Cusiana llega en grandes cantidades todo el día.
50	64	6.00/ 6.00	0.04/ 0.04	0.04/ 0.04	25.0	75.0	-19.0	Se incumple a G. Natural, GN Cundiboyacense y Dinagas. El gas de Cusiana no alcanza a llegar a Vasconia.
70	64	6.00/ 4.56	1.32/ 0.04	1.32/ 0.04	34.5	65.5	-1.5	Se incumple a G. Natural, GN Cundiboyacense y Dinagas. El gas de Cusiana llega en pequeñas cantidades en la madrugada.
100	86	6.00/ 6.00	1.49/ 0.04	1.47/ 0.04	37.2	62.8	4.0	Se incumple a G. Natural, GN Cundiboyacense y Dinagas. El gas de Cusiana llega en pequeñas cantidades todo el día.

Fuente: Empresa Colombia de Gas, Ecogás.

Se puede resaltar que, para un suministro de 40 MPCED de gas natural de Cusiana, con un contenido de 6% de CO<sub>2</sub>, y tomando como base un consumo de 43 MPCED por parte de Gas Natural S.A., por el norte (Cogua), la mezcla llegaría fuera de especificaciones Reglamento Unico de Transporte, a Gas Natural S.A., a Gas Natural Cundiboyacense y a Dinagás, y sería transportada por los gasoductos de la Empresa Colombia de Gas, Ecogás; Gases de Boyacá y Santander y Transcogás.

También indicó Ecogás que aunque, en las condiciones planteadas en el párrafo anterior, el gas de Cusiana no alcanzaría a llegar a Vasconia, si se desea asegurar plenamente que no llegue a ese sitio y al resto del sistema, se podría instalar provisionalmente una válvula de retención (check valve), a la altura de La Belleza o de Vasconia, que sólo permita el flujo de gas en la dirección La Belleza - Cogua.

### 3.3.3. Areas Exclusivas

Las áreas de servicio exclusivo de gas natural fueron creadas mediante la Ley 142/94 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 057/96 fijó los criterios para su conformación, y el Ministerio de Minas y Energía, adjudicó las siguientes áreas: En la Zona Occidente (Norte del Valle, Quindío, Risaralda y Caldas), y en la Zona Centro-Oriente (Centro y Tolima, y Altiplano Cundiboyacense).

Con respecto a lo que ha sido el desarrollo del programa, el Ministerio de Minas y Energía establece que las áreas han tenido un buen desempeño en cuanto a los compromisos de cobertura y expansión geográfica. El año 2001 fue el año 4º para los concesionarios de la zona occidente y el año 3º para los de la zona Centro - Oriente. A continuación se presentan los resultados obtenidos al 31 de Diciembre de 2001.

#### COBERTURA AL 31/12/2001

Area Servicio Exclusivo	Cobertura	
	Efectiva	Potencial
Caldas	36.1	60.6%
Quindío	19.0%	39.4%
Risaralda	15.2%	32.2%
Norte del Valle	28.1%	62.9%
Altiplano Cundiboyacense	9.54%	16.0%
Centro - Tolima	34.81%	61.72%

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Igualmente, el Ministerio de Minas y Energía muestra los siguientes logros con los mencionados contratos de concesión:

- Se han tendido redes para suministro de gas natural en 73 municipios, de los cuales 62 se encuentran gasificados.
- Existen actualmente 210,838 viviendas conectadas. Adicionalmente un potencial de 198,000 viviendas pueden acceder al servicio.

### 3.3.4. Posibilidades de Expansión de Cobertura

De acuerdo con la información reportada por las empresas del sector, en sus respectivos planes de gestión, y con base en las proyecciones de número de viviendas del Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas, DANE, para los departamentos donde se suministra gas natural, se tiene el siguiente estimado de la cobertura del servicio de gas natural.

COBERTURA DEL SERVICIO DE GAS NATURAL

Zona <sup>7</sup>	2000	2001
Caribe	56%	58%
Andina Norte	31%	31%
Andina Centro	37%	42%
Viejo Caldas	9%	16%
Antioquia - Chocó	1%	4%
Andina Sur	15%	22%
Total	29%	32%

Cálculo UPME. Con base en los planes de gestión de los comercializadores de gas natural

Instalaciones

Al analizar la evolución de las instalaciones con respecto a lo concebido inicialmente se encuentra un pequeño retraso respecto a lo inicialmente proyectado, es así como en el 2000 se obtuvo un desfase de alrededor del 4% de instalaciones y para el 2001 fue de un 2% con respecto a las metas inicialmente propuestas en 1999.

En la tabla siguiente se puede apreciar la evolución de las instalaciones por cada una de las distintas zonas del país.

EVOLUCION DE LAS INSTALACIONES DOMICILIARIAS POR ZONAS

Zonas	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Caribe	413,011	490,937	566,933	628,735	681,819	725,527	73,982
Andina Norte y Centro	524,602	639,587	773,773	946,986	1,105,364	1,264,714	1,408,839
Viejo Caldas y Andina Sur				42,863	104,799	174,940	267,865
Antioquia - Chocó					6,970	17,791	41,324
<b>Total país</b>	<b>937,613</b>	<b>1,130,524</b>	<b>1,340,706</b>	<b>1,618,584</b>	<b>1,898,952</b>	<b>2,182,972</b>	<b>2,492,010</b>

Fuente: Empresa Colombia de Petróleos.

En la siguiente tabla se encuentra la evolución de las instalaciones por empresa lo cual ha implicado un crecimiento del 14% con respecto al 2000 y representa un cubrimiento de 238 municipios en el 2001.

<sup>7</sup> Zona Caribe: Guajira, Atlántico, Cesar, Magdalena, Bolívar, Sucre y Córdoba.  
 Zona Andina Norte: Norte de Santander, Santander, Arauca, Boyacá y Casanare.  
 Zona Andina Centro: Cundinamarca, Bogotá, Tolima, Huila, Meta y Caquetá.  
 Zona del Viejo Caldas: Risaralda, Quindío y Caldas.  
 Zona Antioquia - Chocó: Antioquia y Chocó.  
 Zona Andina Sur: Valle, Cauca, Nariño y Putumayo

## EVOLUCIÓN INSTALACIONES DOMICILIARIAS POR EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN

Empresa Distribuidora	Diciembre <sup>a</sup> 31/2000	Diciembre 31/2001	% Crecimiento
Gases De La Guajira	35,076	37,298	6.33%
Gases Del Caribe	402,720	431,456	7.14%
Surtigas	277,852	293,63	5.68%
Gasnacer	9,879	11,596	17.38%
Gasorient	144,746	148,765	2.78%
Gases De B/meja	40,082	41,030	2.37%
Metrogas	44,730	45,651	2.06%
Gases Del Oriente	10,411	10,411	0.00%
Alcanos De Colombia	129,713	148,093	14.17%
Madigas E.S.P.	3,312	3,821	15.37%
Llanogas	68,119	73,504	7.91%
Gases Del Cusiana	7,771	8,621	10.94%
Gas Natural S.A.	800,265	908,850	13.57%
Gas Natural Cundiboyacense S.A.	15,565	20,093	29.09%
Gases De Occidente	105,775	135,750	28.34%
Gas Natural Del Centro	21,616	34,990	61.87%
Gases Norte Del Valle	25,108	57,433	128.74%
Gases Del Quindío	8,066	14,258	76.77%
Gases Del Risaralda	14,375	25,434	76.93%
Empresas Públicas De Medellín	17,791	41,324	132.27%
<b>Total País</b>	<b>2,182,972</b>	<b>2,492,010</b>	<b>14.16%</b>
<b>Municipios</b>	<b>191</b>	<b>238</b>	

Fuente: Empresa Colombia de Petróleos.

### Estimación de Crecimiento de Instalaciones Domiciliarias

De acuerdo con la información suministrada a la Unidad de Planeación Minero Energética por las empresas distribuidoras de gas natural en sus respectivos planes de gestión, el crecimiento del número de usuarios, por zonas, hasta el 2005 se estima que será el que se muestra a continuación.

### ESTIMACIÓN DEL NÚMERO DE USUARIOS AL 2005

Zona	2002	2003	2004	2005
Caribe	781,470	800,797	817,551	831,899
Andina Norte	257,594	264,671	270,878	277,204
Andina Centro	1,224,412	1,297,040	1,359,563	1,411,242
Viejo Caldas	118,977	148,104	175,645	196,079
Antioquia - Choco	112,813	183,929	247,143	310,357
Andina Sur	257,463	311,766	366,829	417,581
<b>Total</b>	<b>2,752,728</b>	<b>3,006,307</b>	<b>3,237,609</b>	<b>3,444,361</b>

Fuente Empresas del sector.

Cálculos: UPME.

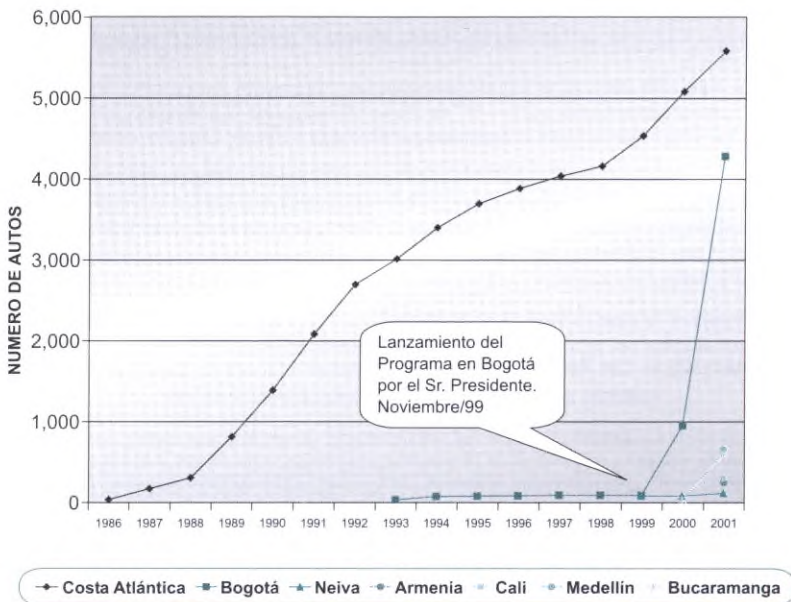
<sup>a</sup> Ajustada con respecto al dato preliminar del 2001.

Al analizar las poblaciones que disponen de estación puerta de ciudad<sup>9</sup> pero que no disponen de red de distribución, se encuentra que estas son 85 poblaciones de las cuales 37 no están en áreas de servicio exclusivo.

### 3.3.5. Gas Natural Vehicular<sup>10</sup>

A diciembre 31 del año 2001 se contabilizaban 11,811 vehículos a Gas Natural Vehicular, concentrándose la mayor proporción en la Costa Atlántica, (47% - alrededor de 5,585 vehículos)<sup>11</sup> y Bogotá (36% - 4,290 vehículos).

**EVOLUCIÓN DEL NUMERO DE AUTOS A GAS NATURAL VEHICULAR**



Costa Atlántica: Sincelejo, Montería, Barranquilla, Santa Marta.  
Fuente: Gas Natural S.A. E.S.P. Revista GNV Octubre - Diciembre/01.

De otro lado, a 31 de diciembre del año 2001 se tenían 35 estaciones de servicio<sup>12</sup> y 39 talleres de conversión a GNV aprobados por el Ministerio de Minas y Energía, como muestra la siguiente tabla.

<sup>9</sup> A partir de información de la Empresa Colombiana de Gas, Ecogás.

<sup>10</sup> Documento de la Unidad de Planeación Minero Energética y el Ministerio de Minas y Energía. Gas Natural Vehicular, una alternativa para la Movilidad Limpia. Junio/2002.

<sup>11</sup> Incluye a Montería, Barranquilla, Santa Marta, Sincelejo.

<sup>12</sup> 32 estaciones de servicio públicas y 2 estaciones de servicio corporativas en Indega S.A para el servicio de algunos vehículos en las plantas embotelladoras de Coca-Cola en Bogotá.

## TALLERES DE CONVERSION Y ESTACIONES DE SERVICIO AL 31/12/01

Ciudad	Talleres Aprobados	En Proceso	Total Estimado para finales de 2002
Bogotá	16	10	26
Medellín	3	5	8
Itagüí	1	0	1
Armenia	2	0	2
Bucaramanga	4	1	5
Barranquilla	3	3	6
Cali	3	2	5
Yumbo	2	1	3
Soledad	1	0	1
Sabaneta	1	0	1
Villavicencio	1	1	2
Cartagena	1	1	2
Montería	1	1	2
Neiva	0	1	1
Pereira	0	1	1
Sincelejo	0	2	2
Santa Marta	0	1	1
<b>Total</b>	<b>39</b>	<b>30</b>	<b>69</b>

Ciudad	Estaciones de servicio
Barranquilla	14
Cartagena	4
Santa Marta	1
Montería	1
Sincelejo	1
Bogotá	7
Cali	2
Armenia	1
Bucaramanga	1
Neiva	1
Medellín	25
<b>Total</b>	<b>35</b>

Fuente: Gas Natural S.A. E.S.P. Revista GNV Octubre - Diciembre/01. Ministerio de Minas y Energía. Promigas S.A.

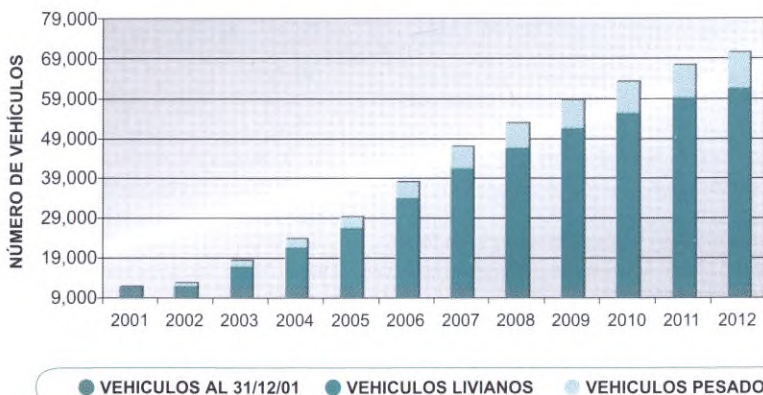
Al 22 de febrero del año 2002 ya se habían puesto en funcionamiento 2 estaciones de servicio más, y realizado 467 nuevas conversiones a GNV, 377 de ellas en Bogotá y las 90 restantes en Bucaramanga. De igual forma se han venido adelantando las gestiones para la construcción de 12 nuevas estaciones de servicio en Bogotá.

A continuación se hace un corto análisis respecto de las necesidades de inversión y de infraestructura para el desarrollo del programa de Gas Natural Vehicular según las metas planteadas a los próximos 10 años. Se estima que para el año 2012 existan cerca de 58,600 nuevos vehículos convertidos a gas natural, que implican una tasa de conversión aproximada de 5,860 vehículos al año.

El programa requiere la construcción de un total de 52 nuevas estaciones de servicio en los tres años siguientes, para alcanzar un total de 255 estaciones a finales del 2012. Esta necesidad representa una inversión aproximada de US\$ 550,000 por estación, o US\$140 millones de dólares en los próximos 10 años.

Los talleres son pieza fundamental dentro del desarrollo del programa, por corresponderles a estos el aseguramiento de calidad y seguridad en el acondicionamiento, conversión y mantenimiento de los vehículos. El número de talleres a construir depende de la capacidad promedio de conversión de cada uno y se ha calculado en 50 unidades adicionales, con una inversión estimada por taller de US\$70,000.

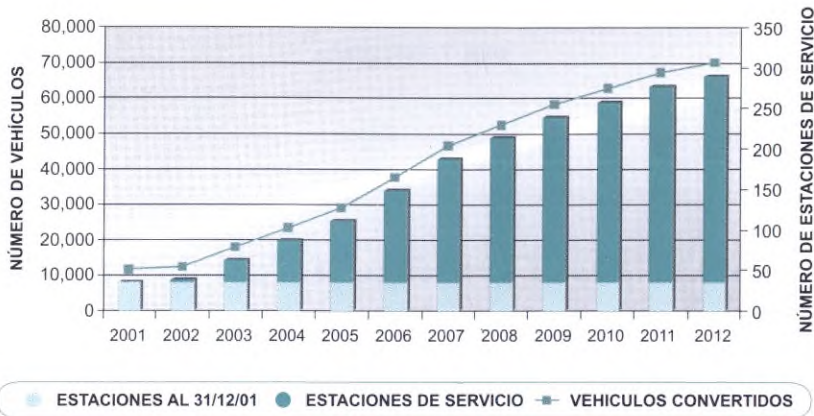
### CONVERSIÓN ACUMULADA DE VEHICULOS



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética.



### CONVERSIÓN ACUMULADA DE VEHICULOS Y REQUERIMIENTOS DE ESTACIONES DE SERVICIO

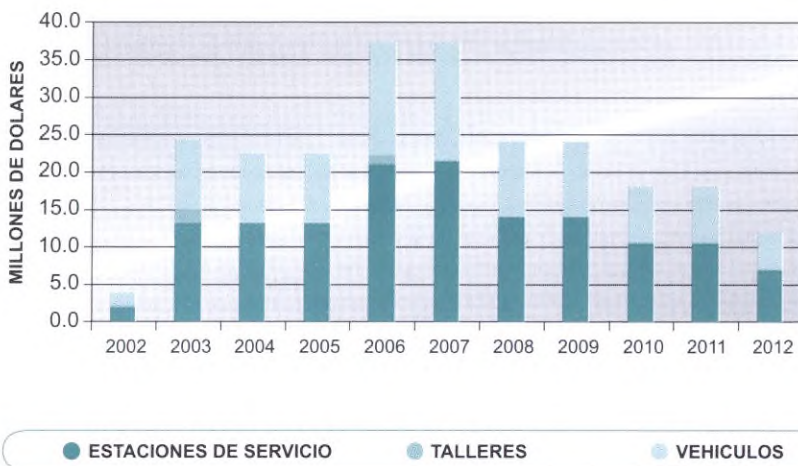


Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética.

La siguiente gráfica muestra la evolución estimada de las necesidades de inversión asociadas al desarrollo del programa, medidas en número de estaciones de servicio, número de talleres de conversión y de vehículos convertidos o dedicados a gas natural vehicular y millones de dólares que requiere la actividad.

Nótese que además de los beneficios ambientales estimados y de ahorro y eficiencia energética, el programa sugiere una vinculación activa de capital que incentivará el desarrollo económico a través de la demanda de insumos y la generación de empleo.

### INVERSIONES ANUALES REQUERIDAS (MUS\$)



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética.

## 4. GAS NATURAL Y EL SECTOR ELÉCTRICO

A continuación, se presentan algunos aspectos relacionados con la interacción entre los sectores del gas natural y el eléctrico.

### 4.1. COMPORTAMIENTO AÑOS 2001 - 2002

La generación de energía eléctrica fue de 43,463 GWh para el año 2001. Del total de generación, el parque hidráulico contribuyó con 32,680 GWh (75.19%), el parque térmico a gas natural con 8,474 GWh (19.50%) y a carbón con 2,032 GWh (4.68%); la auto y cogeneración participaron con 276.9 GWh (0.64%).

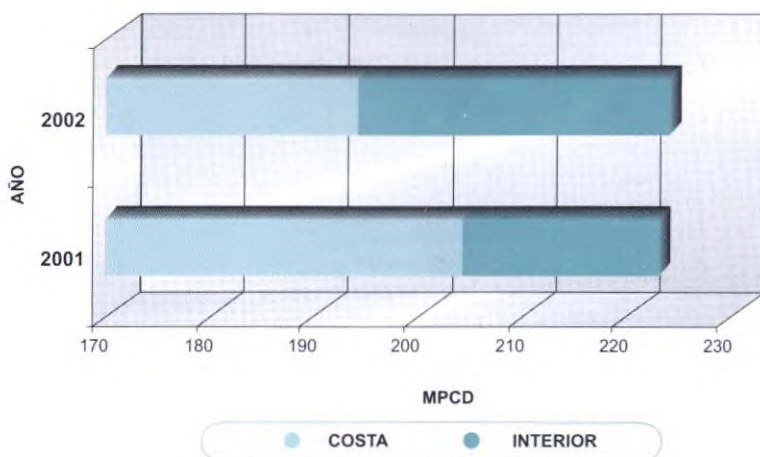
Durante el año 2001, gran parte de la generación térmica se empleó para dar respaldo al Sistema de Transmisión Nacional, debido al aislamiento del que fue objeto el subsistema de generación de Antioquia, donde se encuentra instalado más del 40% de la capacidad hidroeléctrica del país. El aislamiento de las áreas operativas generado por los atentados terroristas, obligó a abastecer la demanda con recursos locales de generación, impidiendo la operación integral del sistema dentro de condiciones de eficiencia económica.

De acuerdo con lo anterior, el parque térmico de gas natural en el año 2001 presentó importantes niveles de consumo. Esto se debió fundamentalmente a que los atentados contra los circuitos de 500 kV del sistema de transmisión, obligaron a la operación aislada del sistema de la Costa Atlántica, lo cual implicó el despacho fuera de mérito de recursos térmicos en esta zona del país. No obstante lo anterior, el consumo total de gas natural para generación térmica en el año 2001 fue de 223 MPCD, presentando una ligera reducción con respecto al año inmediatamente anterior, debido a restricciones de transporte del gas proveniente de la Costa Atlántica hacia el interior, por atentados sobre dicha infraestructura.

Hasta terminar el mes de Septiembre del año 2002 se habían generado 33,586 GWh, de los cuales, 25,179.20 GWh corresponden a plantas hidráulicas despachadas centralmente, 5,847.45 GWh a plantas térmicas a gas, 1,377.39 GWh a plantas térmicas a carbón despachadas centralmente. La generación a partir de plantas no despachadas centralmente fue de 1,141.3 GWh de los cuales 852.6 GWh corresponden a plantas hidráulicas y los 288.7 GWh restantes a cogeneradores y autoprodutores.

El consumo del parque térmico de gas natural en el periodo enero a junio de 2002, fue en promedio día de 224.1 MPCD.

### CONSUMO DE GAS NATURAL SECTOR TERMOELÉCTRICO - AÑOS 2001 Y 2002



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética.

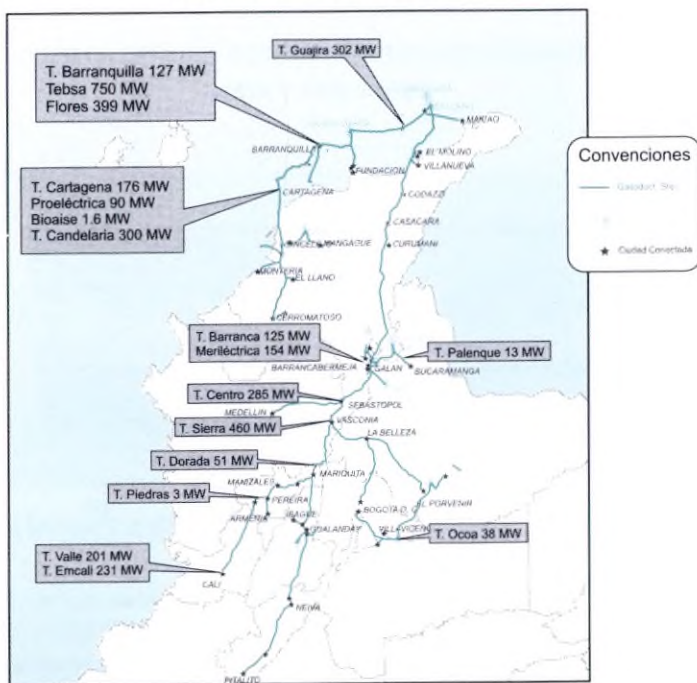
Para septiembre del 2002 la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional era de 13,055 MW de los cuales 12,778 MW eran despachados centralmente, el 65.8% de la capacidad despachada centralmente corresponde a plantas hidráulicas mientras el restante 34.2% a plantas térmicas. En el siguiente cuadro se presenta en detalle la composición del parque generador del Sistema Interconectado Nacional.

### CAPACIDAD INSTALADA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Plantas Despachadas Centralmente	MW	% Total Del Sistema Interconectado Nacional
Hidráulicas	8,414	64.45 %
Térmicas a Gas Natural	3,674	28.14 %
Térmicas a Carbón	690	5.28 %
<b>Total despachadas centralmente</b>	<b>12,778</b>	<b>97.87 %</b>
Plantas No Despachadas Centralmente	MW	% Total Del Sistema Interconectado Nacional
Hidráulicas	212.7	1.62 %
Térmicas a Gas Natural	64.10	0.49 %
<b>Total no despachadas centralmente</b>	<b>276.8</b>	<b>2.12 %</b>

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética.

## Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural, Plantas Térmicas a Gas



Fuente: Sistema de Información Georeferenciado. Unidad de Planeación Minero Energética.

## 4.2. PROSPECTIVA DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En lo que respecta al análisis prospectivo de las alternativas de expansión, la UPME dentro del Plan de Expansión Generación Transmisión 2002-2011, tiene varias alternativas que contemplan entre otras variables:

- Instalación y retiros de unidades de generación.
- Costos de combustibles.
- Demanda eléctrica de energía y potencia.
- Fenómenos de baja hidrología.
- Portafolio de proyectos.
- Criterios de confiabilidad establecidas en el planeamiento.
- Características del Sistema de Interconexión Nacional.
- Reservas Energéticas.

Con lo anterior se establecieron diferentes alternativas de corto y largo plazo para generación, a partir de la evaluación de escenarios de demanda media y alta tanto en energía como en potencia. Adicionalmente, se incluyó la interconexión eléctrica con los países vecinos (Ecuador y Venezuela) con el fin de determinar los efectos para el sistema nacional; a su vez, se evaluaron los requerimientos de

generación sin contemplar interconexión. Otro factor considerado fue la indisponibilidad del sistema de transmisión.

La alternativa de corto plazo que presenta mayor capacidad de generación (960.6 MW) en el periodo 2002 - 2006 es la denominada CP5, que considera que el sistema de interconexión nacional puede atender el escenario de demanda alta en Colombia y existen interconexiones internacionales con Ecuador y Venezuela. Además supone que el sistema se recupera en el mes de diciembre de 2003.

En la siguiente tabla se presenta la composición de ésta alternativa.

#### ALTERNATIVA DE CORTO PLAZO CP5

Planta	Unidad	Recurso	Fecha	Capacidad MW
Chivor	1	Hidro	3 Mayo / 2002	125
	2		3 Mayo / 2002	125
Colegio	3	Hidro	1 Enero / 2003	50
Yumbo	1	Carbón	1 Enero / 2003	29
	1		12 Junio / 2002	125
Miel I	2	Hidro	8 Julio / 2002	125
	3		8 Agosto / 2002	125
La Vuelta	1	Hidro	1 Diciembre / 2003	11.7
La Herradura	1	Hidro	1 Abril / 2004	19.9
Jepirachi	1	Eólico	1 Enero / 2005	25
Cogeneracion	1	Cogeneración	1 Enero / 2006	50
Cc - Costa 1	1	Gas	1 Enero / 2006	150
<b>Total</b>				<b>960.6</b>

Fuente: Plan de Expansión Generación Transmisión 2002-2011. UPME

La alternativa de largo plazo LP5 considera en el corto plazo la ocurrencia de la alternativa CP5, estima un costo medio de gas natural en boca de pozo y restricciones para la entrada de proyectos hidráulicos, por lo cual los proyectos a considerar son con base en gas natural y carbón mineral. Considera además interconexión con Ecuador.

#### ALTERNATIVA DE LARGO PLAZO CP5

Año	Gas Natural	Hidroeléctrico	Carbon Mineral
2007	250		
2008	250		
2009	200		300
2010	470		150
2011			
<b>Subtotal</b>	<b>1,170</b>		<b>450</b>
<b>Total</b>		<b>1,620</b>	

Fuente: Plan de Expansión Generación Transmisión 2002-2011. UPME

### 4.3. COGENERACIÓN Y AUTOGENERACIÓN

Siendo la cogeneración el proceso por excelencia de eficiencia energética, merece especial atención principalmente en el sector industrial por cuanto muchos de los subsectores industriales requieren grandes consumos de energía eléctrica y térmica, en la producción de bienes al sistema socio-económico.

Es por eso que tanto la autogeneración como la cogeneración en particular son puntos de integración entre el sector gas y el eléctrico. En los últimos años la UPME ha venido realizando estudios en los diferentes sectores industriales del país identificando capacidad instalada existente en cogeneración y en algunos casos potencialidad para su desarrollo.

Es así, como en la siguiente tabla se muestra la siguiente capacidad instalada en cogeneración en el país según los estudios realizados por la UPME en el último año.

**CAPACIDAD INSTALADA EN COGENERACIÓN EN COLOMBIA**

Rama Industrial	Capacidad Instalada MW
<b>Alimentos y Bebidas</b>	
Azúcar	64,4
Alimentos Diversos	5,0
Cerveza y Malta	12,2
<b>Subtotal</b>	<b>81,6</b>
<b>Hierro Acero y Metales No Ferrosos</b>	
Producción de Hierro	20,0
<b>Subtotal</b>	<b>20,0</b>
<b>Pulpa y Papel</b>	
Producción Pulpa y procesamiento de Papel	35,2
<b>Subtotal</b>	<b>35,2</b>
<b>Textiles</b>	
Tejeduría, Hilado y Estampado	35,2
<b>Subtotal</b>	<b>35,2</b>
<b>Químicos</b>	
Refinación	83
Petroquímica	9,1
<b>Subtotal</b>	<b>92,1</b>
<b>Otros</b>	
Producción Petróleo	39,0
<b>Subtotal</b>	<b>39,0</b>
<b>Total</b>	<b>303,1</b>

Fuente: Estudios UPME

Es importante destacar que de esta capacidad instalada, salvo algunas excepciones, se emplea para satisfacer el autoconsumo de la industria.

También, se encuentra que cerca de 98 MW operan con gas natural, mientras que la restante capacidad opera con biomasa, crudo y carbón, entre otros energéticos.

Sobre las potencialidades de cogeneración del sector industrial la UPME ha realizado trabajos al respecto que identifican las posibilidades de la Cogeneración en Colombia.

## POTENCIAL COGENERACIÓN SECTOR INDUSTRIAL EN COLOMBIA

Sector	Potencial Técnico [MW]
Alimentos, Bebidas Y Tabaco	145
Textil	79
Químicos, Plásticos Y Caucho	40
Madera	8
Papel	98
Piedra, Vidrio Y Cerámica	44
Calzado Y Cuero	9
<b>Total Técnico Estimado</b>	<b>423</b>

Fuente: Estudios UPME

También estudio el sector terciario donde la potencialidad estaría entre 70 y 120 MW dependiendo de los escenarios de precios de los combustibles.

Más recientemente la Unidad inició un proceso de revisión de estos potenciales por subsector a través de su programa de URE en la industria, al momento se han evaluado los subsectores de Alimentos y bebidas al igual que el subsector textil.

En el primer caso se identificó un potencial técnico de 550MW<sup>13</sup>, en el segundo uno de 115.5 MW.

En la actualidad el desarrollo de proyectos de cogeneración no solo obedece a la necesidad de ahorrar energía, sino al empeño de asegurar el abastecimiento de energía eléctrica con calidad y confiabilidad que requieren las industrias. Sin embargo, la cogeneración no es una solución para todos los tipos de industria, es así como todos aquellos consumidores de vapor, fluido térmico, agua caliente, o gases para secado y frío son potenciales usuarios de sistemas de cogeneración o trigeneración<sup>14</sup>. De otra parte, los grandes consumidores de energía eléctrica que no requieran consumos térmicos o consumidores de calor a elevadas temperaturas no son potenciales cogeneradores.

En conclusión, la aplicación del sistema de cogeneración dependerá particularmente de la relación energía térmica-energía eléctrica, régimen de trabajo, variaciones de la demanda eléctrica a lo largo del día y por sobre todo del nivel de consumo energético anual para que estos puedan ser rentables.

Se observa que para obtener la mayor eficiencia energética en un sistema de cogeneración el sistema debe estar diseñado para abastecer toda la demanda térmica, ya que así se podrá obtener el mejor desempeño energético.

Típicamente, las industrias de químicos, alimentos y bebidas, pulpa y papel, textiles, entre otros, son potenciales cogeneradores, así como los grandes usuarios del sector terciario quienes en un futuro próximo sin duda podrían utilizar sistemas de trigeneración.

<sup>13</sup> Preliminar.

<sup>14</sup> Donde se suministra frío en adición al calor y electricidad.

## 4.4. COMPARACIÓN COSTOS DE GASODUCTOS VERSUS LÍNEAS ELÉCTRICAS

A continuación, se presenta un ejercicio comparativo entre los costos de construcción de un gasoducto y los costos del tendido de una línea eléctrica.

- El primer caso consideró la construcción de un gasoducto desde el campo de producción de gas natural hasta una planta térmica que se encuentra a 10 Kms. del centro de consumo; y desde la térmica hasta el punto de la demanda, el tendido de una línea eléctrica de 10 Kms:
- El segundo caso consideró la construcción de un gasoducto desde el campo de producción de gas natural hasta una planta térmica que se encuentra a 10 Kms. del campo; y desde la térmica hasta el punto de la demanda, el tendido de una línea eléctrica de 100 Kms.

Además el gasoducto cuenta con capacidad suficiente para transportar los 25 MPCD que necesita la planta térmica. Sin embargo, se necesita compresión para alcanzar la presión de entrega del gas a la térmica, que en este caso se asumió de 500 psi.

- El tercer caso considera que ya existe un gasoducto que conecta un campo de producción con un punto de consumo determinado, y simplemente se necesitaría una derivación para suministrar a la planta térmica el gas que consume para generación eléctrica.

Para el desarrollo del ejercicio se realizaron las siguientes suposiciones:

- El terreno es plano - ondulado.
- La presión del yacimiento es 1200 psi; y la tasa de producción es el consumo necesario de la planta térmica.
- La presión de entrega a la planta térmica es de 500 psi.
- La planta térmica tiene una potencia de 100 MW, es de ciclo abierto, tiene una eficiencia del 35% y un consumo promedio diario de 23.4 MPCD.
- La línea eléctrica es de 115 KV, conductor ACAR, circuito sencillo.
- La subestación eléctrica es de 115 KV barra sencilla.
- El campo de línea en la subestación de llegada es a cargo del generador.
- Los aspectos ambientales y topográficos son los promedio utilizados en la construcción del costo índice de gasoductos y de línea de transmisión
- No se tienen en cuenta aspectos socioeconómicos que eventualmente podrían incidir en los costos de construcción y montaje.
- La derivación a partir del gasoducto principal tiene una longitud de 10 kilómetros, en tubería de diámetro 6" (Caso 3°).
- La planta térmica tiene una potencia de 100 MW, es de ciclo abierto, tiene una eficiencia del 35% y un consumo promedio diario de 23.4 MPCD<sup>15</sup>.

Para las estimaciones de los costos de equipos y mano de obra, así como el dimensionamiento, se utilizaron los programas Fast Piper<sup>16</sup> y de Costos Índices, para el equipo de gas, y el UPME-CIT para el equipo eléctrico.

<sup>15</sup> Para efectos de cálculo se cerró el consumo a 25 MPCD.

<sup>16</sup> Programa para transporte de gas.



#### 4.4.1. Construcción Gasoducto

Teniendo un consumo de gas natural de la planta térmica de 25 MPCD, y la distancia a la que estaría ubicada del campo de producción, se calculó el diámetro necesario del gasoducto para el transporte del combustible.

Potencia Planta (MWH)	Consumo De Gas (MPCD)	Longitud (Km)	Diámetro Gasoducto (pulgadas)	Presión Entrega Térmica (PSIA)	Presión Entrada Gasoducto (PSIA)
100	25	100	8	500	832
100	25	10	6	500	642

Se consideró una eficiencia de flujo del 70% en los dos casos.

Las pérdidas por flujo en una longitud de 100 Kms son del orden 5.35 psi/milla; mientras que en 10 Kms, ascienden a 22.86 psi/milla.

Cálculos: UPME - Programa Fast Piper

Para el Caso 3°, debido a que se convierte en un ejercicio mucho más específico que para los otros casos porque dependería aún más de aspectos tales como el punto de consumo, la presión del yacimiento, longitud del gasoducto principal; se asumió que se necesitaría instalar un compresor con una potencia de 1,000 HP.

#### 4.4.2. Construcción Línea Eléctrica

Para una potencia de 100 MW y una longitud de transmisión se encuentra que es suficiente una línea de 115 kV, circuito sencillo. Es factible utilizar un doble circuito, en caso de que el generador desee cubrirse ante eventos de falla de un línea. Al ser el nivel de conexión de 115 kV no aplican las condiciones del STN, razón por la cual se optó por la configuración mas sencilla y económica, como es la barra sencilla.

#### 4.4.3. Resultados

En las tablas siguientes se muestran los costos obtenidos para los dos primeros casos señalados inicialmente. Los resultados muestran que es más económico tender una línea eléctrica ubicada lejos de la demanda, que tender un gasoducto hasta allí.

##### RESULTADOS EJERCICIO CASOS 1 Y 2 (US\$ CORRIENTES)

Item	Caso 1	Caso 2
Costo Total Tubería	9,017,059	549,760
Costo Total Válvulas	276,765	49,690
Costo Total Trampas	280,179	112,580
Costo Total Estación de Recibo	471,435	471,435
Costo Total Estación de Entrega	530,236	530,236
Costo Sistema Scada	450,000	450,000
Costo Sistema de Comunicaciones	150,000	150,000
Costo Ingeniería del Sistema	287,968	94,709
<b>Subtotal Gas</b>	<b>11,463,643</b>	<b>2,408,412</b>
Costo Línea (ACAR)	3370,050	3,370,502
Subestación BS	3,968,302	3,968,302
Bahía Conexión	945,434	509,066
<b>Subtotal Eléctrico</b>	<b>5,250,786</b>	<b>7,847,871</b>
<b>Total Gas + Eléctrico</b>	<b>16,714,429</b>	<b>10,256,282</b>

Caso 1: 100 Kilómetros de gasoducto y 10 Kilómetros de línea eléctrica de circuito sencillo.

Caso 2: 100 Kilómetros de línea eléctrica de circuito sencillo y 10 Kilómetros de gasoducto.

Cálculos: UPME

Se realizó un ejercicio adicional para el caso de que el generador construya una línea de doble circuito para incrementar la confiabilidad, manteniendo los mismos escenarios de los casos 1 y 2. La siguiente tabla muestra los resultados obtenidos. No se modifica el resultado anterior: es más económico tender la línea eléctrica que tender el gasoducto.

### RESULTADOS EJERCICIO CASOS 1 Y 2 CONSIDERANDO LÍNEA ELÉCTRICA DE DOBLE CIRCUITO (US\$ CORRIENTES)

Item	Caso 1	Caso 2
Costo Total Tubería	9,017,059	549,760
Costo Total Válvulas	276,765	49,690
Costo Total Trampas	280,179	112,580
Costo Total Estación de Recibo	471,435	471,435
Costo Total Estación de Entrega	530,236	530,236
Costo Sistema Scada	450,000	450,000
Costo Sistema de Comunicaciones	150,000	150,000
Costo Ingeniería del Sistema	287,968	94,709
<b>Subtotal Gas</b>	<b>11,463,643</b>	<b>2,408,412</b>
Costo Línea (ACAR)	519,364	5,193,645
Subestación BS	3,968,302	3,968,302
Bahía Conexión	945,434	509,066
<b>Subtotal Eléctrico</b>	<b>5,433,101</b>	<b>9,671,014</b>
<b>Total Gas + Eléctrico</b>	<b>16,896,744</b>	<b>12,079,425</b>

Caso 1: 100 Kilómetros de gasoducto y 10 Kilómetros de línea eléctrica de doble circuito.

Caso 2: 100 Kilómetros de línea eléctrica de doble circuito y 10 Kilómetros de gasoducto.

Cálculos: UPME

En la siguiente tabla, se muestran los resultados obtenidos con la compresión y el tendido de una derivación a partir del gasoducto principal: Básicamente, el costo del compresor eleva el precio del proyecto total, y sigue resultando más económico tender una línea de 100 kilómetros (circuito sencillo) con 10 Kms. de gasoducto, que corresponde al caso 2 analizado.

### RESULTADOS EJERCICIO CASO 3 (US\$ CORRIENTES)

Item	Caso 3 (A)	Caso 3 (B)
Costo Total Tubería	549,760	549,760
Costo Total Válvulas	49,691	49,691
Costo Total Trampas	112,580	112,580
Costo Total Estación de Recibo	471,435	471,435
Costo Total Estación Compresora	2,433,400	2,433,400
Costo Ingeniería del Sistema	117,384	117,384
<b>Subtotal Gas</b>	<b>3,734,250</b>	<b>3,734,250</b>
Costo Línea (ACAR)	3,370,502	5,193,645
Subestación BS	3,968,302	3,968,302
Bahía Conexión	509,066	509,066
<b>Subtotal Eléctrico</b>	<b>7,847,871</b>	<b>9,671,014</b>
<b>Total Gas + Eléctrico</b>	<b>11,582,121</b>	<b>13,405,264</b>

Caso 3 (A): 100 Kilómetros de línea eléctrica de circuito sencillo y derivación de 10 Kilómetros de gasoducto en diámetro de 6".

Caso 3 (B): 100 Kilómetros de línea eléctrica de circuito doble y derivación de 10 Kilómetros de gasoducto en diámetro de 6".

Cálculos: UPME

#### 4.4.4. Conclusión

La tabla siguiente muestra los resultados de los diferentes casos estudiados.

RESUMEN RESULTADOS DE CASOS

Caso	Valor (US\$ Corrientes)	Incremento Precio Con Respecto a Caso Más Económico (%)
1. 100 Kms. Gas 8" + 10 Kms. Eléctrico Sencillo	16,714,428	63%
<b>2. 10 Kms. Gas 6" + 100 Kms. Eléctrico Sencillo</b>	<b>10,256,282</b>	<b>0%</b>
3. 100 Kms. Gas 8" + 10 Kms. Eléctrico Doble	16,896,744	65%
4. 10 Kms. Gas 6" + 100 Kms. Eléctrico Doble	12,079,426	18%
5. 10 Kms. Gas 6" Compresión + 100 Kms. Eléctrico Sencillo	11,582,121	13%
6. 10 Kms. Gas 6" Compresión + 100 Kms. Eléctrico Doble	13,405,264	31%

Cálculos: UPME

Como puede observarse el caso más económico de todos es el siguiente (ítem 2, tabla de arriba): A partir de boca de pozo, tender un gasoducto de 10 kilómetros, diámetro 8" hasta una planta térmica, y de allí tender una línea eléctrica (100 kilómetros) de circuito sencillo hasta el punto de consumo.

La tabla resumen, también muestra el incremento de cada una de las opciones con respecto al caso más económico. De esta forma, se encontró que la segunda opción más económica (ítem 5, tabla resumen), es a partir de un gasoducto ya en funcionamiento, tender una derivación (10 Kms.) de 6" hasta la planta térmica, para lo que se requeriría un aumento de compresión; y de la térmica tender la línea eléctrica de circuito sencillo (100 Kms.) hasta el centro de consumo.

## 5. ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS

A continuación se muestran algunos aspectos regulatorios y normativos que se han producido en el último año.

### 5.1. LOS PRECIOS DEL GAS Y LA COMPETENCIA EN EL SUMINISTRO

#### 5.1.1. Cusiana y los Precios del Gas en Boca de Pozo

Al igual que en los años precedentes, no existe una gran competencia para vender gas natural entre diferentes comercializadores. La producción sigue concentrada básicamente en los campos de la Guajira, y se espera que en unos pocos años, el gas de Cusiana -Cupiagua entre a complementar aquel gas.

El gas de los campos de Cusiana -Cupiagua, enfrenta algunos obstáculos para poder ser comercializado: En primer lugar, podría afectar la no existencia de grandes mercados atractivos que en el corto plazo justifiquen las inversiones requeridas. En segundo lugar estarían las normas regulatorias relativas a los precios que aparentemente no garantizan un ingreso adecuado para el productor. Se espera que con la expedición de la Resolución 050 de 2002, finalmente esta situación sea superada.

Es evidente que el sistema de precios que se adopte en el gas natural tiene un efecto directo en el suministro del mismo, y en la competencia que se presenta en el mercado del gas.

El gas de Cusiana-Cupiagua, tiene un elevado porcentaje de gases inertes, y la regulación de la CREG en el Reglamento Unico de Transporte - RUT<sup>17</sup>, exige unos niveles de calidad del gas, que implican que los productores para ponerse al nivel máximo permitido de gases inertes deberá hacer una planta de tratamiento, la cual requiere de una cierta inversión.

Dado que aún no existe la infraestructura necesaria para tratar el gas de Cusiana, no hay prácticamente comercialización del mismo.

Es importante aclarar, que cuando el campo inició su producción, no tenía sentido económico para los propietarios de Cusiana - Cupiagua poner en venta comercial el gas de sus pozos, por cuanto este gas se

<sup>17</sup> Resolución 071 de 1999.

requería para reinyectarlo en los yacimientos, con el fin de mejorar el recobro de petróleo. A medida que la producción de petróleo de éstos campos vaya decreciendo, cada vez habrá mayores cantidades de gas disponible para ser comercializado.

La información del siguiente gráfico, muestra que los niveles de inyección se han mantenido durante los últimos dos años, por lo que se podría pensar, que parte de la reinyección responde únicamente a la necesidad de mantener la quema de gas en los niveles autorizados por el MME.<sup>18</sup>

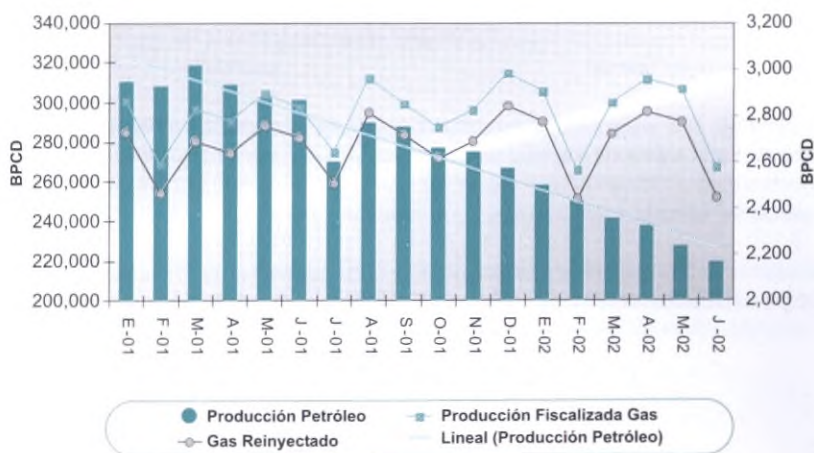
Recordemos que la producción de gas de los campos de Cusiana y Cupiagua, es de mas de 2,500 MPCD, y apenas se están comercializando 20 MPCD. Este gas recibe solamente un tratamiento básico, y no cumple con la calidad exigida en el RUT.

Adicionalmente, se espera que a partir del primer trimestre de 2003 puedan entrar de manera excepcional y hasta tanto se construya una planta de tratamiento, y solo en casos de déficit en el sistema, 40 MPCD adicionales al gas natural que actualmente se entrega.<sup>19</sup>

En la etapa actual de declinación de la producción de petróleo de los campos de Cusiana- Cupiagua, se podría pensar que la necesidad de reinyección podría cambiar, y que una parte, así sea pequeña, podría ser comercializada. Como se aprecia en el gráfico siguiente, la producción fiscalizada de gas que allí se produce es alta, tanto así que por ejemplo 100 MPCD equivalen únicamente al 3.6% de la producción bruta, y al 3.8% de la producción reinyectada.

Nótese en la siguiente gráfica, que en forma progresiva la producción de crudo ha ido decreciendo, y la producción fiscalizada de gas tiende a mantenerse aunque con oscilaciones. Esto muestra que en el futuro, el campo terminará siendo un campo con producción de gas natural en su mayoría.

### PRODUCCIÓN DE CRUDO Y BALANCE DE GAS NATURAL CAMPOS CUSIANA Y CUIPIAGUA 2001 - 2002



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

<sup>18</sup> Decreto 1895 de 1973.

<sup>19</sup> Se instalaría una planta con una capacidad de 40 MPCED que operaría durante un periodo de 18 meses. El gas cumpliría con especificaciones RUT, a excepción del contenido de CO<sub>2</sub>, y de calidad similar al actualmente producido en Cusiana y que se transporta por el gasoducto Cusiana - Apiay - Bogotá.

La CREG expidió la Resolución 096 de 2001, invitando a los propietarios de Cusiana y al público en general, a presentar propuestas para modificar la regulación para hacer viable financieramente la construcción de la planta de tratamiento de Cusiana.

A comienzos del segundo semestre de 2001, los asociados en Cusiana, elaboraron un estudio de costos que presentaron a la CREG durante dicho semestre.

Con la información suministrada en ese estudio y cálculos propios, la CREG, hizo una revisión de sus cálculos, y como consecuencia de ello determinó expedir la Resolución 018 de marzo de 2002<sup>20</sup>.

Esta Resolución entró a modificar dos Resoluciones la 017 de 2000, que reglamentó las exportaciones de gas, y la 023 de 2000.

En la Resolución 017 de 2000, en su Artículo 5° definía que se podrían prohibir las exportaciones de gas natural por dos motivos: i) Por existir reservas insuficientes de gas natural, y, ii) Por existir restricciones transitorias de suministro y/o transporte de gas natural. Además en el Artículo 6° se estableció la metodología para definir que se entendía por reservas insuficientes, cuando el Factor R/P fuese inferior a seis (6) años.

La Resolución CREG No. 018/02 estableció que esta regla no aplica a los contratos firmados antes de que se produzca esta situación: *"Si... (el) Factor R/P es menor a seis (6) años, quedan prohibidas exportaciones de volúmenes adicionales relacionados con nuevos contratos de exportación de gas natural y, cualquier incremento en el volumen de los contratos de exportación ya existentes....."*

En cuanto a los precios del gas, la Resolución 018 de 2002, modifica el precio máximo permitido al Campo de Cusiana. Aparentemente, el precio fijado para el gas de Cusiana, de US\$ 1.10 /MBTU, no fue suficiente para viabilizar la planta de tratamiento y finalmente la CREG revisó los cálculos y en la Resolución 018/02 quedó así:

*"3) .....los siguientes valores:*

*US\$ 1.40/MBTU, si la capacidad de las instalaciones para el tratamiento del gas asociado que permita inyectarlo al Sistema Nacional de Transporte, es inferior o igual a 180 MPCD.*

*b) Un precio sin sujeción a tope máximo....., es superior a 180 MPCD."*

Posteriormente la CREG expidió la Resolución 050 de 2002 que hace algunas modificaciones a la fórmula de precio incluida en la Resolución 018, quedando finalmente:

$$P_s = PF_{s-1} \left( \frac{PPI_{s-1}}{PPI_{s-2}} \right) + BOL - VLR$$

dónde,

Ps: es el Precio Máximo Regulado correspondiente al semestre s.

PFs-1 : es el componente fijo del Precio Máximo Regulado del semestre s-1 actualizado con el PPI según la fórmula. Para el 1° de enero de 2003, el valor de PFs-1 es 0.73US\$/MBTU.

<sup>20</sup> "Propuesta Regulatoria del marco tarifario de distribución y comercialización".

BOL: es el componente del Precio Máximo Regulado correspondiente al valor de la pérdida de crudo. Este valor será igual a 0.85 US\$/MBTU.

VLR: es el componente variable del Precio Máximo Regulado correspondiente al beneficio por recuperación de líquidos. El valor inicial de VLR es igual a 0.18 US\$/ MBTU.

Se espera entonces, que con estos cambios finalmente el gas de Cusiana entre en gran escala al mercado nacional.

## 5.1.2. Incremento de la Oferta, Señales y Perspectivas

Hay que lograr que se explore para hallar gas natural, y no únicamente como subproducto de la búsqueda de petróleo.

Desde la misma expedición de la Resolución 029 de 1995<sup>21</sup>, primera que expidió la CREG en materia de precios del gas natural, se liberó el precio de éste para nuevos descubrimientos. Mas tarde, con las medidas tomadas tanto en la Resolución 023/00 como en la Resolución 018/02, se incluyó la libertad de precios para el gas natural diferente de Guajira y Cusiana, y se posibilita la libertad de precios para éste último<sup>22</sup>.

La señal de precio es importante para ir en la dirección correcta para incentivar para mayor exploración por gas natural, sin embargo la verdadera manera de dar la señal para que haya mas exploración por gas natural, es permitiendo e incentivando la exportación del gas.

En este aspecto, la CREG flexibilizó la norma rígida que había impuesto y abrió más las expectativas en la nueva Resolución, la 018 de 2002, al definir que se les respetarían los contratos firmados a los exportadores de gas natural.

Por otro lado, es muy importante para la competencia dentro de nuestro mercado, y como seguro de abastecimiento, el que nos interconectemos con Venezuela, para que haya entonces una oferta adicional de gas proveniente del país vecino.

En cuanto a la futura evolución de los precios, se percibe que la CREG, mantendrá el principio arriba enunciado, por lo menos hasta el año 2005, cuando se liberan los precios del gas natural<sup>23</sup>. Aunque la CREG, ha manifestado que eventualmente, si no observa suficiente competencia, podría revertir esta medida:

*Las decisiones ... (precios) ...se aplicarán hasta el 9 de septiembre del año 2005. Cumplida esta fecha, el precio del gas no estará sujeto a tope alguno. Lo anterior, sin perjuicio de que se ejerzan las competencias que la Ley asigna a la CREG, relacionadas con lo dispuesto en los Artículos 88.2 y 88.3 de la Ley 142 de 1994.*

Estos Artículos de la Ley 142 dicen:

*88.2.- Las empresas tendrán libertad para fijar tarifas cuando no tengan una posición dominante en su mercado, según análisis que hará la comisión respectiva, con base en los criterios y definiciones de esta ley.*

<sup>21</sup> La cual quedó recogida posteriormente en la Resolución 057 de 1996.

<sup>22</sup> Si la capacidad de tratamiento sobrepasa los 180 MPCD

<sup>23</sup> Resolución 057 de 1996, y 023 de 2001.

88.3.- Las empresas tendrán libertad para fijar tarifas, cuando exista competencia entre proveedores. Corresponde a las comisiones de regulación, periódicamente, determinar cuándo se dan estas condiciones, con base en los criterios y definiciones de esta ley.

## 5.2. BUSQUEDA DE MAYOR COMPETENCIA EN EL MERCADO DEL GAS NATURAL. CIRCULAR CREG 034 DE 2001. SUBASTAS DE GAS NATURAL Y PROHIBICIÓN DE COMERCIALIZACIÓN CONJUNTA

La regulación de la actividad de producción - comercialización de gas se inició por parte de la CREG en 1995. Para lograr la meta de desarrollar el mercado, se consideró necesario introducir una mayor flexibilidad en el proceso de comercialización, promover la negociación entre productores y grandes consumidores, promover condiciones de mayor concurrencia en la comercialización y venta de gas. Se estableció una política de transición a un régimen de precios libre que incluía, entre otros, los siguientes elementos<sup>24</sup>:

- Establecer precios máximos manteniendo incentivos a la producción y evitando conformación de precios de monopolio.
- Permitir comercialización directa de gas por parte del asociado.
- Permitir la comercialización del gas de regalías, mediante ofertas públicas de suministro.
- Crear un sistema de transporte de libre acceso.
- Independizar la actividad de transporte de la producción de Ecopetrol.

El diseño del régimen regulatorio para este período buscó fundamentarse en una estrategia pro-competitiva con precios de suministro regulados durante un período de transición de 10 años hacia un régimen de precios libres en el año 2005.

A pesar de que se tomaron algunas medidas con respecto a los objetivos de política consignados en el Documento CREG-048 de 1995, aún subsisten problemas relacionados con los precios en boca de pozo, las modalidades contractuales y el modesto desarrollo de la actividad de comercialización. Los principales inconvenientes del régimen adoptado para el período 1995-2000, se resumen a continuación:

- Las señales de precio fueron insuficientes para incrementar la oferta de gas.
- Las señales de Precio Máximo se convirtieron en señales de Precio Mínimo.
- No se generó competencia efectiva entre productores/comercializadores de gas.

Ante esta situación, con el propósito de corregir los inconvenientes arriba señalados, la Comisión de Regulación de Energía y Gas estableció un régimen regulatorio para el suministro de gas natural al mayoreo, que mantiene la promesa de liberación de precios para el año 2005, sujeta a la evolución del mercado y al comportamiento de los Agentes.

Este nuevo régimen regulatorio, mantiene la política de liberación de precios en el año 2005 siempre que se cumplan los requerimientos establecidos por la Ley 142 de 1994, en sus artículos 88.2 y 88.3.

Con el ánimo de propiciar mayor competencia entre comercializadores, la CREG ha previsto desarrollar un esquema de subastas con el fin de incrementar el número de comercializadores en el país.

<sup>24</sup> "Política de precios al productor y competitividad del gas en el interior", Documento CREG-048/95, 20 de junio de 1995.



A finales de 1997, la Comisión de Regulación de Energía y Gas contrató un estudio para implementar las subastas de gas de regalías<sup>25</sup>. Para el desarrollo de dicho proyecto se contemplaron las siguientes etapas: i) Diseño de la Subasta; ii) Tamaño de los paquetes a ser ofrecidos, el tipo de subasta y quienes pueden participar; iii) Aspectos Institucionales, iv) Instituciones que organizan, supervisan y administran la subasta; v) Alcance de la subasta; vi) Cobertura extendida no sólo al gas de regalías sino a todo gas comercializado, vii) Estabilidad de ingresos de regalías; viii) Flujo continuo de fondos a entes territoriales beneficiarios; ix) Diseño de regímenes de balance, y, x) Establecer cómo se liquida y contabiliza el gas vendido, tratamiento de incertidumbre en la producción y ventas entre compañías.

Con base en lo anterior, la Comisión adelantó las dos primeras etapas del proyecto. A pesar de que la CREG lideró el proceso de diseño e implantación de éstas, su implementación se suspendió; entre otras por las siguientes razones: a) incertidumbre sobre las reacciones regionales ante las subastas de regalías; b) apoyo no unánime del ejecutivo para emprender el proceso; y c) congestión de la agenda regulatoria de la época.

En la actualidad la CREG está interesada en hacer un estudio para el diseño de un esquema de subastas de gas natural.

Para el cumplimiento de este objetivo (subastas) se debe buscar: i) Promover el desarrollo de un mercado competitivo de gas y limitar el poder de mercado de productores-comercializadores dominantes; y ii) asegurar la consistencia con las disposiciones legales y regulatorias establecidas.

Por otra parte la CREG desea definir de una vez por todas la comercialización separada del gas producido en asociación. La CREG contrató un estudio para tratar de resolver este debate, en el 2° semestre de 2002.

La Comisión ha establecido, entre otras las siguientes disposiciones para regular la comercialización conjunta de gas:

*"Artículo 7º Comercialización Conjunta. Hasta el 11 de septiembre del año 2000 los productores de gas natural podrán comercializar su producción de manera independiente o en conjunto con otros socios del contrato de exploración y producción respectivo, y podrán comercializar conjuntamente la producción de dos o más contratos de exploración y producción diferentes. Luego de la fecha antes mencionada, la Comisión podrá en cualquier momento prohibir la comercialización conjunta, examinando si se da una cualquiera de las siguientes condiciones :*

- a) *Si Ecopetrol comercializa conjuntamente con sus asociados más del 25% del total del mercado nacional.*
- b) *Si los productores no cotizan de manera independiente a los distribuidores, grandes usuarios o comercializadores que lo soliciten.*
- c) *Si las cotizaciones de gas en campo a los distribuidores, grandes consumidores o comercializadores independientes, indican que los productores están incurriendo en prácticas de fijación o acuerdo de precios y, en general, las que limiten la libre concurrencia;*
- d) *Si algún comercializador controla en forma independiente o en conjunto la capacidad de transporte en un porcentaje superior al 50 % de las ventas contratadas". (Res. CREG-057 de 1996).*

<sup>25</sup> "Auctioning of Royalty Gas". Coopers and Lybrand (1997).

*"Artículo 6°. Comercialización Conjunta. A partir del 12 de septiembre del año 2000, los productores de gas natural no podrán comercializar su producción de manera conjunta con otros socios del contrato de exploración y producción respectivo (contrato de asociación), ni podrán comercializar conjuntamente la producción de dos o más contratos de exploración y producción diferentes, de acuerdo con lo establecido en el artículo 71 de la Resolución 057 de 1996." (Res. CREG-071-98).*

Superar el tema de la prohibición de la comercialización conjunta, ayudará a crear mercado para el gas natural, aunque algunas personas dentro del sector de la producción han argumentado, contra toda la evidencia de la experiencia internacional en la materia, que se dificulta mucho hacerlo.

Además de lo señalado anteriormente, a finales de 1999, la Comisión formalizó las disposiciones básicas para la operación del mercado secundario de suministro de gas y de capacidad de transporte, en el Reglamento Unico de Transporte, Resolución CREG-071 de 1999.

Este mercado secundario del gas natural, se estructuraría a partir de los sobrantes que dispongan las empresas que hayan contratado en firme compras de gas natural y/o capacidad de transporte.

Es importante señalar, que al incorporarse una señal de distancia en el esquema regulatorio de transporte de gas, se está reconociendo que pueden existir monopolios regionales.

### 5.3. TARIFAS DE TRANSPORTE

En materia de tarifas de transporte, poco a poco se ha venido definiendo el nuevo esquema tarifario.

Con la expedición de la Resolución 001 de 2000 se definió la nueva metodología para el cálculo tarifario del transporte de gas natural en Colombia, que reemplaza a la que fue establecida en 1995 para el sistema del interior, luego de la expedición de la Ley 142 de 1994.

Posteriormente, en marzo de 2001 se expidieron las Resoluciones CREG 014 a 019 de transporte de gas natural que definen las tarifas de cada empresa.

La Resolución 073 de 2001, introdujo un ajuste a la Res 001/2000 en tanto que fija los mecanismos para nuevas inversiones realizadas durante el periodo tarifario.

Para Promigas regía la Resolución CREG<sup>26</sup> 019 de 1994. Que definió una tarifa única estampilla para todo el tramo desde la Guajira hasta Cartagena : "... *cobrará como máxima una tarifa máxima promedio equivalente de US \$ 0.3424 /KPC por sus servicios de transporte...*". Esta tarifa se aplicó como de Uso, únicamente.

Esta Resolución también incluía un cargo aparte por concepto de compresión del gas natural. Sin embargo, la mencionada resolución fue derogada, con la expedición de la Resolución 018 de 2001, que se hizo bajo los lineamientos de la Resolución 001 de 2000.

La Resolución 018 de 2001 también incluyó el gasoducto Cartagena - Jobo, el cual no formaba parte de la Resolución 019 de 1994, y que no contaba con una Resolución tarifaria propia, sino que se le venía

<sup>26</sup> Comisión de regulación Energética, que antecedió a la CREG.

aplicando la tarifa pactada contractualmente entre Ecopetrol y la Esso Colombiana, propietaria del gasoducto hasta su venta a Promigás, hacia el año de 1996.

La Resolución 018 de 2000, dividió al sistema de la Costa Atlántica en cinco Zonas: 1) Ballena - La Mami; 2) La Mami - Barranquilla; 3) Barranquilla - Cartagena; 4) Cartagena - Sincelejo; y, 5) Sincelejo - Jobo

La CREG estableció la tabla para el cálculo de la remuneración de los costos de inversión por la vía de cargo fijo y cargo variable para cada uno de estos tramos. Adicionalmente, para cada una de ellos se le aplicó una combinación de cargos estampilla y cargos por distancia; con la particularidad de que los valores varían para cada año entre el año 2001 y el año 2005, siendo el cargo estampilla decreciente. Esto se hace con el fin de darle mayor peso al factor distancia, dentro de la tarifa de transporte de la Costa Atlántica.

Posteriormente, en la Resolución 014 de 2002, la CREG resolvió un recurso de reposición de Promigás, con referencia a la tarifa que le aprobó la Comisión de Regulación en la Resolución 018 de 2001, y a partir de ese momento entró en firme ésta Resolución.

En general se le hacen algunos reconocimientos sobre inversiones adicionales, pero se mantiene la misma estructura. Se puede decir que la tarifa de Promigás, en US\$/MBTU equivalente, con un 50/50 de cargo fijo/variable, pasó en promedio de 0.34 US\$/MBTU a 0.47 US\$/MBTU, con un incremento del 38%.

Cabe comentar que adicionalmente a Promigás se le reconoció una tarifa aparte por el anillo alrededor de Barranquilla (Red de Distribución de Barranquilla), al asignarle una tarifa aparte por esos activos. Esta tarifa se definió en la Resolución 033 de 2001, la cual fue objetada mediante recurso de reposición, quedando finalmente en firme en la Resolución 015 de 2002.

De otro lado, en el antiguo Sistema del Interior que incluye a Ecogás, a Transmetano y a Transoriente; aún se mantiene vigente la tarifa para Ecogás, tal como está establecida en la Resolución 057 de 1996<sup>27</sup>, aunque la CREG está trabajando en la búsqueda de un nuevo esquema tarifario para esta empresa.

La tarifa de Ecogás se basa en señales de Entrada - Salida, con un nodo de referencia (Vasconia). A este sistema se le superpuso una tarifa estampilla.

La CREG, mediante la Resolución 056 de 1996, creó un cargo adicional para el Sistema del Interior de US\$ 0.15 / KPC, denominado estampilla para el sistema del interior adicional a los demás cargos. También aplica la tarifa para el gasoducto Ballena - Barrancabermeja, llamado también Sistema del Centro. Que también se halla definido en la Resolución 057<sup>28</sup>.

Para las demás empresas del antiguo Sistema del Interior: Progasur (Resolución CREG 016), Transoriente (Resolución CREG 015), Transmetano (Resolución CREG 014) y Transcogas (Resolución CREG 017), Transgas de Occidente (Resolución CREG 017). Todas las resoluciones basadas en la metodología expuesta en la Resolución 001 de 2000.

Transcogas interpuso recurso de reposición, el cual fue resuelto mediante Resolución 043 de 2001.

<sup>27</sup> Se origina en las Resoluciones de la CREG, 017 y 048 de 1995, y 056 de 1996.

<sup>28</sup> La Resolución 048 de 1995 definió inicialmente esta tarifa.

## 5.4. ACTIVIDADES DEL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL EN EL AÑO 2001. REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE

El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural fue creado de conformidad con los Artículos 4°, 5° y 6° de la Ley 401 de 1997 y reglamentado mediante el Art. 2° del Decreto 1175 de 1999, con el fin de cumplir funciones de asesoría a la CREG.

En el Reglamento Único de Transporte, RUT, Resolución 071 de 1999, se define como función del CNO: *“Recomendar a la CREG, la adopción de protocolos unificados para la generación, envío, almacenamiento, captura y consulta de información. Específicamente a través de los Boletines Electrónicos de Operación BEO”.*

Para desarrollar la labor del CNO durante los años de 2001 y 2002, se crearon tres grupos de trabajo o Comités. El primero se ocupó de la elaboración del Manual Guía de Transportadores y la elaboración de una propuesta de clasificación de interrupciones del servicio. El segundo grupo se encargó de la elaboración de una propuesta de matriz de compensaciones por variaciones, la elaboración de propuestas de balance marco para los agentes y la elaboración de una propuesta de horarios para las renominaciones sincronizadas de suministro y transporte. Mientras que, el tercer grupo elaboró una propuesta de recomendación de protocolos unificados para la generación, envío, almacenamiento, consulta y captura de información en los BEO.

Durante estos años se ha venido trabajando en los aspectos mencionados y como resultado de ello, se recomendaron a la CREG la implementación de tres Acuerdos de Balance Marco, que fueron: i) Acuerdo de Balance entre Transportador-Remitente; ii) Acuerdo Operativo de Balance entre Transportadores y, iii) Acuerdo Operativo de Balance entre Transportador-Productor/Comercializador. Los tres están interrelacionados y se lograron mediante acuerdo integral entre todos los agentes.

Los Acuerdos de Balance sirven para solucionar desbalances operativos, y permiten que las partes se puedan desviar en sus operaciones diarias por encima y por debajo de lo pactado contractualmente. Esta desviación se denomina la desviación diaria máxima permitida.

También hacen mención a puntos tales como: CEA (cantidad de energía autorizada), CDSA (cantidad diaria solicitada y autorizada), nominación de transporte, nominación de suministro de gas, punto de entrada, punto de transferencia, punto de salida, desbalance operativo, confirmación y validación, y liquidación y pago.

Hasta éste momento, la Comisión de Regulación de Energía y Gas continúa en el estudio de las propuestas enviada por el C.N.O. de Gas Natural con respecto a los Acuerdos de Balance Marco.

Por otra parte se sometió a consideración de la CREG, y del Ministerio de Minas, las recomendaciones sobre “Definición de Estado de Emergencia” y “Ordenes Operacionales”.

Finalmente, en lo que se refiere a los Boletines o BEO (Boletín Electrónico de Operaciones), las empresas transportadoras, están trabajando en las interfases, y en estandarizar los diferentes formatos. Se requiere que exista una Intranet que permita que los transportadores interactúen en línea con la Web.

El CNO recomendará a la CREG, la adopción de un protocolo estándar de comunicación que pueda soportar varias plataformas informáticas.

## 5.5. REGLAMENTO DE RACIONAMIENTO DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Este Reglamento se origina en la necesidad de garantizar la prestación del servicio de una manera continua e ininterrumpida, sin excepción alguna, salvo cuando existan razones de fuerza mayor o caso fortuito o de orden técnico o económico que así lo exijan.

El Decreto 1515 de 2002 del Ministerio de Minas y Energía define el Reglamento de Racionamiento<sup>29</sup>

El Artículo 16 de la Ley 401 de 1997, establece que:

*“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, el Gobierno Nacional, de acuerdo con los ordenamientos, y parámetros establecidos en la Ley 142 de 1994, y previo concepto del Consejo Nacional de Operación de Gas, fijará el orden de atención prioritaria de que se trate, teniendo en cuenta los efectos sobre la población, las necesidades de generación eléctrica, los contratos debidamente perfeccionados, así como todos aquellos criterios que permitan una solución equilibrada de las necesidades de consumo en la región o regiones afectadas.”*

Con el Decreto 1515, el Ministerio desea definir el orden de atención prioritaria para el servicio de gas natural en el mercado o los mercados afectados por una escasez.

Este establece las siguientes prioridades frente a restricciones de oferta en el suministro o transporte de gas natural:

- En primer lugar, tendrán prioridad de atención en el sitio en donde se origine el déficit de gas, aquellos Agentes que tengan contratos que garantizan firmeza de suministro y de transporte de gas natural a dicho sitio.
- En segundo lugar, aquellos Agentes que tengan suscritos contratos de almacenamiento de gas con posibilidad de transporte a dicho sitio, o contratos de “Parqueo”<sup>30</sup> de gas en el tramo en que se presente la restricción, dentro de los parámetros fijados por la CREG.
- En tercer lugar, aquellos Agentes que tengan suscritos contratos que garantizan firmeza parcial de suministro y de transporte de gas natural a dicho sitio.
- En cuarto lugar, aquellos Agentes que tengan suscritos, vigentes y debidamente perfeccionados, contratos de suministro y de transporte que no garantizan firmeza.

Cuando la restricción tenga origen en limitaciones de suministro, al interior de las categorías descritas anteriormente, la priorización se dará por orden descendente de los contratos que tengan pactado el mayor precio del gas o la mayor tarifa de almacenamiento o de parqueo de gas.

<sup>29</sup> “Por el cual se fija la 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.”

<sup>30</sup> Parqueo, es un término que define el hecho de almacenar gas por un tiempo en el tubo del transportador. Se considera un servicio y se cobra por ello.

Se exige que los distribuidores - comercializadores y los productores - comercializadores, tomen las medidas contractuales y operativas necesarias para tener garantizado el suministro del gas o cualquier otro combustible que requieran (Art. 6°).

En el caso de que exista igual nivel de prioridad en los contratos, se atiende primero la demanda residencial y los pequeños usuarios comerciales, luego en segunda instancia, se atiende la demanda de gas vehicular para servicio público, y en tercer lugar los volúmenes se reparten a prorrata entre los demás compradores (Art. 3°).

Los distribuidores están obligados a informar semestralmente a la UPME sobre su demanda de usuarios domésticos, de pequeños usuarios comerciales y de consumo vehicular.

## 5.6. RESOLUCIÓN 034 DE 2001. EL GAS NATURAL Y LAS RESTRICCIONES ELÉCTRICAS

A partir del año 1999 aumentaron los costos por generación eléctrica fuera de mérito, casi simultáneamente con incrementos en el año 2000 de los costos de la energía en el mercado "spot", lo que se tradujo en importantes incrementos en los precios de la energía eléctrica para los usuarios finales.

Esta situación originó la división del Sistema Interconectado en varios subsistemas, en los cuales algunos generadores quedaron con posición dominante en cuanto a la atención de dichas generaciones de seguridad. Esto les otorgó la posibilidad de incrementar sus ofertas debido a que dicha generación se remuneraba con base en su precio de oferta y no con base en el precio del despacho ideal.

Como consecuencia de los incrementos en los costos de las ofertas de los generadores, que a su vez incidieron en unos incrementos desmesurados en los precios de bolsa, la CREG decidió intervenir los costos de generación de las plantas, tanto térmicas como hidráulicas, acotando el precio de reconciliación para lo cual expidió una serie de Resoluciones: 026, 034, 038, y 094 de 2001; con el fin de controlar el abuso de posición dominante de algunos agentes y proteger al consumidor final del incremento de los precios en la bolsa.

La principal de ellas es la Resolución 034, la cual establece unos Costos de Transporte de Combustible (CTC) y unos Costos de Suministro de Combustible (CSC).

Donde el CSC es la parte variable del costo de suministro de combustible, expresado en \$/MWh, que es posible sustentar.

En el caso de generación con gas natural, la Resolución 034 establece que el CSC no podrá superar los Precios Máximos Regulados para el gas natural colocado en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG-023 de 2000.

El CTC es la parte variable del costo de transporte de combustible, expresado en \$/MWh, que es posible sustentar. En el caso de generación con gas natural, el CTC no podrá superar el Cargo Variable Máximo autorizado a las empresas transportadoras y/o distribuidoras de gas que se encuentre vigente.

## 5.7. PROPUESTA REGULATORIA DEL MARCO TARIFARIO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

Una propuesta regulatoria, la Resolución CREG 001<sup>51</sup> del 2002, tiene como elemento novedoso, que en forma similar al sector eléctrico, divide a los activos de las empresas de Distribución en dos Niveles: I y II. Los activos de Nivel II corresponden a las redes de media presión, en acero, y a ellas se conectan mayoritariamente las industrias, esto garantiza unas menores tarifas del gas natural para este tipo de usuarios. Los activos de Nivel I corresponden a las redes de polietileno. Cabe anotar que esta Resolución tiene como antecedente la Res CREG 104 de 2000<sup>52</sup>.

También introduce el concepto de unidades constructivas, que no existía en la revisión tarifaria anterior, esto permite llevar un mejor control del valor reportado de los activos.

Introduce la denominada senda tarifaria para las empresas que se inician, y que aún no han construido infraestructura, que consiste en que dichas empresas declaran que tarifa van a cobrar durante un periodo de diez años, obligándose a respetar este compromiso, y no pudiéndolo modificar durante ese periodo.

Considera el tema de la distribución de la propiedad, cuando las redes de distribución de una población pertenecen a más de un propietario.

Obliga a que se lleve en contabilidad separada la comercialización y la distribución. Esto ya venía de la revisión anterior pero como un proceso en curso, en este momento será exigible.

Separa en forma real el cargo de distribución del de comercialización, estableciendo una metodología para calcular este último.

En el caso de la Distribución, abre el cargo Dt, en Fijo y Variable. El primero expresado en \$/Factura, y el segundo en \$/M3. Sin embargo aclara que para el Nivel I el cargo es todo variable.

Se mantiene un Factor de ajuste, similar al Kst del periodo anterior, llamado Kim. Este es más favorable para las empresas distribuidoras de gas, pues se aplica a todos los usuarios de cada nivel, permitiendo subsidios tarifarios de los domésticos a los industriales y comerciales, conectados a su nivel.

En general se puede concluir, que esta Resolución tiene unos interesantes aportes a la metodología tarifaria de la Distribución de gas.

## 5.8. MODIFICACIÓN DE LA TASA DE RETORNO DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL POR REDES

La Resolución 045 de 2002, con base en la metodología WAAC<sup>53</sup>, definió la Tasa de Retorno para las empresas distribuidoras de gas natural para el próximo periodo tarifario.

<sup>51</sup> "Por la cual se somete a consideración, los criterios generales para remunerar las actividades de distribución y comercialización de gas combustible y las formulas para el servicio de distribución por redes de tubería".

<sup>52</sup> "Por la cual ...principios generales...se efectuará el estudio para establecer formulas tarifarias y remuneración de ...distribución y comercialización de gas natural."

<sup>53</sup> Weighted Average Capital Cost (Costo Promedio Ponderado del Capital).

La siguiente tabla tomada del texto de la Resolución ilustra el cálculo.

Variable	Descripción	Criterio	Fuente	Periodo	Valores
$k_D$	Costo de la deuda	DTF + 4%, tasa real equivalente	Banco de la República	Promedio 24 meses	10.40%
D	Peso ponderado de la deuda	Optimo			40.00%
$r_f$	Tasa Libre de Riesgo	Bonos del Tesoro a 20 años	US Federal Reserve	Promedio 24 meses	6.07%
$\Pi_{rm}$	Prima Riesgo Mercado	Prima sobre el índice S&P 500	Ibbotson Associates	Promedio 1926-2000	7.80%
$\beta_u$	Beta desapalancado	Empresas pequeñas	Ibboston SIC 4924 + 0.21	60 meses	0.279
B	Beta apalancado				0.400
$\Pi_{rp}$	Prima Riesgo País	Spreads Deuda Bonos Global 04, 06, 09 y 20	Ministerio de Hacienda y Crédito Público	Promedio 24 meses	6.19%
E	Peso ponderado del capital propio				60.00%
T	Tasa nominal de impuestos		Ley Colombiana		35%
i	Inflación en Dólares (US)	Crecimiento anual esperado de largo plazo	US Fed. Reserve Livingston Survey		2.60%
WAAC (di)	Tasa Wacc nominal después de impuestos				11.93%
WAAC (di)	Tasa Wacc nominal antes de impuestos				18.36%
$t_r$	Tasa de retorno en términos reales antes de impuestos				15.36%
Prima	Constante	Homogenización de mercados			0.7 %

Para el cálculo de las tasas de retorno,  $t_r$ , se utilizarán las siguientes fórmulas:

$$t_r = (1 + WACC_{ai}) / (1+i) - 1 \quad (1)$$

$$WACC_{ai} = WACC_{di} / (1-T) \quad (2)$$

$$WACC_{di} = w_D * (k_D - K_d - T.k_D) + w_E * k_E \quad (3)$$

$$k_E = r_f + \Pi_{rp} + \Pi_{rp} \quad (4)$$

$$\Pi_{rn} = \beta * \Pi_{rm} \quad (5)$$

$$\beta = [1 + (1-T) D/E] * \beta_u \quad (6)$$

Donde  $t_r$  : tasa de retorno en términos reales antes de impuestos

i : tasa de inflación en dólares americanos

T : tasa nominal de impuestos

$WACC_{ai}$  : tasa WACC antes de impuestos

$WACC_{di}$  : tasa WACC después de impuestos

$k_D$  : costo de la deuda

$k_E$  : costo del capital propio o equity

D : valor en porcentaje de endeudamiento

E : valor en porcentaje del capital propio



- $w_D = D/(D+E)$  : peso ponderado de la deuda  
 $w_E = E/(D+E)$  : peso ponderado del capital propio  
 $r_f$  : tasa libre de riesgo  
 $\Pi_{rn}$  : prima de riesgo del negocio  
 $\Pi_{rm}$  : prima de riesgo del mercado  
 $\Pi_{rp}$  : prima de riesgo país  
 $\beta$  : Beta  
 $\beta_u$  : Beta desapalancado

## 5.9. PROPUESTA DE REGLAMENTO DE COMERCIALIZACIÓN DE GAS COMBUSTIBLE POR REDES. RESOLUCIÓN 059 DE 2002

Esta Resolución marca el derrotero para abrir la comercialización de gas natural a usuarios regulados dentro de las redes urbanas de los distribuidores, tal como se menciona en sus objetivos.

La introducción de este Reglamento aumentará la competencia en el mercado del gas natural por cuanto permitirá que se desarrollen empresas comercializadoras distintos de los distribuidores, que lleguen directamente a los usuarios. Podría pensarse eventualmente que una empresa distribuidora y comercializadora de electricidad, operase un área de comercialización de gas natural por redes.

El Reglamento de Comercialización se orienta a:

- Facilitar la competencia entre todos los Agentes participantes en el negocio de Comercialización de Gas Combustible distribuido por red de ductos.
- Establecer los derechos y obligaciones del Comercializador, del Distribuidor y del Usuario de gas combustible distribuido por red de ductos.
- Fijar las reglas por las cuales se regirán las relaciones entre los distintos agentes de la cadena de prestación del servicio público domiciliario de gas combustible, que participen en el negocio de comercialización de Gas Combustible distribuido por red de ductos.

Y se aplica a: i) Prestadores del servicio público de gas combustible que ejerzan la actividad de Comercialización de gas a Usuarios conectados a un Sistema de Distribución en áreas no exclusivas; ii) Distribuidores de gas combustible por red de ductos en áreas no exclusivas; iii) Usuarios del servicio público domiciliario de gas combustible distribuido por red de ductos en áreas no exclusivas.

Nótese la mención a que este Reglamento no aplica a las Areas Exclusivas.

Cabe comentar que la aparición de este Reglamento es muy oportuna, por cuanto coincide con el inicio del nuevo periodo tarifario de los distribuidores de gas natural por redes, en el cual la CREG esta determinando en la tarifa un margen para la actividad de comercialización. Recordemos que en el precedente periodo tarifario, se incluyó un valor de referencia de 3 pesos de 1995, los cuales no eran suficientes para cubrir esta actividad.

El reglamento establece, procedimientos operativos y comerciales entre agentes, y también procedimientos comerciales.

Los primeros incluyen temas como nominaciones de suministro, balances de energía, acuerdos de balance y atención de emergencias. Los segundos incluyen temas como fronteras comerciales, medición y equipos de medida, liquidación y pago de los cargos por el uso de la red de distribución, facturación, garantías, conexiones, suspensión y corte del servicio, calidad del servicio y pérdidas técnicas y no técnicas.

## 6. RETOS

En éste capítulo se muestran algunos tópicos, que desde el punto de vista de la UPME necesitan ser analizados.

### 6.1. INTERCONEXIÓN GASÍFERA COLOMBIA - VENEZUELA

En el marco del Convenio de Cooperación Institucional suscrito el 21 de diciembre del año 2000, entre el Ministerio de Energía y Minas de Venezuela y la Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia, fue contratado y financiado de manera conjunta el estudio denominado "Posibilidades de Interconexión Gasífera Colombia - Venezuela"<sup>54</sup>, cuyo objetivo fue evaluar las posibilidades de mercado (demanda y oferta) que justificaran la interconexión bilateral gasífera entre Colombia y Venezuela, con miras al abastecimiento interno de los dos países y la oportunidad de exportación a países de Centro y Sur América, en un horizonte de 20 años.

Los resultados de los análisis realizados y conclusiones del Estudio, se presentan de forma resumida a continuación:

#### **BALANCE OFERTA / DEMANDA**

El mercado subregional sobre el cual se han realizado los análisis y evaluaciones del presente Estudio está conformado por Venezuela, Colombia, Panamá, Costa Rica, Ecuador y Perú. Las características de los países involucrados en el estudio fueron presentadas en el capítulo segundo de Entorno Internacional, por lo que a continuación se presentan los análisis y conclusiones del estudio.

Un resumen de las ofertas y demandas de cada uno de los países que componen la subregión bajo estudio se puede observar en el siguiente gráfico:

<sup>54</sup> Estudio desarrollado por la Unión Temporal Econometría (Colombia) e Inelectra (Venezuela). Finalizó en Mayo de 2002.

COSTA RICA	
Demanda	
20.6	
65.0	
154.6	
154.7	

PANAMA	
Demanda	
Año	
2005	28
2010	100
2015	163
2020	235

COLOMBIA	
Demanda	Oferta
561	906
831	952
1200	681
1972	557

VENEZUELA	
Demanda	Oferta Neta
3288	3362
3774	5383
4338	6477
5005	6905

ECUADOR	
Demanda	
136	
254	
348	
436	

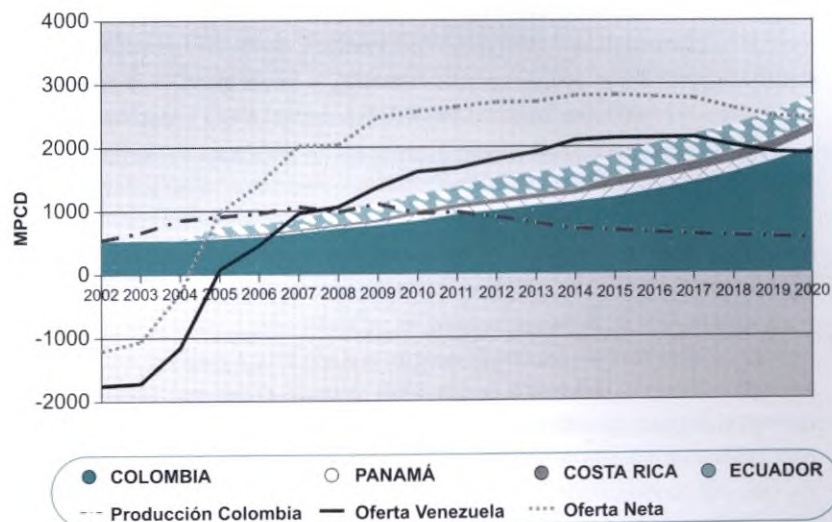
PERU	
Demanda	Oferta
171	567
286	598
300	598
316	598

Notas:

Entiéndase oferta neta (Venezuela) como el excedente entre la capacidad de producción y el gas reinyectado. Esta oferta neta es la cantidad de gas disponible para ser exportada.

La línea punteada que une Ecuador y Panamá significa que la demanda de gas en el Ecuador podría ser abastecida desde Perú, tal como se menciona adelante.

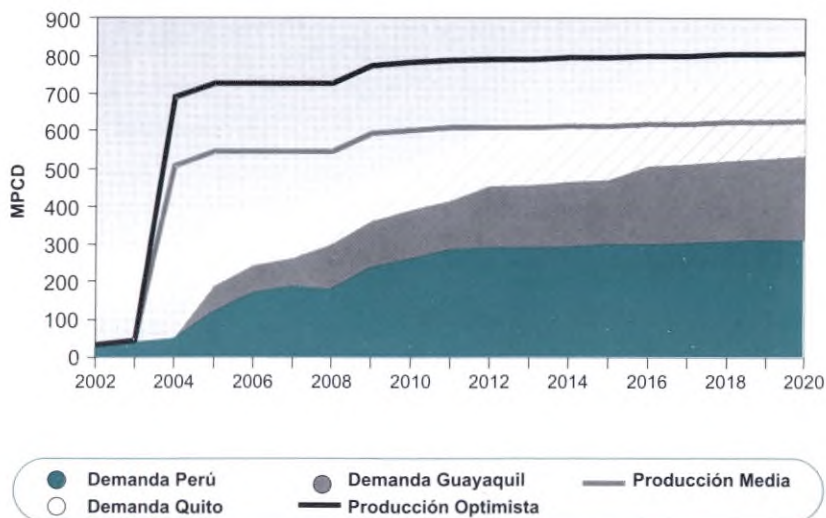
En el gráfico siguiente, se compara el desarrollo de las demandas potenciales de cada país con la producción de Colombia, la oferta neta de Venezuela y la oferta total (suma de las anteriores), del cual pueden deducirse las siguientes conclusiones:



- La producción de Colombia es suficiente para atender su propia demanda hasta el 2011 y, adicionando los proyectos de exportación, hasta el 2009.
- La oferta neta de Venezuela es deficitaria hasta el 2005 (en el occidente hasta el 2004 y en el centro oriente hasta el 2005, lo que circunscribe la opción de importar gas de Colombia a Venezuela al periodo 2004 - 2005 ). En los años subsiguientes competiría con la producción de Colombia por el mercado colombiano y los proyectos de exportación; esta competencia es relevante hasta el 2009 ó 2011, dependiendo de los proyectos de exportación, puesto que a partir de ese momento, se estima que Colombia sería deficitaria.
- Un proyecto de interconexión solo podría darse si el gas de Venezuela, proveniente de la región occidental (Maracaibo), puede competir con la producción excedentaria de Colombia para atender el mercado colombiano y el de exportación a terceros países, durante un período que puede ir de 2006 a 2009 y a lo sumo hasta el 2011. En la década siguiente, el nivel de competencia disminuye ante la declinación de la producción colombiana y el crecimiento de su demanda.
- Del análisis detallado de los escenarios de interconexión, se puede deducir, adicionalmente, que a partir del 2006, la oferta de la región occidental de Venezuela será suficiente para abastecer las exportaciones, sin requerir gas proveniente del Centro - Oriente, con excepción del caso de exportación simultanea a Panamá, Costa Rica y Ecuador (caso máximo), para el cual se requerirá un flujo importante entre las regiones a partir del 2015.
- El análisis de sensibilidad basado en la disponibilidad de gas natural en el occidente venezolano, indica que para el escenario en el cual no se materializa ningún nuevo proyecto de producción en la región de Maracaibo (Escenario de probabilidad acumulada del 0%), se impide llevar a cabo un proyecto de interconexión a terceros países. Con respecto al escenario de probabilidad acumulada del 10% de probabilidad para la región de Maracaibo, la menor oferta no alcanza a alterar las conclusiones ya establecidas, aunque el déficit de Venezuela es mayor y se prolonga un año más.

- **EXPORTACIÓN DE PERÚ A ECUADOR**

El Gráfico presenta las demandas de Perú y Ecuador, separando Quito y Guayaquil, y la capacidad de producción de Perú en los escenarios medio y optimista. Como puede verse, la capacidad de producción de Perú en el escenario medio, es suficiente para atender la demanda interna y exportar las cantidades que requiere Ecuador hasta el año 2012. A partir del 2013 será suficiente para cubrir al menos la demanda de Guayaquil. Al eliminar Guayaquil, quedaría como único mercado el de Quito, cerca de la mitad del total de Ecuador, mercado que se estima insuficiente para justificar un proyecto de interconexión basado en los excedentes de gas natural de Venezuela. Dadas las enormes reservas de Camisea (cerca de 8 TPC de gas natural), es muy posible que el "escenario optimista" sea el más probable, pudiéndose incrementar la producción hasta cubrir el mercado completo de Ecuador.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas de Perú

#### ANÁLISIS DE COMPETITIVIDAD DEL GAS NATURAL EN LOS MERCADOS DE LA SUBREGIÓN

La competitividad del gas natural proveniente de Venezuela se analiza desde dos puntos de vista: el primero, con relación a sus sustitutos, el cual se desarrolla bajo el concepto de "Net Back"; el segundo, con relación al gas colombiano.

Teniendo en cuenta dicho análisis, se pueden establecer las siguientes conclusiones:

- Desde el punto de vista de la competitividad del gas frente a sus sustitutos, el proyecto de importar gas de Venezuela, valorado en Anaco, presenta factibilidad, puesto que sería competitivo en los sectores consumidores involucrados en la proyección de demanda, con la excepción clara de Costa Rica.
- Para Colombia, la importación de Venezuela no cambia sustancialmente la competitividad del gas en aquellos sectores consumidores sobre los que se ha basado el desarrollo del mercado desde el inicio del Plan de Masificación del Gas en el interior.
- Para Ecuador, el proyecto se basaría en las demandas del sector eléctrico y de GNV, los cuales cobijan el 85% del mercado potencial total estimado. Sin embargo, se debe esperar el desarrollo de Camisea, sobre todo para conocer el costo del gas en boca de pozo, variable que se configura como crucial para establecer la competitividad de éste.
- Para Panamá, el proyecto se basaría en el mercado potencial estimado, excluyéndose la industria.
- Costa Rica no debe tenerse como parte del proyecto de interconexión, ya que, para este país, existen fuentes de energía primaria más económicas. Del análisis realizado el costo de transporte a Costa Rica tendrá un costo de aproximadamente US\$6.80/KPC el cual no resulta competitivo.

Considerando lo anterior, la prioridad debe ser la interconexión Venezuela - Colombia - Panamá.

El análisis financiero realizado por el Consultor concluye que el proyecto de transporte de gas desde Venezuela hacia Colombia es factible desde el punto de vista financiero.

Para aquellos casos en los cuales la alternativa de interconexión contempla el escenario base 50% de disponibilidad de gas en Venezuela, es posible obtener tarifas de transporte desde Anaco hasta Ballenas que van desde 0,307 US\$/KPC, sin financiamiento de la inversión requerida, hasta 0.40 US\$/KPC, para el escenario con financiamiento y bajo condiciones muy restrictivas del servicio de la deuda .

La interconexión con Costa Rica y Ecuador no resulta factible desde el punto de vista financiero. Para Panamá, el disponer de condiciones de financiamiento favorables representaría mejores tarifas de transporte de gas.

### **ALTERNATIVA DE INTERCONEXIÓN**

Como una primera aproximación a la solución de menor costo, se evaluaron las diferentes alternativas de interconexión para los mercados de Venezuela, Colombia, Panamá, Costa Rica y Ecuador.

Las opciones que se analizaron se conformaron en base a las siguientes premisas:

- Se considera que el proyecto iniciará su operación en el año 2005 .
- El análisis de los sistemas de transporte se ha realizado suponiendo que se operará el sistema de gasoductos hasta el año 2020.
- El balance de la oferta y demanda de gas natural es el indicado en la sección anterior.
- Se ha previsto la utilización de la infraestructura existente en Colombia y Venezuela.
- La evaluación de las inversiones y los costos anuales de los sistemas analizados se han basado en indicadores típicos.

En el sistema de menor costo, la interconexión entre Colombia y Venezuela se haría a través de un gasoducto que uniría a Maracaibo (Venezuela) con Ballena (Guajira); y el suministro a Centro América se realizaría aprovechando la infraestructura de transporte existente en la Costa Atlántica de Colombia, y construyendo un gasoducto desde Cartagena hasta Colón (Panamá).

La interconexión con Ecuador tendría su origen en Cali, lo que haría que el sistema interconectado pasara por los principales centros de consumo de Colombia y por el Altiplano Ecuatoriano (Quito y Guayaquil).

El costo aproximado de la infraestructura necesaria ascendería a 3,600 Millones de Dólares.

La solución propuesta ofrece dos puntos de suministro de gas. En los primeros años los campos de Ballena y Cusiana y en el mediano plazo, cuando decline la producción de Ballena, con el abastecimiento desde el occidente de Venezuela por el corredor Maracaibo - Ballena.



El Cuadro siguiente presenta los costos estimados de transporte a los principales centros de consumo con el sistema considerado, tomando como referencia el Centro de Despacho de Anaco (Venezuela).

**INTERCONEXIÓN GASÍFERA COLOMBIA - VENEZUELA  
SISTEMA MARACAIBO - BALLENA - CARTAGENA - COLÓN - CALI - QUITO  
COSTOS DE TRANSPORTE DESDE ANACO (DÓLARES POR MIL PIES<sup>3</sup>)**

Tramo	Colombia + Ecuador + Panamá
Colombia Costa	1.38
Colombia Centro	1.71
Colombia Sur	2.16
Panamá	4.35
Ecuador	3.71

El suministro a Costa Rica da un costo de transporte de US\$ 6.80 / KPC, el cual con base en el análisis de Netback, no resulta competitivo con los combustibles utilizados (energía hidráulica y combustibles fósiles). Por esta razón, el mercado de Costa Rica no resulta un mercado potencial para el sistema interconectado.

**ANÁLISIS DE LOS ASPECTOS LEGALES Y REGULATORIOS**

Se realizó un análisis detallado de las leyes de cada país de la subregión, que tienen relación con el mercado/negocio del gas natural. Sobre la base de este análisis, se puede concluir que no existen barreras legales que restrinjan la importación y exportación de gas natural. Sin embargo, si existen algunos aspectos que deben ser armonizados por los organismos y entes reguladores de cada país, para facilitar la materialización de los proyectos de interconexión para la exportación/importación, tales como:

- Separación de las actividades del sector (producción, transporte, distribución comercialización, etc.).
- Creación de entes reguladores de las actividades del Sector Gas en los países donde no existen o no ejercen funciones de regulación sobre el negocio del gas natural.
- Acuerdos para fijar los precios en boca de pozo y/o centro de despacho, y las tarifas de transporte aplicables al gas natural importado/exportado.
- Armonizar las especificaciones de calidad del gas para la importación/exportación de gas natural.
- Acuerdos para evitar doble tributación (Panamá y Costa Rica)

En general se deben propiciar acuerdos entre los Gobiernos en los cuales se adopten lineamientos generales que faciliten el comercio de gas entre los países signatarios, con el compromiso de garantizar un trato igual a todos los agentes en los relativo a: permisos, autorizaciones, contratos para el desarrollo de las distintas actividades relacionadas con el gas natural y el acceso a los mecanismos para la solución de conflictos entre los agentes involucrados.

Los aspectos indicados deben ser abordados, ya que, pueden ser percibidos por los agentes, en particular los inversionistas privados, como barreras financieras a su participación en las actividades relacionadas con la importación/exportación de gas natural.

## CONCLUSIONES

Como resultados de los análisis llevados a cabo en el Estudio, se plantean las siguientes conclusiones:

- El proyecto de interconexión gasífera de la subregión depende de la materialización de las oportunidades de aumento de la disponibilidad de gas natural en Venezuela.
- En el sistema de menor costo la interconexión entre Colombia y Venezuela se haría a través de un gasoducto que uniría a Maracaibo con Ballena y el suministro a Centro América se realizaría desde Cartagena aprovechando la infraestructura de transporte existente en la Costa Atlántica de Colombia. La interconexión con Ecuador tendría su origen en Cali, lo que haría que el sistema interconectado pasara por los principales centros de consumo de Colombia y por el Altiplano Ecuatoriano. El costo aproximado de la infraestructura considerada asciende a 3,600 millones de dólares.
- Desde el punto de vista de la competitividad del gas frente a sus sustitutos, el proyecto de importar gas de Venezuela, valorado en Anaco, es técnica y económicamente factible, puesto que sería competitivo en los sectores consumidores involucrados en la proyección de demanda, con la excepción clara de Costa Rica.



- Todos los casos de valoración de los consumos coinciden en el soporte de la combinación de las demandas para generación eléctrica y GNV. Así mismo, en todos ellos el carbón se presenta como una competencia potencial del gas natural en la gran industria.
- Para Colombia, la importación de Venezuela no cambia sustancialmente la competitividad del gas en aquellos sectores consumidores sobre los que se ha basado el desarrollo del mercado desde el inicio del Plan de Masificación del Gas en el interior.
- Para Panamá, el proyecto se basaría en el mercado potencial estimado, excluyéndose la industria.
- Para Ecuador, el proyecto se basaría en las demandas del sector eléctrico y de GNV, los cuales cobijan el 85% del mercado potencial total estimado. Sin embargo, se debe esperar el desarrollo de Camisea, para conocer el costo del gas en boca de pozo, variable que se configura como crucial para establecer la competitividad de éste; además el nivel de producción que alcanzaría.
- El proyecto de interconexión gasífera de la subregión no presenta barreras legales en lo que respecta a importación y exportación de gas. Existen aspectos que deben ser reglamentados y/o aclarados pero los mismos pueden ser solventados por los entes reguladores o los organismos encargados de regular el Sector Gas.

## 6.2. SUMINISTRO DE GAS NATURAL A NORTE DE SANTANDER (COLOMBIA) Y ESTADO DE TÁCHIRA (VENEZUELA)

El mencionado estudio de “Posibilidades de Interconexión Gasífera Colombia- Venezuela” incluyó como un caso de estudio el abastecimiento de gas natural a la ciudad de Cúcuta (Norte de Santander), integrándolo con el mercado fronterizo venezolano.

El mercado binacional de Cúcuta-Táchira está integrado por cinco municipios colombianos: Cúcuta, Villa del Rosario, Los Patios, El Zulia y San Cayetano; y tres municipios venezolanos: San Cristóbal, Pedro María Ureña y Bolívar. Los municipios de El Zulia y San Cayetano quedan en el valle del río Zulia, mientras que los otros cinco municipios quedan en los valles de los ríos Pamplonita y Táchira.

El objetivo de este análisis fue evaluar las posibilidades de abastecer este sub-mercado desde diferentes fuentes. Inicialmente desde el sistema que abastece a Cúcuta. Como parte del análisis y evaluación se estimó el mercado binacional (demanda de gas), se evaluaron las opciones de suministro e interconexión, y se analizó la competitividad considerando las diferentes fuentes de suministro.

De forma simplificada, las conclusiones fueron las siguientes:

- Aunque inicialmente se planteaba un mercado conjunto en el área binacional Norte de Santander - Táchira, que podría ser alternativamente alimentado desde ambos lados de la frontera y que crearía una base de demanda que permitiría en un futuro enviar gas desde Venezuela al mercado colombiano, los resultados del capítulo 6, muestran que la mejor forma de interconexión es

enlazando Maracaibo con Ballena. Esto significa que la zona binacional debe tratarse como un mercado aislado al cual debe encontrársele una solución específica.

- La interconexión no se justifica sin la conversión a gas natural de la Planta Táchira (259 MW), sustituyendo combustibles líquidos costosos, para un consumo del orden de 47,000 KPCD.
- La interconexión se soportaría en las demandas del sector eléctrico, la sustitución de electricidad en el sector residencial.
- Un programa de GNV no se ve factible por los altos subsidios a los combustibles en Venezuela y el consiguiente contrabando a la zona fronteriza.
- Debe explorarse en primer término las opciones de interconexión con Ayacucho, con menores costos de inversión. La primera opción es negociar con la asociación PETRONORTE-ECOPETROL para comprar el oleoducto Zulia Ayacucho y convertirlo en gasoducto. La última alternativa debe ser la interconexión directa Maracaibo-Cúcuta por el alto nivel de inversión.
- De no existir la demanda del sector eléctrico y, en consecuencia, la ausencia de interconexión, la red de distribución de Cúcuta no debería ampliarse. En tal caso, se recomienda estudiar la factibilidad de atender a los usuarios actuales conectados a la red (5,000 aproximadamente) con un sistema de aire propanado y abastecer el mercado residencial no conectado con una oferta adecuada de GLP.

En resumen, la interconexión de la zona binacional Cúcuta-Táchira, no se justifica sin la conversión a gas natural de la Planta Táchira (259 MW), sustituyendo combustibles líquidos costosos, para un consumo del orden de 47 MPCD, dadas las inversiones en las diferentes alternativas de interconexión. La interconexión se soportaría fundamentalmente en la demanda del sector eléctrico y, en menor medida, en la sustitución de electricidad en el sector residencial y una porción minoritaria de la industria que consume fuel oil.

### 6.3. OTRAS TECNOLOGÍAS

A continuación se presenta a manera informativa algunas tecnologías que se han desarrollado en materia de distribución de gas natural. En la medida en que éstas se vayan desarrollando en el país, se tratarán con mayor profundidad en posteriores ediciones de la Cadena del Gas Natural en Colombia.

#### **Gas Natural Comprimido<sup>35</sup>**

El Gas Natural Comprimido o GNC es una alternativa de suministro para poblaciones que no cuentan con gas natural y cuya demanda potencial es muy baja para justificar la conexión al suministro a través de un gasoducto.

Los sistemas de suministro de GNC constan de tres componentes básicos: la estación compresora, el sistema de transporte y la estación descompresora.

<sup>35</sup> Basado en Definición de costos en el transporte de gas natural comprimido para poblaciones, Estudio realizado para la CREG por COINOR LTDA. Diciembre de 2001.

## ESTACIÓN COMPRESORA

La estación Compresora tiene los mismos componentes que una estación de GNV, de hecho en muchos lugares por versatilidad y economía se hace uso de la estación compresora para suministro de GNC a poblaciones y para suministro de gas a los vehículos.

Las estaciones son modulares y contienen todo el equipamiento de filtros, válvulas, línea de aspiración, sistema de seguridad, tableros eléctricos y de control, torres de llenado o surtidores, etc. Es de anotar que la presión estándar de entrega de gas por parte de los compresores es de 3,600 psig.



Fotos: COINOR para la CREG<sup>56</sup>

## TRANSPORTE

El transporte se hace en tanques de acero para gas comprimido a 3,000 psig que se agrupan en canastillas para ser acarreados en camiones de diferentes capacidades. Estos camiones disponen de una grúa que facilita la manipulación de las canastillas en la estación de entrega.

Una canastilla puede tener una capacidad para 16 cilindros, con una capacidad de almacenamiento de gas natural de alrededor de 300 m<sup>3</sup> y su peso es de aproximadamente 2 toneladas por lo que con un camión de 12 toneladas estaría en capacidad de transportar aproximadamente 1,500m<sup>3</sup> de gas natural por viaje.

En las fotos se pueden apreciar las canastillas y los tipos de camiones empleados para el acarreo ya sea con canastillas móviles o fijas, estas últimas en la configuración puede transportar alrededor de 4,200 m<sup>3</sup>.

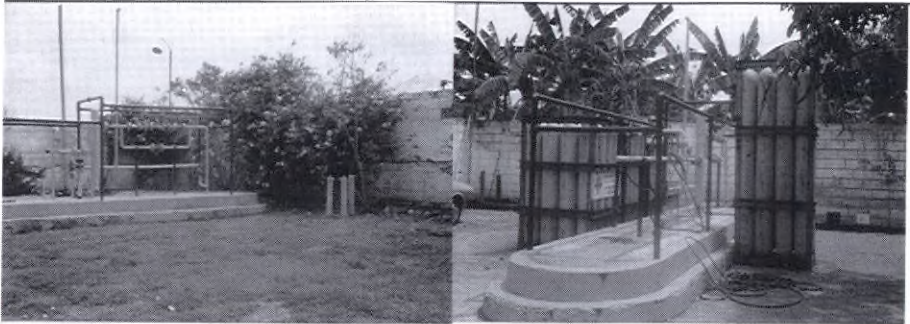


Fotos: COINOR para la CREG<sup>2</sup>, detalle de la canastilla y transporte en camión

<sup>56</sup> Estudio realizado para la CREG por COINOR.

## ESTACIÓN DE DESCOMPRESIÓN

La estación de descompresión es básicamente equivalente a un “citygate” convencional salvo que requiere poder manejar una presión mayor de entrada. Comprende equipos para medición, válvulas de regulación, calefacción y eventualmente sistema de odorización, de no comprimirse el gas con olor. También puede tener otros equipos adicionales para análisis cromatográfico, telecomandos, etc.



Fotos: COINOR para la CREG<sup>2</sup>, Citygate con cilindros principales y de reserva

El tamaño de la estación de descompresión está determinado por la demanda potencial de la población, que también afectará la capacidad de almacenamiento requerida, representada en número de cilindros o canastillas. Es importante contemplarse la disponibilidad de abastecimiento de reserva en previsión de demoras en el transporte.

En Colombia la distribución de gas natural empleando GNC ya cuenta con experiencias como: la de Promigas para llevar en su momento gas a Valledupar; Alcanos de Colombia para llevar gas natural comprimido a poblaciones del departamento del Huila y Serpegas para llevar gas a poblaciones de Santander.

## 6.4. ALTERNATIVAS DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL

### 6.4.1. Licuefacción del Gas para Almacenarlo

El GNL es una alternativa para transportar el Gas a centros de consumo distantes o convertir el GN en un bien transable, pero para poder aplicar esta opción se requerirían de una gran inversión y por tanto una gran disponibilidad de gas que la justifique.

Una alternativa de empleo de esta tecnología es el almacenamiento, experiencia con este uso se tiene en Argentina, donde se cuenta con una planta de supresión de picos de demanda de gas a 60 km. de Buenos Aires.

El sistema instalado en Argentina tuvo un costo aproximado de US\$ 45´000,000 y cuenta con las siguientes características.

- Un sistema de pretratamiento que elimina dióxido de carbono y agua del gas
- Un sistema de liquefacción que tiene una capacidad de 101,000 m<sup>3</sup>/día
- Un depósito que permite el almacenamiento de 41,200m<sup>3</sup> de GNL a -160 °C equivalente a 25´740,000 m<sup>3</sup> de Gas natural.
- Un sistema de vaporización con capacidad de 2´574,000 m<sup>3</sup> de gas natural.

El sistema tiene un ciclo de llenado de 255 días.

De utilizar una estación de estas características que podría dar una autonomía a un sistema como el de Bogotá por 20 días podría implicar un incremento en el costo del gas de aproximadamente 10% solo contabilizando la inversión inicial.

Plantas de menor tamaño y con capacidad para unos cuantos días, 3 ó 4, de respaldo en almacenamiento de gas, podrían implicar un incremento estimado en el costo del gas de hasta un 5% contabilizando solo la inversión de la planta de almacenamiento.

### **6.4.2. Almacenamiento en Pozos Agotados**

El utilizar pozos fuera de servicio cerca de los centros de consumo, puede ser otra alternativa a analizar que requeriría de cuidadosos estudios geológicos y económicos que permitan establecer su real posibilidad económica pues las pérdidas de gas por fugas en el proceso de inyección y posterior recuperación pueden afectar la economía del proyecto.

## **6.5. ALTERNATIVAS FUTURAS PARA SUMINISTRO DE GAS**

Alternativas para el suministro de gas natural para casos de emergencia o como alternativa al mismo pueden ser los siguientes:

### **6.5.1. Gas Natural Sintético a partir del carbón o de la biomasa**

La tecnología de la gasificación ha tenido un gran desarrollo en los últimos años, desarrollos de estos sistemas de gasificación permiten identificar que para algunos casos la gasificación a partir del carbón puede permitir precios entre 4 a 6 US\$/MMBTU. Aunque la configuración de estos sistemas en su mayoría son para suministrar gas a zonas puntuales y en especial de forma integrada a plantas de generación eléctrica, no es descartable su utilización para obtener grandes cantidades de gas natural sintético para suministro a sistema nacional.

### **6.5.2. Aire propanado**

El aire propanado es una alternativa de disponibilidad de un gas con características similares a las del gas natural. En Europa la alternativa del aire propanado se ha empleado como mecanismo para atender los picos de demanda o como backup.

Para poder hacer uso de esta opción es necesario disponer de propano puro en la zona, lo cual restringiría su uso por factores de transporte y disponibilidad del mismo, aunque se puede implementar esquemas de separación de propano del GLP que implicarían costos adicionales.

Este sistema consiste en que propano líquido es circulado por un vaporizador para obtener vapor de propano, que posteriormente será diluido con aire empleando un mezclador hasta que presenta características similares al Gas natural para ser finalmente distribuido por la tubería de suministro hasta su posterior uso.

En sistemas que requieran un suministro permanente usualmente se requiere adicionalmente de un compresor para permitir un manejo de volúmenes de mezcla mayores.

Este sistema aunque aumenta los costos de suministro con respecto al GLP por redes, puede ser una alternativa para sistemas que funcionan con Gas Natural en casos de emergencia o como etapa previa a la introducción de este para que los usuarios no tengan que hacer conversión de sus equipos.

### **6.5.3. Biogás**

El biogás se obtiene a partir de un proceso de descomposición de desperdicios orgánicos o biomasa con contenido de humedad a través de la acción de bacterias especializadas en un recipiente llamado digestor biológico o biodigestor.

En los procesos naturales el gas producido o biogas, suele presentar una composición que oscila entre el 54 - 70 % de metano ( $\text{CH}_4$ ) y 27 - 45 % de  $\text{CO}_2$  con una pequeña porción de otros gases como Hidrógeno (entre 1 y 10%) y nitrógeno (hasta un 3%)<sup>37</sup> con un poder calorífico entre 20,000 a 25,000 Btu/m<sup>3</sup>.

En Colombia, si bien no se reportan experiencias relacionadas con la utilización industrial o comercial de este gas, si se han reportado trabajos a nivel de biodigestores rurales y la utilización del biogás para usos domésticos como en el caso de la CVC y los esfuerzos realizados por el programa PESENCA en la Costa Atlántica, entre otros. También es importante resaltar la experiencia del CIPAV en el Valle del Cauca que los ha aplicado para producir energía eléctrica.

Es de anotar que de la experiencia que tiene el país en aprovechamiento del biogás se incluye un sistema diseñado para abastecer a una pequeña comunidad de 18 casas en el Municipio de Tolú Viejo, Sucre, destinado a sustituir la leña utilizada para la cocción de alimentos por el gas generado en los biodigestores, alimentados con estiércol proveniente del establo donde se guardaban durante la noche los animales pertenecientes a los habitantes del poblado. El sistema funcionó bien por cinco años hasta que se presentó la rotura de uno de los tubos de conducción que no pudo ser reparada por desacuerdo entre los usuarios.

En este sistema cada una de las viviendas contó con una acometida para utilizar una estufa operada con biogás.

Finalmente, los rellenos sanitarios, que se pueden considerar como biodigestores, pueden ser una alternativa de suministro de gas interesante dado que en términos indicativos una tonelada de residuos

<sup>37</sup> Con un poder calorífico del Biogás entre 20,000 a 25,000 Btu/m<sup>3</sup>

genera en promedio 200 m<sup>3</sup> de biogás durante los 20 años de promedio de la vida útil de un relleno sanitario, por ello se han realizado estudios en rellenos sanitarios como el de Bogotá y Medellín aunque hasta el momento no han resultado en aprovechamientos de este energético.

Los rellenos sanitarios existentes no están diseñados para captar el gas en principio, por lo que se hace necesario realizar perforaciones especiales que permitan captarlo, con lo que solo se logra obtener entre un 25 y un 50% del gas potencial. Para mayor porcentaje de captación los rellenos sanitarios desde su diseño deben contemplar la captación del gas para lo cual incluirán redes de ductos que quedarán enterrados y cuya función es la de permitir la conducción apropiada del gas generado en el relleno hacia el exterior para su correspondiente uso.

## 7. ANEXO ESTADÍSTICO

### Reservas Probadas Remanentes de Gas Natural (GPC) (desarrolladas y no desarrolladas)

Año	Ecopetrol	Asociados	Total
1997	182.00	6,746.00	6,928.00
1998	193.30	6,734.80	6,928.10
1999	108.90	6,532.10	6,641.00
2000	229.80	6,962.65	7,192.45
2001	212.28	7,277.45	7,489.74

Fuente: Ecopetrol

### Producción Fiscalizada de Gas Natural

Año	GPC	GPCD
1997	544.15	1.491
1998	732.81	2.008
1999	1,061.96	2.909
2000	1,204.98	3.301
2001	1,266.03	3.469
2002*	629.93	3.480

2002 al mes de Junio

Fuente: Ministerio de Minas y Energía



### Producción Fiscalizada de Gas Natural por Cuencas (MPC)

CUENCA	1997	1998	1999	2000	2001	2002*
Catatumbo	3,353.00	2,767.00	1,852.00	1,859.00	1,953.21	854.67
Cesar - Ranchería	1,351.00	0.00	22.00	565.00	0.57	0.00
Guajira	192,875.00	156,485.00	141,031.00	171,115.00	180,104.66	92,835.30
Llanos Orientales	267,040.00	509,721.00	852,782.00	973,232.00	1,026,188.08	508,978.90
Putumayo	8,563.00	7,864.00	6,855.00	4,847.00	4,440.77	2,717.89
Valle Inferior del Magdalena	19,094.00	11,707.00	8,603.00	5,054.00	4,785.74	2,178.25
Valle Medio del Magdalena	39,380.00	35,749.00	34,491.00	30,845.00	29,103.64	13,141.33
Valle Superior del Magdalena	12,498.00	8,514.00	16,320.00	17,463.00	19,458.06	9,225.95
<b>Total</b>	<b>544,154.00</b>	<b>732,807.00</b>	<b>1,061,956.00</b>	<b>1,204,980.00</b>	<b>1,266,034.73</b>	<b>629,932.29</b>

2002 al mes de Junio

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

### Precio en Boca de Pozo Resolución 039/75

Periodo	Precio (us\$/mbtu)
10-Ago-97	0.88722
10-Feb-98	0.93574
10-Ago-98	0.72050
10-Feb-99	0.59310
10-Ago-99	0.76662
10-Feb-00	1.20688
10-Ago-00	1.34203
10-Feb-01	1.51315
10-Ago-01	1.16339
10-Feb-02	0.99913
10-Ago-02	1.30148

Fuente: Ecopetrol.

### Precio en Boca de Pozo Resolución 061/83

Periodo	GN No Asociado Costa Norte Y Valle Medio Magdalena (US\$/MBTU)	GN No Asociado Oriental Y Costa Afuera (guajira) (US\$/MBTU)	GN Asociado Oriental Y Costa Afuera (guajira) (US\$/MBTU)	GN Asociado Costa Norte Y Valle Medio Magdalena (US\$/MBTU)
Ene - 97	1.310	1.450	0.725	0.655
Jul - 97	1.083	1.198	0.599	0.542
Ene - 98	1.150	1.272	0.636	0.575
Jul - 98	0.846	0.936	0.468	0.423
Ene - 99	0.749	0.828	0.414	0.375
Jul - 99	0.800	0.884	0.442	0.400
Ene - 00	1.348	1.490	0.745	0.674
Jul - 00	1.591	1.759	0.880	0.796
Ene - 01	1.800	1.991	0.996	0.900
Jul - 01	1.442	1.595	0.798	0.721
Ene - 02	1.227	1.357	0.679	0.614
Jul - 02	1.400	1.549	0.775	0.700

Fuente: Ecopetrol.

### Suministro de Gas Natural (MPCD)

Año	MPCD
1997	581.47
1998	612.87
1999	506.74
2000	578.78
2001	600.56
2002*	607.10

2002 al mes de Junio

Fuente: Ecopetrol.

### Suministro de Gas Natural Por Campo (MPCD)

Area / Campo	1997	1998	1999	2000	2001	2002*
<b>Costa</b>	<b>471,731</b>	<b>461,127</b>	<b>395,259</b>	<b>477,772</b>	<b>502,003</b>	<b>520,141</b>
Guajira	430,067	429,996	372,816	466,535	491,829	511,092
El Difícil	0	0	0	0	0	0
Cicuco	92	90	44	0	0	0
Jobo - Tablón	0	0	0	0	0	0
Guepajé	41,572	31,041	22,399	11,237	10,173	9,048
Sucre	0	0	0	0	0	0
<b>Barranca</b>	<b>78,790</b>	<b>67,532</b>	<b>57,296</b>	<b>51,252</b>	<b>46,889</b>	<b>35,748</b>
Payoa/Salina	34,278	30,561	25,286	23,859	21,242	18,751
Provincia/Bonanza	30,151	26,949	22,216	16,819	15,776	9,286
Cantagallo	1,968	1,791	2,003	1,757	2,043	1,728
Llanito	1,740	1,668	1,573	1,336	829	811
El Centro	10,653	6,563	6,218	7,481	6,999	5,172
<b>Otros</b>	<b>30,950</b>	<b>84,208</b>	<b>54,183</b>	<b>49,761</b>	<b>51,665</b>	<b>51,208</b>
Río de Oro	0	0	0	0	0	0
Neiva	0	0	0	0	0	0
Apiay	10,102	11,058	10,036	7,724	5,264	5,528
Tello	0	0	0	0	0	0
Palermo	1,558	1,433	4,291	0	0	0
Cerrito 1	618	663	733	866	694	545
Gas Casanare	135	217	212	92	275	347
Montañuelo	2,754	3,001	3,713	3,309	6,017	6,863
Cusiana	13,943	15,009	14,513	15,114	17,934	19,917
Distrito Alto Magdalena	1,840	1,452	1,742	545	0	0
Opón	0	51,375	18,943	11,525	10,947	7,980
Río Ceibas	0	0	0	10,204	10,267	9,718
Toqui - Toqui	0	0	0	381	268	311
<b>Total</b>	<b>581,471</b>	<b>612,867</b>	<b>506,738</b>	<b>578,784</b>	<b>600,557</b>	<b>607,097</b>

2002 al mes de Junio

Fuente: Ecopetrol.

### Demanda Histórica por Sectores (MPCD)

Año	Domestico	Ecopetrol*	GNV	Industrial**	Térmico	Total
1997	47.48	130.48	5.80	102.95	281.25	<b>567.96</b>
1998	58.60	125.14	5.92	107.89	298.31	<b>595.86</b>
1999	70.90	132.30	6.30	113.00	184.50	<b>507.00</b>
2000	93.11	132.69	7.20	119.19	225.63	<b>577.82</b>
2001	79.95	102.51	9.04	181.32	222.99	<b>595.82</b>
2002***	128.40	105.57	10.24	145.85	224.09	<b>614.16</b>

Ecopetrol\* incluye sector petroquímico

Industrial\*\* incluye auto y cogeneración, y el consumo de los compresores del sistema de transporte de gas

2002\*\*\* al mes de Junio. Preliminar sujeto a revisión

Este libro se edita por la UPME,  
se terminó de imprimir y encuadernar  
en el mes de diciembre de 2002,  
en los talleres de Digitos & Diseños,  
en Bogotá, D. C., Colombia

**Ministerio de Minas y Energía**  
**BIBLIOTECA**

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01000107

BIBLIOTECA

La cadena de gas natural en  
Colombia : versión 2001-2002 /  
Ministerio de Minas y Energía,  
Unidad de Planeación Minero  
Energética

333.809861 C718cad Ej.1

FECHA PEDIDO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO



# UPME

Unidad de Planeación Minero Energética

Avenida 40A N° 13-09 • Pisos 5 y 14 Edificio UGI

PBX: 287 5334 Fax: 288 7419 - 573 3321

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

[www.upme.gov.co](http://www.upme.gov.co) • Bogotá, D. C., Colombia



Libertad y Orden

Ministerio de Minas y Energía  
República de Colombia

333.

C7

E