

S E R I E

recursos naturales e infraestructura

# **E**studio de suministro de gas natural desde Venezuela y Colombia a Costa Rica y Panamá

Víctor Rodríguez Padilla  
(Compilador)



EPAL

CLAC

Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ "Energía y desarrollo  
Sustentable en América Latina y el Caribe"



recursos naturales e infraestructura

**E**studio de suministro de  
gas natural desde Venezuela y  
Colombia a Costa Rica y Panamá

Víctor Rodríguez Padilla  
(Compilador)



NACIONES UNIDAS



División de Recursos Naturales e Infraestructura

Santiago de Chile, junio de 2002

0A

recursos naturales e infraestructura

11  
12  
13  
14

La coordinación general del trabajo estuvo a cargo de los señores Fernando Cuevas, Jefe de la Unidad de Energía, Sede Subregional de la CEPAL, México y Hugo Altomonte, Coordinador de la Unidad de Recursos Naturales y Energía. La compilación estuvo a cargo del señor Víctor Rodríguez Padilla, consultor. División de Recursos Naturales e Infraestructura de la CEPAL, Santiago de Chile. La elaboración fue realizada por los consultores del proyecto OLADE/CEPAL/GTZ, señores Alberto Brugman, Rafael Ocampo, Gerardo Ravinovich y Luis Fernández. También participó el señor Hugo Ventura, funcionario de la Sede Subregional de la CEPAL en México.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de la Organización.

- Gas natural
- Estudios sobre el medio ambiente Panamá
- Conservación de los recursos naturales

SPA  
333.714  
Es 88  
2002  
e.1

---

Publicación de las Naciones Unidas  
LC/L 1675-P  
LC/MEX/L.515  
ISBN: 92-1-321960-1  
ISSN: 1680-9017  
Copyright © Naciones Unidas, junio de 2002. Todos los derechos reservados  
N° de venta: S.02.II.G.44  
Impreso en Naciones Unidas, Santiago de Chile

---

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse al Secretario de la Junta de Publicaciones, Sede de las Naciones Unidas, Nueva York, N. Y. 10017, Estados Unidos. Los Estados miembros y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Sólo se les solicita que mencionen la fuente e informen a las Naciones Unidas de tal reproducción.

TITN: 179052



# Índice

<b>Resumen</b> .....	7
<b>I. El gas natural en Colombia, Alberto Brugman</b> .....	11
A. Oferta .....	11
B. Demanda .....	18
C. Perspectivas del mercado .....	22
D. Marco jurídico y regulatorio .....	25
<b>II. El gas natural en Venezuela, Rafael Ocampo</b> .....	35
A. Oferta .....	35
B. Demanda .....	40
C. Precios .....	41
D. Perspectivas del mercado .....	43
E. Marco jurídico y regulatorio .....	53
<b>III. Análisis técnico-económico de los gasoductos Venezuela-Colombia y Panamá-Costa Rica, Gerardo Ravinovich y Luis Fernández</b> .....	57
A. Anteproyecto técnico de un gasoducto Venezuela-Colombia .....	57
B. Anteproyecto técnico de un gasoducto entre Bahía Las Minas, Panamá y Puerto Limón, Costa Rica .....	59
C. Inversiones y Gastos .....	60
D. Evaluación económica de los ductos .....	64
<b>Bibliografía</b> .....	77
<b>Anexo 1</b> .....	79
<b>Anexo 2</b> .....	85

**Serie recursos naturales e infraestructura: números publicados.....93**

**Índice de cuadros**

Cuadro 1	Colombia: Reservas remanentes y potenciales de gas natural en 1998.....	11
Cuadro 2	Colombia: Distribución regional de campos y reservas de gas natural en 1998 .....	12
Cuadro 3	Colombia: Características del sistema de transporte de gas natural en 1999 .....	15
Cuadro 4	Colombia: Infraestructura de transporte de gas natural de 1999 a 2016 .....	18
Cuadro 5	Colombia: Consumo de gas natural por regiones y sectores en 1990, 1995 y 1997 .....	20
Cuadro 6	Demanda de gas natural por sectores y regiones de 1999 a 2010, caso base .....	22
Cuadro 7	Colombia: Prospectiva del balance oferta/demanda de gas natural de 1999 a 2010.....	23
Cuadro 8	Panamá, Costa Rica y Nicaragua: Demanda potencial de gas natural de 2004 a 2010.....	24
Cuadro 9	Colombia: Exportación potencial de gas natural y usos sustitutos de 2001 a 2010 (millones de pies cúbicos diarios equivalentes) .....	25
Cuadro 10	Colombia: Reestructuración del sector de gas natural.....	26
Cuadro 11	Colombia: Cargos por transporte de gas natural.....	31
Cuadro 12	Colombia: Cargos por distribución de gas natural .....	32
Cuadro 13	Venezuela: Recursos de gas natural en 1997.....	36
Cuadro 14	Venezuela: Reservas probadas de gas natural de 1990 a 1997.....	34
Cuadro 15	Venezuela: Localización y tipo de reservas probadas .....	37
Cuadro 16	Venezuela: Producción y utilización de gas natural de 1990 a 1997 .....	38
Cuadro 17	Venezuela: Exportaciones directas de productos obtenidos de gas natural de 1990 a 1997.....	38
Cuadro 18	Venezuela: Principales gasoductos por empresa en 1997 .....	40
Cuadro 19	Venezuela: Consumo interno de gas natural de 1990 a 1997.....	41
Cuadro 20	Venezuela: Costo de producción y transporte de gas natural en 1997 .....	43
Cuadro 21	Venezuela: Población y consumo per cápita entre 1990–2020 .....	44
Cuadro 22	Venezuela: Previsiones de la demanda 1998–2020 – Escenario Base .....	45
Cuadro 23	Venezuela: Previsiones de la demanda 1998–2020 – Escenario Base Estructura porcentual .....	46
Cuadro 24	Venezuela: Previsiones de la demanda interna en 1998–2020 Escenarios B y C.....	48
Cuadro 25	Venezuela: Escenario de exportación masiva 2000–2020.....	49
Cuadro 26	Venezuela: Escenario de exportación moderada 2000–2020 .....	49
Cuadro 27	Venezuela: Comparación de los escenarios 1997–2020 – Análisis Optimista.....	51
Cuadro 28	Recursos gasíferos ponderados por riesgo en 1997.....	51
Cuadro 29	Venezuela: Comparación de escenarios 1997–2020 – Análisis Pesimista.....	52
Cuadro 30	Venezuela: Gasoductos internacionales en proyecto.....	30
Cuadro 31	Costos de inversión en la tubería del Gasoducto Venezuela–Colombia .....	61
Cuadro 32	Costos de inversión en la tubería del Gasoducto Las Minas–Puerto Limón .....	61
Cuadro 33	Costos de inversión en unidades de compresión .....	62
Cuadro 34	Costos anuales de gas consumido.....	63
Cuadro 35	Costos de mantenimiento .....	63
Cuadro 36	Gastos de operación y administración .....	63
Cuadro 37	Flujos de costos en moneda constante y tarifa de peaje del Gasoducto Venezuela–Colombia de 20” con bajo equipamiento de compresión (937 kms.).....	68

Cuadro 38	Flujos de costos en moneda constante y tarifa de peaje del Gasoducto Venezuela-Colombia de 20" con alto equipamiento de compresión (937 kms.).....	71
Cuadro 39	Flujos de costos en moneda constante y tarifa de peaje del Gasoducto Venezuela-Colombia de 24" con bajo equipamiento de compresión (937 kms.).....	72
Cuadro 40	Flujos de costos en moneda constante y tarifa de peaje del Gasoducto Las Minas - Puerto Limón de 16" con bajo equipamiento de compresión (441 kms.) .....	73
Cuadro 41	Análisis de sensibilidad de la tarifa de peaje ante cambio de los factores.....	76
Cuadro 42	Precio del gas natural en frontera de Colombia según el caudal demandado .....	75
Cuadro 43	Precio del gas entregado en Puerto Limón según el costo de adquisición en Bahía Las Minas .....	75

## Índice de mapas

Mapa 1	Cuencas sedimentarias .....	13
Mapa 2	Infraestructura de gas natural .....	16
Mapa 3	Venezuela: Cuencas sedimentarias .....	37
Mapa 4	Venezuela: Red de gasoductos en 1997 .....	39

## Índice de gráficos

Gráfico 1	Suministro histórico de gas natural .....	14
Gráfico 2	Capacidad de suministro futura .....	17
Gráfico 3	Consumo histórico de gas natural.....	19
Gráfico 4	Exportación de gas natural a Centroamérica (potencial con desarrollo de hasta 1400 MPCD en Colombia) .....	24
Gráfico 5	Exportación de gas natural a Centroamérica (potencial con desarrollo de hasta 1300 MPCD en Colombia) .....	25
Gráfico 6	Colombia: precios del gas natural boca de pozo de 1983 a 2004.....	29
Gráfico 7	Venezuela: evolución de los precios de gas natural de 1988 a 1996 .....	42
Gráfico 8	Comparación del precio del gas natural con otros energéticos en 1996 .....	42



---

## Resumen

---

El presente estudio concluye que existen buenas perspectivas para abastecer la región sur de América Central con gas natural proveniente de Sudamérica. En efecto, las necesidades de Panamá y Costa Rica podrían ser atendidas, en su mayor parte, con los excedentes que espera Colombia entre 2004 y 2010. Dichos excedentes resultarían del esfuerzo realizado para abastecer el mercado interno elevando la producción hasta un nivel situado entre 1 300 y 1 400 millones de pies cúbicos diarios a partir de las reservas probadas. Más allá del 2010 la ampliación volumétrica y temporal de las exportaciones dependerán del éxito que se obtenga en la comprobación de reservas adicionales, o bien de importaciones desde Venezuela, a fin de constituir una oferta complementaria a la producción nacional, que pueda cubrir las altas variaciones del consumo colombiano, provocadas por la incertidumbre de la generación hidroeléctrica. El proyecto de llevar gas a los países vecinos se realizaría como una oportunidad de negocio en el marco de la política gubernamental que busca incentivar la participación del sector privado y promover la competencia.

En este trabajo se demuestra también que el Istmo Centroamericano podría ser abastecido con gas de Venezuela. Los recursos de ese país son de magnitud considerable. En el escenario de mayor demanda, que implica uso intensivo del gas natural en la generación de electricidad y exportaciones masivas mediante gasoducto, los mercados interno y externo se podrían satisfacer holgadamente con las reservas probadas de 1997 hasta más allá de 2020. Ese último año las reservas todavía tendrían un horizonte de entre 19 y 23 años adicionales, ello sin considerar que el número de

yacimientos con reservas certificadas crecerá en las próximas dos décadas, en razón de los descubrimientos derivados de la actividad exploratoria y de las mejoras en las técnicas de extracción. Al igual que en el caso anterior, el proyecto se llevaría a cabo como una iniciativa del sector privado en el marco de la nueva legislación venezolana.

Si bien las rutas de ductos que aquí se proponen deberían ser estudiadas con mucho más detalle, sobre todo su impacto ambiental, la propuesta diseñada requiere la construcción de una tubería submarina que enlace la costa atlántica de Colombia con la de Panamá. En el punto de llegada se conectaría con un gasoducto terrestre que llevaría el energético hasta su destino final en Panamá y Costa Rica. Asimismo, como se anticipó previamente, los volúmenes disponibles para el Istmo se verían incrementados si el gas de Venezuela ingresa al mercado colombiano. Ello requeriría la construcción de un gasoducto en territorio venezolano que, atravesando el país de este a oeste, enlace las principales zonas productoras con la frontera oriental del país y de ahí con la red troncal de gasoductos de Colombia.

En este estudio se diseñó un gasoducto Venezuela-Colombia según tres opciones. La primera consiste en un tubo de 20 pulgadas de diámetro, 937 kilómetros de longitud, capacidad máxima de transporte de 6.0 millones de metros cúbicos diarios, y costo de 376 millones de dólares. Añadiendo otras unidades de compresión el caudal máximo se podría elevar a 7.2 millones de metros cúbicos diarios; la inversión resultante alcanzaría 406 millones de dólares. La tercera opción consiste en ampliar el diámetro de la tubería a 24 pulgadas; en este caso la capacidad aumentaría a 11.7 millones de metros cúbicos diarios y la inversión a 508 millones de dólares. Cabe destacar que la única finalidad de este gasoducto, en sus tres opciones, es transportar los volúmenes de gas que demanda la región sur del Istmo Centroamericano, es decir, el transportista no estaría obligado a satisfacer ni total ni parcialmente la demanda doméstica venezolana.

Asimismo, se analizó un gasoducto entre Bahía Las Minas, Panamá, y Puerto Limón, Costa Rica, que alimentaría a una planta termoeléctrica de ciclo combinado de 500 MW. El consumo alcanzaría 2.2 millones de metros cúbicos diarios, la inversión 139 millones de dólares, el valor presente neto de las ventas 265 millones de dólares y la tasa interna de retorno del 12.5%.

Por otra parte, se calcularon las tarifas de peaje que permitirían a la empresa transportista recuperar todos sus costos, inclusive el de capital, mediante el método del costo nivelado. Se utilizó una tasa de descuento de 12% en términos reales. En el caso del gasoducto 20 pulgadas y baja capacidad de compresión que uniría Venezuela y Colombia la tarifa variaría entre 0.764 y 0.795 dólares por millón de Btu, según que el costo medio ponderado de las fuentes de financiamiento (WACC) sea de 12% o 12.75%. Si se triplicara la capacidad de compresión esas tarifas se elevarían a 0.75 y 0.779 dólares respectivamente. En cambio, para el gasoducto de 24 pulgadas y alta capacidad de compresión las tarifas se reducirían a 0.589 y a 0.612 dólares. Esta apreciable disminución respecto a los casos anteriores se debe fundamentalmente a la reducción del costo de inversión. Para el gasoducto Bahía Las Minas-Puerto Limón la tarifa alcanzaría de 0.903 dólares (0.687 por inversión y 0.216 por otros costos).

Existe incertidumbre respecto al costo de adquisición del gas en Anaco, Venezuela. La información proporcionada por PDVSA-Gas indica que el precio actual es de 0.40 dólares por millón de Btu (MMBtu), determinado sobre la base de los costos exploración, desarrollo, producción, tratamiento y endulzamiento, así como el costo de capital. Sin embargo, también indican que para el futuro debe tomarse en cuenta un precio de alrededor de 0.60 dólares por MMBtu, más 20% de regalías (sobre el precio boca de pozo) que se tendría con la nueva ley para el gas no asociado. La incertidumbre es todavía mayor para los requerimientos colombianos de gas importado. Para el escenario de costos de gasoductos presentados en este estudio y con el precio de adquisición mencionado, el precio de entrega de gas venezolano en frontera de Colombia podría variar entre un mínimo de 1.309 dólares por MMBtu hasta un máximo de 1.484 dólares, para una

importación de 11.65 y 6.0 millones de metros cúbicos por día, respectivamente. Estos precios serían económicamente competitivos con las fuentes nacionales de Colombia.

En cuanto a los precios de entrega de gas natural en el punto de llegada en Panamá, calculado en un estudio independiente, es atractivo para la generación eléctrica, ya que permitiría colocar la producción de plantas termoeléctricas en el mercado spot de Panamá, o en el de América Central. Asimismo, el precio de entrega de gas natural en Puerto Limón, Costa Rica, se encuentra en el límite superior para permitir que una central de generación eléctrica pueda colocar su producción en el mercado spot de América Central, alrededor de los 5.6 centavos/Kwh.

## I. El gas natural en Colombia

El gas natural en Colombia es producido y consumido en la zona y la demanda surge mayor en Colombia. Asimismo, se importa el gas natural a Venezuela. El depósito principal es el gas natural de la zona de la Guajira y el departamento de Cesar. El gas natural de la zona de la Guajira y el departamento de Cesar es producido en el departamento de Cesar y el departamento de la Guajira.

### A. Oferta

La oferta de gas natural en Colombia es producida en la zona de la Guajira y el departamento de Cesar. El gas natural de la zona de la Guajira y el departamento de Cesar es producido en el departamento de Cesar y el departamento de la Guajira. El gas natural de la zona de la Guajira y el departamento de Cesar es producido en el departamento de Cesar y el departamento de la Guajira. El gas natural de la zona de la Guajira y el departamento de Cesar es producido en el departamento de Cesar y el departamento de la Guajira.

### B. Recursos y reservas

El recurso de gas natural en Colombia es producido en la zona de la Guajira y el departamento de Cesar. El gas natural de la zona de la Guajira y el departamento de Cesar es producido en el departamento de Cesar y el departamento de la Guajira. El gas natural de la zona de la Guajira y el departamento de Cesar es producido en el departamento de Cesar y el departamento de la Guajira.

según sus características físicas, químicas y de partículas (Figura 14). El principal gas atmosférico es el nitrógeno ( $N_2$ ), con una proporción de 78,1 por ciento del volumen. El oxígeno ( $O_2$ ) representa el 20,9 por ciento, el argón el 0,93 por ciento, el dióxido de carbono ( $CO_2$ ) el 0,03 por ciento y el vapor de agua el 0,01 por ciento. El resto de los gases atmosféricos se componen de gases nobles y gases de efecto invernadero, como el metano ( $CH_4$ ), el óxido nitroso ( $N_2O$ ), el ozono ( $O_3$ ) y los hidrocarburos volátiles. El aire que respiramos está compuesto por una mezcla de gases que se renuevan constantemente. La renovación del aire que respiramos depende de la capacidad de los pulmones para absorber el oxígeno y liberar el dióxido de carbono. Este proceso se realiza a través de la difusión gaseosa en los alveolos pulmonares. El intercambio gaseoso en los pulmones depende de la diferencia de presiones parciales de los gases entre el aire que respiramos y la sangre. El oxígeno fluye de la sangre al cuerpo y el dióxido de carbono fluye del cuerpo a la sangre. Este intercambio gaseoso es esencial para la vida y se realiza a través de la respiración celular en todas las células del cuerpo.

El aire que respiramos también contiene pequeñas cantidades de aerosoles, como polvo, agua, bacterias y virus. Estos aerosoles pueden causar problemas de salud, como alergias y enfermedades respiratorias. La contaminación del aire es un problema importante en muchas ciudades, especialmente en las grandes ciudades. La contaminación del aire puede causar problemas de salud, como asma y enfermedades respiratorias. La contaminación del aire también puede causar problemas ambientales, como el calentamiento global y el cambio climático. La contaminación del aire es un problema importante que debemos abordar para proteger nuestra salud y el medio ambiente.

Además, el aire que respiramos contiene pequeñas cantidades de gases de efecto invernadero, como el dióxido de carbono ( $CO_2$ ), el metano ( $CH_4$ ) y el óxido nitroso ( $N_2O$ ). Estos gases de efecto invernadero contribuyen al calentamiento global y al cambio climático. El calentamiento global es un problema importante que debemos abordar para proteger nuestro planeta y a nosotros mismos. El calentamiento global puede causar problemas de salud, como enfermedades respiratorias y cardiovasculares. El calentamiento global también puede causar problemas ambientales, como el derretimiento de los glaciares y el aumento del nivel del mar.

Por lo tanto, es importante que tomemos medidas para reducir la contaminación del aire y los gases de efecto invernadero. Podemos hacer esto reduciendo el uso de automóviles, usando energías renovables y reciclando. También podemos hacer esto usando productos que no dañen el medio ambiente. La contaminación del aire es un problema importante que debemos abordar para proteger nuestra salud y el medio ambiente. La contaminación del aire puede causar problemas de salud, como asma y enfermedades respiratorias. La contaminación del aire también puede causar problemas ambientales, como el calentamiento global y el cambio climático. La contaminación del aire es un problema importante que debemos abordar para proteger nuestro planeta y a nosotros mismos.

Finalmente, el aire que respiramos también contiene pequeñas cantidades de gases de efecto invernadero, como el dióxido de carbono ( $CO_2$ ), el metano ( $CH_4$ ) y el óxido nitroso ( $N_2O$ ). Estos gases de efecto invernadero contribuyen al calentamiento global y al cambio climático. El calentamiento global es un problema importante que debemos abordar para proteger nuestro planeta y a nosotros mismos. El calentamiento global puede causar problemas de salud, como enfermedades respiratorias y cardiovasculares. El calentamiento global también puede causar problemas ambientales, como el derretimiento de los glaciares y el aumento del nivel del mar. La contaminación del aire es un problema importante que debemos abordar para proteger nuestra salud y el medio ambiente. La contaminación del aire puede causar problemas de salud, como asma y enfermedades respiratorias. La contaminación del aire también puede causar problemas ambientales, como el calentamiento global y el cambio climático. La contaminación del aire es un problema importante que debemos abordar para proteger nuestro planeta y a nosotros mismos.

# I. El gas natural en Colombia

En este capítulo se analiza la actualidad y perspectivas de la oferta y la demanda de gas natural en Colombia. Asimismo, se presenta el marco jurídico y regulatorio. El objetivo es clarificar las posibilidades físicas, técnicas y económicas de obtener excedentes que podrían exportarse hacia el Istmo Centroamericano.

## A. Oferta

La geología del país permite establecer un amplio potencial de hidrocarburos. Para convertirlo en reservas explotables se requiere incrementar la exploración y la producción. Para ello resulta crucial el desarrollo de los campos tanto de la Costa Atlántica como del Interior. En el primer caso se trata de yacimientos localizados en La Guajira y aquellos que resulten de las actividades exploratorias ya iniciadas en la plataforma continental. En el segundo caso, se refiere a los campos de los Llanos Orientales, que cuentan con reservas ya probadas y cuyo aprovechamiento requiere de inversiones en plantas de tratamiento del gas.

### 1. Recursos y reservas

Colombia dispone de un importante potencial de hidrocarburos aún inexplorado. De 13 cuencas potencialmente productoras, 6 han sido objeto de actividad petrolera y representan el 10% del área sedimentaria (véase el **mapa 1**). Las reservas probadas de gas natural se estiman en 6.8 Tpc (véase el **cuadro 1**). El potencial es casi tres veces más importante, pues alcanza los 18.7 Tpc.

Cuadro 1

**COLOMBIA: RESERVAS REMANENTES Y POTENCIALES DE GAS NATURAL EN 1998***(Cifras en miles de millones de pies cúbicos)*

Cuencas	Reservas Probadas 1/	Reservas Probables 2/	Potencial Adicional	Potencial Total 3/
Cuencas activas				
Llanos Orientales	3 394	1 530	1 220	6 144
Valle Superior Magdalena	46		60	106
Valle Medio Magdalena	360			360
Valle Inferior Magdalena	50		1 110	1 160
Putumayo			185	185
La Guajira	2 995	700	2 000	5 695
Cuencas Inactivas			5 000	5 000
<b>Total</b>	<b>6 845</b>	<b>2 230</b>	<b>9 575</b>	<b>18 650</b>

Fuente: 1/ ECOPELROL, Oct.20/98, 2/ Naturgas, Boletín 31, Oct. 16/98, 3/ Recursos Ultimos según "World Petroleum Assesment and Analysis", Masters C.D. et al. Proceedings 14th World Petroleum Congress, 1994 menos producción acumulada menos reservas probadas y probables (su distribución por cuenca es una estimación propia).

Desde un punto de vista geográfico, las reservas probadas se ubican en dos grandes bloques regionales: la Costa Atlántica y el Interior del país. En el primero predomina el gas libre en tanto que en el segundo es más importante el gas asociado. La Costa Atlántica participa con el 44.4%, siendo sus campos más importantes Chuchupa y Ballena, localizados costas afuera de la Guajira, así como Güejape (Valle Inferior del Magdalena). El Interior contribuye con el 55.6% a partir de los yacimientos de los Llanos Orientales (Cusiana, Cupiagua, Pauto, Floreña y Volcanera), el Valle Medio del Magdalena (Opón, Payoa, Provincia y otros) y el Valle Superior del Magdalena (véase el cuadro 2). La Guajira y los Llanos Orientales son las regiones más importantes, ya que concentran el 44% y el 50% del monto total.

Cuadro 2

**COLOMBIA: DISTRIBUCION REGIONAL DE CAMPOS Y RESERVAS DE GAS NATURAL EN 1998***(miles de millones de pies cúbicos)*

	Reservas probadas 1/	Reservas Probables 2/
Costa Atlántica	3 045	700
La Guajira	2 995	700
Bajo Magdalena	50	
Interior del país	3 800	1 530
Llanos Orientales	3 394	1 530
Medio Magdalena	360	
Alto Magdalena	46	
<b>Total</b>	<b>6 845</b>	<b>2 230</b>

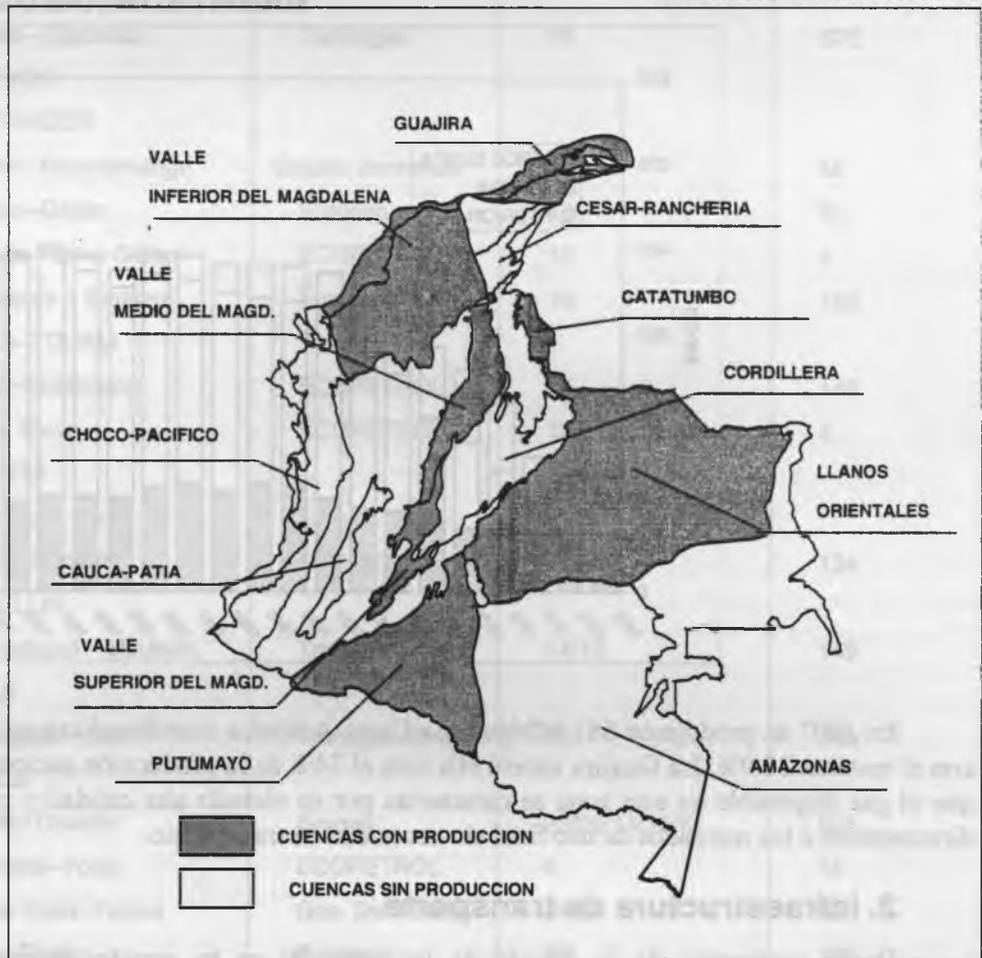
Fuente: 1/ ECOPELROL, octubre 1998. 2/ Naturgas, Boletín 31, octubre 16/1998.

Ecopetrol posee el 61% de las reservas probadas y las empresas privadas el restante 39%. La relación reservas/producción asciende a 32.8 años para las reservas probadas y a 43.5 años para la suma de reservas probadas y probables.<sup>1</sup>

## 2. Producción

Entre 1950 y 1978 la capacidad de producción de gas natural se localizó en los campos petroleros del Medio y Bajo Magdalena, manteniéndose en alrededor de 200 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd). El desarrollo de los yacimientos de gas libre de La Guajira a finales de la década de los años 70, así como los recientes descubrimientos en el Bajo Magdalena han permitido elevar la capacidad de producción hasta 800 MMpcd, nivel actual (véase el **mapa 1**).

Mapa 1  
CUENCAS SEDIMENTARIAS



Fuente: Ecopetrol

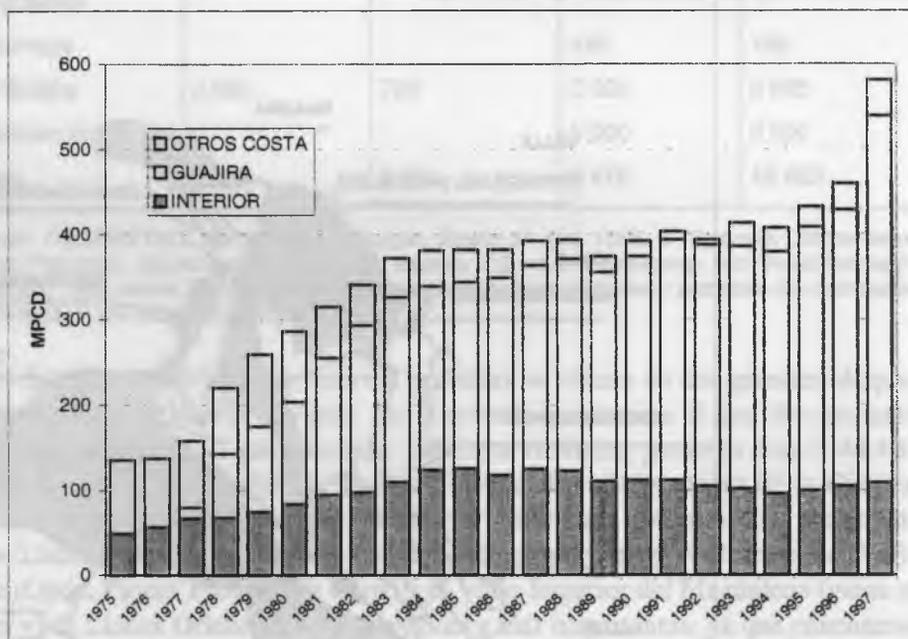
Las reservas con mayor disponibilidad para incrementar la capacidad de producción se localizan en La Guajira, pero su aprovechamiento requiere perforar más pozos y ampliar la red de gasoductos. La capacidad máxima de suministro en esta área se estima en 1 200 MMpcd. En cuanto a las reservas de Cusiana y Cupiagua (Llanos Orientales), se podrán liberar volúmenes importantes sólo a partir de 2005, ya que el gas disponible (más de 1 500 MMpcd) se está reinyectando para mantener la presión en los yacimientos de petróleo.

<sup>1</sup> Dentro de la producción se excluyó el gas reinyectado.

Conviene señalar que la capacidad de producción de gas natural debe estar por encima de la demanda media esperada, con la finalidad de atender los consumos excepcionales del sector eléctrico. En efecto, se requiere una mayor generación termoeléctrica tanto durante la estación seca anual como durante las sequías excepcionales asociadas al “Fenómeno del Niño”. Las fluctuaciones de la demanda de ese sector resultan particularmente importantes debido al importante componente hidroeléctrico del parque de centrales de generación.

La producción ha seguido una evolución similar al comportamiento de la capacidad de extracción (véase el **gráfico 1**): importante aumento de 1978 a 1984, estancamiento hasta 1995; y nueva expansión en el último lustro. Ambos periodos de expansión han reposado en los yacimientos de La Guajira. A partir de 1995 se comenzó a contar con la producción de Cusiana.

**Gráfico 1**  
**SUMINISTRO HISTÓRICO DE GAS NATURAL**



Fuente: Ecopetrol

En 1997 se produjeron 581 MMpcd. La Costa Atlántica contribuyó con el 81% y el Interior con el restante 18.9%. La Guajira aportó ella sola el 74% de la producción nacional. Cabe destacar que el gas disponible en esta zona se caracteriza por su elevada alta calidad y puede ser enviado directamente a los mercados de uso final sin necesidad de tratamiento.

### 3. Infraestructura de transporte

Desde comienzos de la década de los años 90 se ha venido ejecutando el Plan de Masificación del Gas Natural, con el objeto de aprovechar las reservas de ese hidrocarburo y diversificar la matriz de consumo energético. El principal componente de dicho plan consiste en la ampliación de la red básica de gasoductos troncales, mediante una acción coordinada entre Ecopetrol y las empresas privadas. Los resultados han sido notables: entre 1993 y 1997 se construyeron 2 788 kilómetros de canalizaciones con una inversión de 921 millones de dólares, de los cuales el 30% directamente a cargo de la empresa pública y el 70% del sector privado (véase el **cuadro 3**).<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Mediante licitación pública se adjudicó a las compañías Centragas y Transgas de Occidente la construcción, operación y mantenimiento de los gasoductos Ballena-Barrancabermeja y Mariquita-Cali, mediante los mecanismos de BOMT y BOT respectivamente. El Ministerio de Minas y Energía otorgó en concesión la construcción de los gasoductos troncales de Sebastopol -

Cuadro 3

**COLOMBIA: CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN 1999**

Gasoductos	Propietario	Diámetro (pulgadas)	Longitud (kms.)
<b>COSTA ATLANTICA</b>			
Ballena-B/quilla-C/gena	Promigas	20	398
Chuchupa-Ballena	Texaco	20	12
Jobo Tablón-Mamonal	Esso	10	200
Jobo Tablón-Cerromatoso	Cerromatoso	8	85
Güepajé -Sincelejo	Promigas-ECP	6-8	59
El Difícil B/quilla	Antes	12	148
<b>INTERCONEXION</b>			
Ballena - Barranca	Centragas	18	575
<b>INTERIOR</b>			
<b>SANTANDER</b>			
Payoa-Bucaramanga	Gasod. Santander	6	56
Payoa-Galán	Eurocan	10	56
Galán-Termo Galán	ECOPETROL	10	4
Barranca - Bmanga	Transoriente	10	158
<b>HUILA-TOLIMA</b>			
Dina-Gualanday	ECOPETROL	12	149
Tello Neiva	ECOPETROL	12	5
<b>BOGOTA</b>			
Cusiana - Apiay	Erogas		
Apiay-Bogotá	ECOPETROL	6	134
<b>MEDELLÍN</b>			
Sebastopol - Medellín	Transmetano	14/12	149
<b>VALLE</b>			
Mariquita - Cali	Transgas de Occ.	20	340
<b>OTROS</b>			
Centro Oriente	Erogas	22/20/14/12/6	573
Morichal-Yopal	ECOPETROL	4	13
Norte Huila-Tolima	Gas. Del Tolima	6/4/2	53
Dina-Pitalito	Progasur	8/6	193
Montañuelo-Gualanday	Ecogas	6/4	36

Fuente: Ecogas

Como resultado, el sistema de transporte une hoy día los campos de la Guajira, Huila, Llanos Orientales y Magdalena Medio con las principales ciudades del país (véase el Mapa 2). Para 1999

Medellín a Transmetano S.A., Barrancabermeja - Bucaramanga a la compañía Transportadora del Oriente, Dina-Pitalito a Progasur S.A. y el Sistema Norte Huila - Tolima a Gasoducto del Tolima S.A. Ecopetrol fue responsable de la construcción, conversión y adecuación del sistema Centro Oriente adelantando obras mediante la adjudicación de licitaciones por tramos, dependiendo de los requerimientos.

se tiene programada la ampliación de su capacidad mediante la instalación de estaciones de compresión en los tramos Ballena – Barranca (Interior) y Ballena – Cartagena (Costa).

Mapa 2  
INFRAESTRUCTURA DE GAS NATURAL



Fuente: Ecopetrol

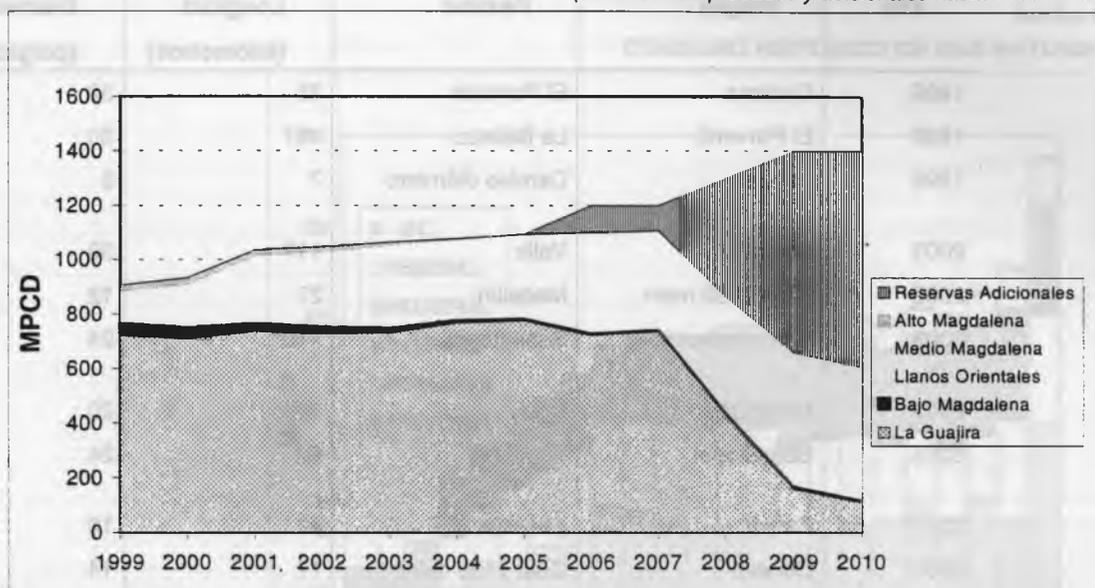
#### 4. Perspectivas

De acuerdo con las estimaciones de Brugman, se espera que la capacidad de producción llegue a 1.400 MMpcd hacia el año 2010 (véase el gráfico 2).

Gráfico 2

## CAPACIDAD DE SUMINISTRO FUTURA

(con reservas probadas y adicionales hasta 1400 MPCD)



Fuente: Ecopetrol (reservas probadas) y elaboración propia (reservas adicionales)

Como la capacidad de producción desarrollada en La Guajira se encuentra muy cerca de su potencial máximo, las mayores expectativas de producción adicional en la Costa Atlántica corresponden al aprovechamiento de nuevas reservas, las cuales serían el resultado de las actividades exploratorias que desarrollan las asociaciones Ecopetrol/Texaco/Shell y Ecopetrol/Amoco/Arco, en una extensa área costa afuera: la primera entre La Guajira y Barranquilla y la segunda entre Barranquilla y el Golfo de Urabá.

En el Interior también se observará un aumento en la capacidad de producción en los Llanos Orientales, inicialmente de Volcanera, Pauto y Floreña (que cuentan con reservas probadas por 700 Gpc), y posteriormente de los campos de Cusiana y Cupiagua. Estos últimos podrían aportar, de acuerdo a estimaciones de Ecopetrol, más de 420 MMpcd. Cabe señalar que el gas natural de esta región tiene un alto contenido de CO<sub>2</sub>, por lo que se requiere separarlo antes de enviar el energético a los mercados de consumo. Actualmente se está estudiando la instalación de una planta de tratamiento con capacidad de hasta 420 MMpcd.

Por lo que toca a la red de transporte se tiene previsto la construcción de 1.805 kilómetros adicionales en el periodo 1999–2016 (véase el **cuadro 4**).

Las necesidades de expansión del sistema de transporte dependerán de las decisiones en torno al desarrollo de las reservas. Si se incrementa la capacidad de producción en la Costa Atlántica se requeriría ampliar el sistema troncal de esa región. Por el contrario, si la mayor disponibilidad se localiza en el Interior se requerirá enviar el gas hacia la Costa Atlántica. En este último caso, el suministro a Centroamérica podría efectuarse desde un lugar intermedio entre Ballena–Barranca, como lo podría ser el sitio de Ayacucho. El gas proveniente de Venezuela, que entraría al sistema colombiano en dicho sitio, podría apoyar las exportaciones hacia el Istmo.

## COLOMBIA: INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL DE 1999 A 2016

Año	Origen	Destino	Longitud (kilómetros)	Diámetro (pulgadas)
1999	Cusiana	El Porvenir	35	30
1999	El Porvenir	La Belleza	187	30
1999	Payoa	Cambio diámetro	7	8
2003	Zarzal	Valle	117	30
2003	Cota 1150 msm	Medellín	27	12
2003	Barrancabermeja	Sebastopol	110	24
2005	Monterrey	Apiay	110	20
2005	Sebastopol	Vasconia	60	24
2007	Zarzal	Armenia	42	10
2007	Cisnero	Cota 1150 msm	17	14
2007	Mariquita	Gualanday	60	8
2007	La Belleza	Vasconia	93	20
2009	Letras	Chinchiná	49	24
2009	Barrancabermeja	Sebastopol	110	24
2011	Vasconia	Mariquita	121	20
2014	Cusiana	La Belleza	222	30
2014	La Belleza	Cogua	113	14
2016	Mariquita	Letras	62	20
2016	Monterrey	Apiay	110	24
2016	Zarzal	Valle	117	20
2016	San José del Nuz	Cisnero	36	12

Fuente : ECOPELROL, Dirección de Planeación Corporativa, "El sector gas en Colombia" (1998)

## B. Demanda

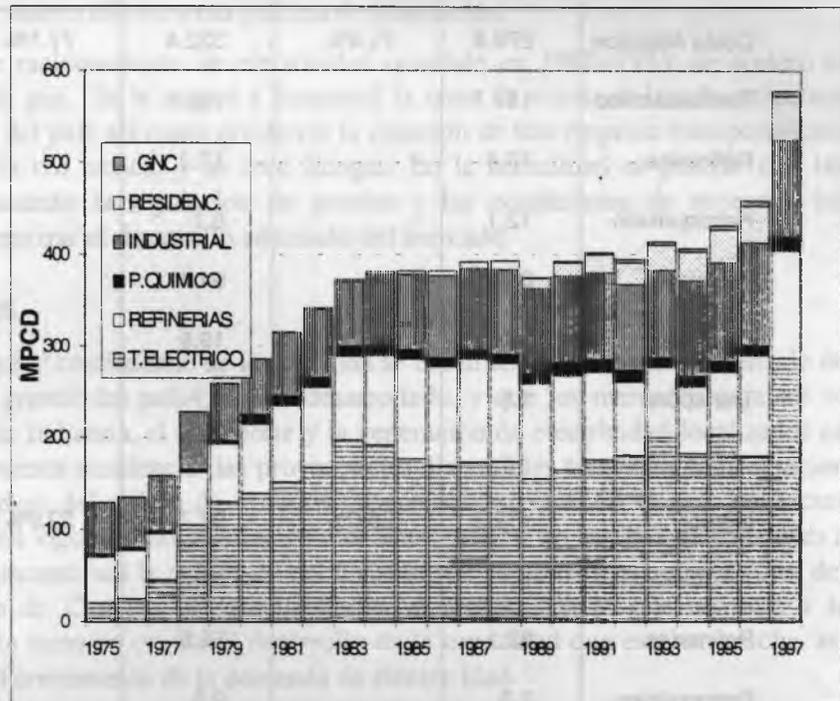
En los últimos años la demanda ha sido impulsada de manera sustancial por el consumo del sector eléctrico. Esa tendencia continuará en el futuro inmediato.

### 1. Evolución del consumo

Históricamente, los principales sectores consumidores han sido la electricidad, la propia industria petrolera y la industria. En 1997 esos sectores acapararon el 49.5%, el 20.3% y el 18.1% del consumo total, respectivamente (véase el **gráfico 3**). Como se podría esperar, el consumo se ha concentrado en las regiones productoras, es decir, en la Costa Atlántica y en menor proporción en

el área de Santander; recientemente el departamento del Huila ha ganado importancia. En 1997 la Costa representó el 66.8% y el Interior el 33.2%.

Gráfico 3  
CONSUMO HISTÓRICO DE GAS NATURAL



Fuente: Ecopetroi

El crecimiento del consumo ha estado determinado por factores estructurales y coyunturales, entre otros, la existencia de reservas sustanciales e infraestructura de transporte, la puesta en marcha de programas de sustitución de combustibles, la hidrolicidad, y los fenómenos climáticos severos (véase el **cuadro 5**). Entre 1990 y 1997 el consumo creció a un ritmo anual del 5.7% anual, pasando de 392 a 579 MMpcd. Los sectores más dinámicos en ese periodo ha sido el transporte, el doméstico y el eléctrico, con tasas de crecimiento del 19.4%, el 19.1% y el 8.2%, respectivamente.

## 2. Políticas de incitación al consumo

El gas obtenido como un subproducto de la explotación del petróleo se aprovechó inicialmente en los propios campos de producción y luego en industrias cercanas, particularmente en las ciudades de Barranquilla y Barrancabermeja. A comienzos de los años 70 los yacimientos mostraron signos de agotamiento. Afortunadamente, los campos de gas no asociado de La Guajira, recién descubiertos, permitieron no sólo compensar los faltantes regionales sino también sustituir combustóleo en las centrales termoeléctricas. Esa política de sustitución permitió, por una parte, utilizar plenamente y desde su inicio el gasoducto troncal de la Costa que se construyó con financiamiento de la compañía nacional y las principales industrias consumidoras de la región; por otra parte, exportar combustóleo y obtener divisas que contribuyeron a pagar las cuantiosas importaciones de petróleo que tuvieron lugar entre 1974 y 1986.

Cuadro 5

**COLOMBIA: CONSUMO DE GAS NATURAL POR REGIONES Y SECTORES EN 1990, 1995 Y 1997**

(millones de pies cúbicos diarios)

Región/Sector	1990	Estructura	1995	Estructura	1997	Estructura
Costa Atlántica	279.9	71.4%	332.4	77.1%	386.7	66.8%
Termoeléctrico	157.7		192.1		240.7	
Refinerías	10.4		12.2		12.9	
Petroquímico	12.1		9.1		12.9	
Industrial	89.5		94.4		90.1	
Doméstico	8.7		19.9		24.4	
Transporte	1.5		4.7		5.7	
Interior	112.2	28.6%	98.7	22.9%	191.9	33.2%
Termoeléctrico	7.1		11.2		45.8	
Refinerías	92.1		55.9		101.8	
Petroquímico	2.3		2.3		2.4	
Industrial	5.0		13.5		14.8	
Doméstico	5.4		15.4		24.1	
Transporte	0.2		0.2		0.2	
Total País	392.2	100.0%	431.1	100.0%	578.6	100.0%
Termoeléctrico	164.8	42.0%	203.3	47.2%	286.5	49.5%
Refinerías	102.5	26.1%	68.1	15.8%	117.3	20.3%
Petroquímico	14.4	3.7%	11.4	2.6%	15.6	2.7%
Industrial	94.6	24.1%	107.9	25.0%	104.9	18.1%
Doméstico	14.2	3.6%	35.3	8.2%	48.4	8.3%
Transporte	1.7	0.4%	5.1	1.2%	5.9	1.1%

Fuente: ECOPEL, Estadísticas de la Industria Petrolera 1999

En 1986 se propuso la construcción de un gasoducto hacia el centro del país. Esa iniciativa enfrentó intereses regionales de la Costa Atlántica, temerosos del agotamiento de las reservas de La Guajira. Como resultado, la promoción del consumo quedó limitada a la extensión del suministro a otros centros urbanos de la Costa (Programa "Gas para el Cambio").

A comienzos de la década de los años 90 se retomó la iniciativa de extender el consumo a todo el país. Se logró poner en marcha un programa con esa finalidad, cuyo componente principal fue la construcción de un sistema troncal de gasoductos. Para complementar a la oferta nacional se estudió la interconexión con Venezuela. El descubrimiento del hidrocarburo en los Llanos Orientales (1992) vino a dar nuevo aliento a esa política de sustitución.

A raíz del apreciable racionamiento de electricidad ocurrido en 1992–1993, se aceleró el programa de masificación de gas. Se le asignó a Ecopetrol la tarea de construir la infraestructura de gasoductos en el interior del país así como promover la creación de una empresa transportadora. En 1997 quedó concluida la red troncal y se creó Ecogas. En la actualidad se percibe que las autoridades energéticas ajustarán la regulación de precios y las condiciones de acceso a los gasoductos con el fin de garantizar el desarrollo adecuado del mercado.

### 3. Proyecciones

Las estimaciones sobre el crecimiento de la demanda se basan en el hecho que el mercado de la Costa Atlántica –el más grande del país– ya está desarrollado, y que los mercados pujantes se encuentran en los hogares, la industria, el transporte y la generación de electricidad localizados en el interior del país. Para el sector residencial las proyecciones disponibles toman en consideración una triplicación, en cinco años, del millón de usuarios conectados hoy día. En el caso del sector industrial incide la entrada en vigor de una regulación ambiental estricta en materia de emisiones a partir del año 2000, lo cual incentivará la reducción del consumo de combustibles competidores del gas natural como el crudo de Castilla, el combustóleo y el carbón. En lo que respecta a la generación de electricidad se toma en cuenta el desarrollo de la capacidad que está en marcha, así como la expectativa sobre el crecimiento de la demanda de electricidad.

Conforme a lo anterior se pueden considerar varios escenarios. En el **cuadro 6** se presenta el caso base definido por la UPME y Ecopetrol en septiembre de 1998. Esta proyección prevé que con el avance del plan de masificación, la demanda tendrá crecimientos importantes, especialmente en el sector eléctrico, para el cual se espera un crecimiento medio anual del orden del 12% en el período 1999–2010. Para el total nacional se espera un aumento del 7.6% anual, pero del 4.9% en la Costa y del 10.2% en el Interior.

Considerando los diferentes sectores resulta que el residencial y el eléctrico incrementarán su participación hasta alcanzar el 14% y el 56%, respectivamente. La parte de mercado de Ecopetrol y la petroquímica pasará del 20% al 10%. La participación del sector industrial se mantendrá alrededor del 20%. Asimismo, se prevé que la Costa reducirá su participación del 62% al 49% mientras que el Interior la incrementará del 38% al 51%. Resulta importante anotar que las proyecciones anteriores incluyen 75 MMpcd consumidos en la refinería de Barrancabermeja sustituibles por fuel oil, y cerca de 25 MMpcd absorbidos por la industria cementera de la Costa sustituibles por carbón.

Otro aspecto relevante en la evolución de la demanda lo constituye la marcada estacionalidad y volatilidad del consumo de las centrales termoeléctricas, cuyo origen se encuentra en un parque de centrales sensibles a los fenómenos climáticos visto su elevado componente hidroeléctrico. Esos fenómenos condicionan la contratación del suministro del gas natural por parte de las empresas eléctricas y el uso de combustibles alternos.

Cuadro 6

## DEMANDA DE GAS NATURAL POR SECTORES Y REGIONES DE 1999 A 2010 – CASO BASE

(miles de millones de Btu diarios)

Año	Residencial	Industrial	Petroquímica	Refinerías	Transporte	Electricidad	TOTAL	Costa	Interior
1999	92.2	140.9	16.6	119.1	6.4	189.4	564.6	306.4	258.2
2000	117.7	160.1	16.6	119.1	7.1	210.6	631.2	302.6	328.6
2001	134.0	183.2	16.6	119.1	8.2	195.8	656.9	310.9	346.1
2002	145.5	191.0	16.6	119.1	9.9	231.4	713.5	327.6	385.9
2003	152.5	198.0	16.9	119.1	10.3	299.0	795.7	367.8	428.0
2004	159.3	204.7	17.2	119.1	10.7	348.7	859.7	396.0	463.6
2005	165.9	211.7	17.5	119.1	11.1	395.8	921.0	422.7	498.3
2006	171.6	218.9	17.8	119.1	11.5	442.8	981.0	445.2	536.4
2007	176.7	226.3	18.1	119.1	11.9	477.3	1029.4	458.2	571.3
2008	181.7	233.7	18.5	119.1	12.3	556.2	1121.4	510.7	610.6
2009	186.7	241.3	18.8	119.1	12.7	624.9	1203.6	519.2	684.4
2010	191.9	249.2	19.2	119.1	13.2	671.9	1264.5	515.9	748.6
Total (Gpc)	684.6	897.5	76.8	521.5	45.7	1695.0	3291.3	1782.3	2138.9
Crec. anual	6.9%	5.3%	1.3%	0.0%	6.8%	12.2%	7.6%	4.9%	10.2%

## Participación Porcentual

1998	10.3	18.9	3.0	17.8	1.0	49.1	100.0	61.6	38.4
1999	15.1	23.1	2.7	19.5	1.0	38.5	100.0	57.2	42.8
2000	17.6	24.0	2.5	17.8	1.1	37.0	100.0	52.3	47.7
2001	18.1	24.7	2.2	16.1	1.1	37.8	100.0	50.6	49.4
2002	18.4	24.2	2.1	15.1	1.3	39.0	100.0	53.8	46.2
2003	19.0	24.7	2.1	14.8	1.3	38.1	100.0	54.4	45.6
2004	18.0	23.1	1.9	13.4	1.2	42.4	100.0	54.2	45.8
2005	18.2	23.2	1.9	13.1	1.2	42.3	100.0	53.5	46.5
2006	19.3	24.6	2.0	13.4	1.3	39.5	100.0	53.6	46.4
2007	18.0	23.0	1.8	12.1	1.2	43.8	100.0	55.6	44.4
2008	16.8	21.6	1.7	11.0	1.1	47.7	100.0	55.4	44.6
2009	15.1	19.5	1.5	9.6	1.0	53.2	100.0	51.3	48.7
2010	14.2	18.5	1.4	8.8	1.0	56.1	100.0	48.9	51.1

Fuente: UPME-ECOPETROL y Estudios Energéticos Ltda.

Notas: sector eléctrico revisado en diciembre de 1998

### C. Perspectivas del mercado

La producción obtenida con el desarrollo de las reservas probadas podría satisfacer la demanda interna, incluyendo la termoelectricidad, hasta mediados de la primera década del siglo XXI. Con el desarrollo de reservas menos conocidas, parte de las cuales ya han sido calificadas como probables, se podría atender la demanda en un horizonte más lejano.

En virtud de las fuertes variaciones de la hidrolicidad inducidas por el “Fenómeno del Niño”, la evaluación del balance oferta demanda debe considerar la posibilidad de usar combustibles alternos en las centrales eléctricas, la refinería de Barranca y la industria. En el **cuadro 7** se

presenta el balance obtenido suponiendo que a partir de 2005 se desarrollan reservas adicionales a las que se consideran probadas en la actualidad, con el fin de asegurar una capacidad de suministro de 1 400 MMpcd durante el período 2005–2010.

Cuadro 7

## COLOMBIA: PROSPECTIVA DEL BALANCE OFERTA DEMANDA DE GAS NATURAL DE 1999 A 2010

(Millones de pies cúbicos diarios)

Año	Demanda					Capacidad			Balance	
	Total promedio (i)	Sustituible promedio (ii)	S. Eléctrico Promedio(iii)	S. Eléctrico Máx. (iv)	Total Máxima 1/(v)	Reservas probadas 2/	Reservas adicionales	Total	Promedio	Máximo
1999	565	(100)	(189)	373	648	906		906	341	257
2000	631	(100)	(211)	383	704	933		933	302	229
2001	657	(100)	(196)	376	737	1036		1036	379	299
2002	714	(100)	(231)	425	807	1047		1047	334	240
2003	796	(100)	(299)	420	817	1064		1064	269	248
2004	860	(100)	(349)	447	858	1077		1077	218	219
2005	921	(100)	(396)	546	971	1093		1093	172	122
2006	982	(100)	(443)	629	1068	1099		1099	117	31
2007	1029	(100)	(477)	612	1064	1106		1106	77	42
2008	1121	(100)	(556)	673	1138	864	336	1200	79	62
2009	1204	(100)	(625)	734	1212	659	641	1300	96	88
2010	1265	(100)	(672)	788	1281	605	695	1300	35	19

Fuente: Elaboración a partir de proyecciones de Ecopetrol y de Estudios Energéticos Ltda.

Notas. 1. Demanda máxima no sustituible (v) = (i) + (ii) + (iii) + (iv). 2. Campos actuales y con Cusiana entregando hasta 420 MMpcd

Los excedentes disponibles para la exportación serían superiores a 100 MMpcd hasta por lo menos el año 2005 y reposarían en el desarrollo de las reservas probadas. Luego de ese horizonte se requerirán aumentos en la producción basados en reservas probables y por descubrir. Como ya se mencionó las proyecciones más promisorias se encuentran tanto en los Llanos Orientales, en donde se están realizando ingentes reinyecciones para maximizar la extracción del petróleo de Cusiana, como en la Costa Atlántica en donde se realizan exploraciones costa afuera.

En esas circunstancias la relación reservas/producción sería del orden de los 10 años a finales de la primera década del siglo XXI, y estaría basada en los niveles probados y probables cuantificados en la actualidad. Si tiene éxito la comprobación de reservas adicionales se podría continuar, desde los finales de la próxima década, con expansiones de la capacidad de generación eléctrica basadas en el uso del gas. En caso contrario se tendría que incorporar otro tipo de tecnología (carboelectricidad o hidroelectricidad).

Con respecto al mercado del Istmo Centroamericano, el **cuadro 8** indica el potencial de la demanda de gas natural en Panamá, Costa Rica y Nicaragua, que son los países más cercanos a Colombia.

Cuadro 8

**PANAMÁ, COSTA RICA Y NICARAGUA: DEMANDA POTENCIAL DE GAS NATURAL DE 2004 A 2010**

País		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Panamá	MMm <sup>3</sup>	588	588	669	777	967	1044	1147
Costa Rica	MMm <sup>3</sup>	197	305	305	310	369	386	417
Nicaragua	MMm <sup>3</sup>	391	391	391	391	456	536	568
Total	MMm <sup>3</sup>	1 176	1 284	1 395	1 478	1 792	1 966	2 132
	Gpc	42	46	49	53	64	71	77
	MMpcd	116	123	134	146	176	194	210

Fuente: CEPAL, "Gasoducto regional México – Istmo Centroamericano, estudio de prefactibilidad", enero 1998

Para saber si esa demanda podría ser satisfecha con gas proveniente de Colombia se realizó un ejercicio de simulación. La evaluación se realizó bajo las hipótesis de que la capacidad de producción en Colombia alcanzaría entre 1 300 y 1 400 MMpcd en el año 2010 (véase los gráficos 4 y 5). En ambos caso se previó la necesidad de utilizar combustibles sustitutos de manera complementaria para compensar la volatilidad del mercado ya señalada.

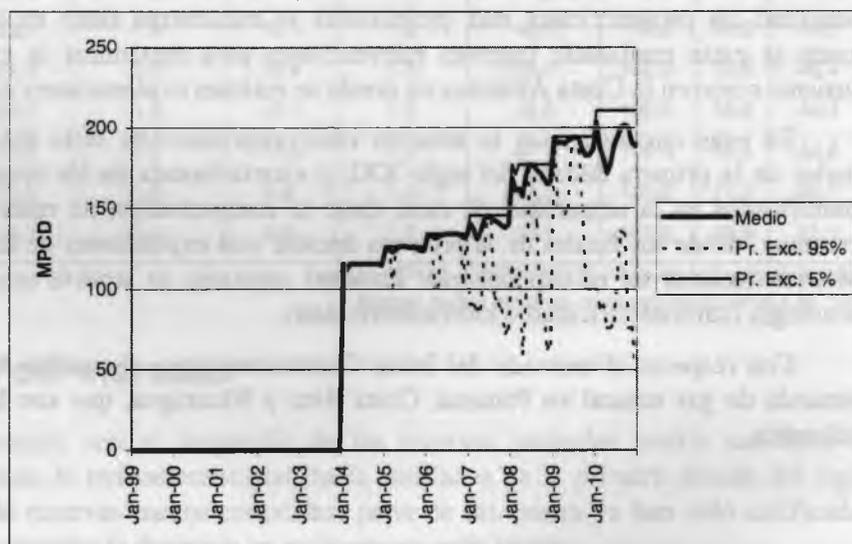
Los resultados obtenidos demuestran que el mercado centroamericano, limitado a los tres países del sur, podría ser atendido con gas de Colombia y apoyo parcial de combustibles alternos entre 2004 y 2010 (véase el cuadro 9). Esa oportunidad de negocio podría ser considerada como una compensación económica a la volatilidad inherente al mercado colombiano de gas natural, el cual dependerá de manera estructural de la generación hidroeléctrica durante varios años.

Cabe destacar que dependiendo del éxito que se tenga en la comprobación de reservas adicionales se podrían incrementar las exportaciones hacia el Istmo a partir de 2010. En caso contrario se podría recurrir al gas venezolano, siempre y cuando se desarrollen las interconexiones necesarias. En última instancia los combustibles sustitutos podrían servir de relevo.

Gráfico 4

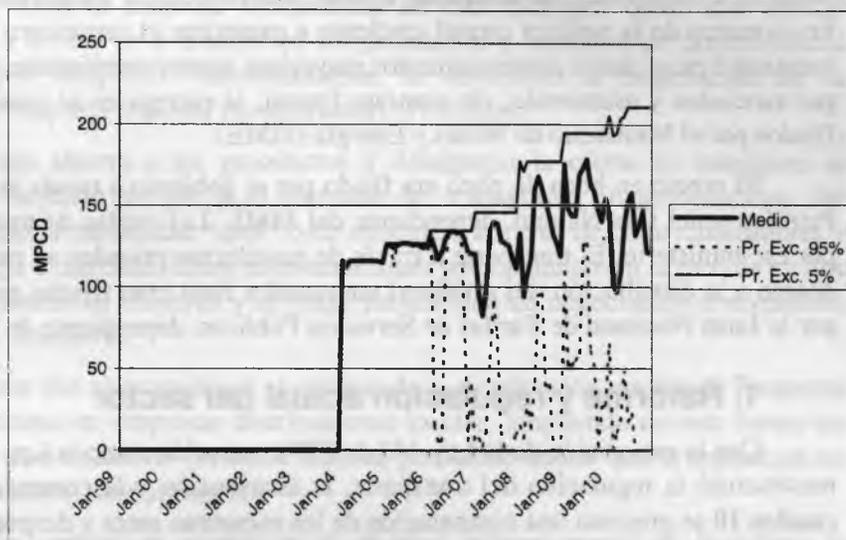
**EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL A CENTROAMÉRICA**

(Potencial con desarrollo de hasta 1400 MPCD en Colombia)



Fuente: Elaboración de Estudios Energéticos Ltda., mediante simulación de la operación del SNI con el Caso Base de la demanda eléctrica pronosticada UPME en Septiembre de 1998.

**Gráfico 5**  
**EXPORTACION DE GAS NATURAL A CENTROAMÉRICA**  
(Potencial con desarrollo de hasta 1300 MPCD en Colombia)



Fuente: Elaboración de Estudios Energéticos Ltda., mediante simulación de la pozo, de acuerdo con ambas resoluciones

**Cuadro 9**  
**COLOMBIA: EXPORTACIÓN POTENCIAL DE GAS NATURAL Y USOS SUSTITUTOS DE 2001 A 2010**

(Millones de pies cúbicos diarios equivalentes)

	Con desarrollo de 1400 MMpcd				Con desarrollo de 1300 MMpcd			
	Demanda en Panamá, Costa Rica y Nicaragua	Exportación	Usos sustitutos 1/		Demanda en Panamá, Costa Rica y Nicaragua	Exportación	Usos sustitutos	
			Medio	Alto 2/			Medio	Alto 1/
2004	116	115	0	0	116	115	0	0
2005	127	125	1	12	127	125	1	8
2006	134	133	1	33	134	127	7	129
2007	146	140	7	70	146	118	29	146
2008	177	168	10	160	177	134	45	177
2009	194	190	6	94	194	158	39	194
2010	211	190	22	162	211	130	83	211

Fuente: Estudios Energéticos Ltda. Se elaboró mediante simulación de la operación del SIN con el Caso Base de la demanda eléctrica pronosticada por la UPME en septiembre de 1998.

## D. Marco jurídico y regulatorio

En el pasado la legislación petrolera consideró al gas como un subproducto de la explotación del petróleo y se permitía su quema en los campos de producción. Con la expedición de la Ley 10 de 1960, cuyo objeto era regular la exploración y producción de petróleo, el gas natural entra en la legislación: se prohibió su quema indiscriminada y se fomentó su aprovechamiento. El decreto 1873 de 1973 ratificó y amplió esas consideraciones.

Durante muchos años la regulación se restringió casi exclusivamente a la fijación de referencias para establecer el precio al productor y al control del precio al que sería vendido el producto a los sectores de consumo, a saber, termoeléctrico, industrial, petroquímico y residencial. En el marco de la política estatal tendiente a garantizar el suministro de gas natural, Ecopetrol se constituyó en el único comercializador mayorista, comprometiéndose a comprar la producción de sus asociados y asumiendo, sin contrato formal, la entrega en el gasoducto troncal a los precios fijados por el Ministerio de Minas y Energía (MME).

El precio en boca de pozo era fijado por el gobierno a través de la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural, dependiente del MME. Las tarifas de transporte también eran fijadas por ese ministerio. El transporte a través de gasoductos privados se realizó mediante contratos. En cuanto a la distribución, las tarifas al consumidor final eran fijadas por el MEM y posteriormente por la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos, dependiente de Planeación Nacional.

### 1. Reforma y regulación actual del sector

Con la expedición de la Ley 142 de 1994, conocida como la Ley de los Servicios Públicos, se reestructuró la regulación del transporte, la distribución y la comercialización al mayoreo. En el cuadro 10 se presenta una comparación de los esquemas antes y después de esa ley.

Cuadro 10

**COLOMBIA: REESTRUCTURACION DEL SECTOR DE GAS NATURAL**

Antes de la Ley de Servicios Públicos de 1994	Después de la Ley de Servicios Públicos de 1994
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. El Estado autoregulator y autoevaluador de su gestión</li> <li>2. Estado gran promotor e inversionista                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sistema Costa Atlántica</li> <li>• Santander y Huila</li> <li>• Gasoductos urbanos</li> <li>• Principal agente de subsidios</li> </ul> </li> <li>3. Fuerte estructura monopólica de ECOPETROL en toda la cadena de suministro.</li> <li>4. Participación baja del sector privado y casi siempre asociado a ECOPETROL</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Separación de las funciones del Estado:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Política : MME</li> <li>• Regulación : CREG</li> <li>• Planeación e información: UPME</li> <li>• Control : SSP</li> </ul> </li> <li>2. Fuerte participación iniciativa privada</li> <li>3. Desagregación de funciones: ECOGAS</li> <li>4. Énfasis en competencia, competitividad y eficiencia</li> <li>5. Introducción de criterios de equilibrio económico y financiero</li> <li>6. Participación ciudadana</li> </ol>

Fuente: Vásquez, R., "La formación del mercado de gas natural en Colombia", Proyecto Canadá-Colombia, 1997. p.33.

La reforma, diseñada y puesta en marcha por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), se orientó a incentivar la participación del sector privado y promover la competencia. Entre las principales medidas adoptadas se encuentran las siguientes: i) el establecimiento de límites a la propiedad; ii) la separación vertical de las actividades de producción, comercialización, transporte y distribución; iii) la prohibición de prácticas restrictivas; iv) la garantía de libre acceso a la red de gasoductos; v) el fortalecimiento de la función reguladora de los eslabones monopólicos de transporte y distribución; v) la privatización de empresas y la reducción de la participación del Estado en los eslabones de transporte y distribución.

Una de las consideraciones que motivó la nueva ley fue que el control estatal sobre operaciones y decisiones de inversión llevaba a menudo a precios distorsionados. Las reformas se orientaron entonces a limitar dicha intervención y a establecer un nuevo marco bajo el cual se tendría un mayor juego de las fuerzas del mercado. Antes que prestar directamente el servicio

público de gas, el papel del Estado se debería centrar en asegurar que alguien lo ofreciera con calidad y eficiencia.

En 1997 la ley 401 creó la Empresa Colombiana de Gas (Ecogas) como una entidad descentralizada del Estado a la cual se le transfieren los gasoductos y contratos de disponibilidad operados hasta entonces por Ecopetrol. Adicionalmente, se determinó la enajenación de su participación en la principal empresa regional transportadora (Promigas).

Al introducir el acceso abierto a los gasoductos y desagregar la oferta de transporte se crearon dos mercados, el mercado de gas y el mercado del transporte. En ambos casos, las transacciones pueden ser bajo la modalidad "spot" o de contratos, a través de comercializadores y referidas a un sitio de entrega o mercado. Estas determinaciones son operantes en la medida en que se desregulen también los precios al mayoreo y se tenga flexibilidad de negociación o reventa de excedentes de capacidad de transporte.

Otro cambio importante fue el ocurrido en el eslabón de la distribución, en donde Ecopetrol vendió todas sus participaciones en empresas distribuidoras locales, ampliando de esta forma las posibilidades de entrada de nuevos actores privados. Resulta pertinente anotar que la regulación no se ha ocupado de los intercambios internacionales.

Con la desintegración vertical se avanza en el objetivo gubernamental de introducir la competencia en la industria del gas natural. No obstante, subsisten imperfecciones que la limitan, por ejemplo, el reducido número de productores, la posición dominante de Ecopetrol y la elevada volátil en el mercado mayorista.

En el eslabón de producción una limitación importante es el modelo de desarrollo y captación de la renta de los hidrocarburos a través de una empresa estatal y el pago de regalías en especie, ya que el gas de los socios de Ecopetrol y el gas de regalías tienen circuitos de comercialización diferentes. Esa estructura hace difícil introducir condiciones de disputabilidad (competencia efectiva o potencial), por lo que es previsible que el mercado continúe con una estructura monopólica o eventualmente oligopólica por algunos años.

Dentro de esa perspectiva no debería existir mucho margen para el ejercicio del poder dominante, en razón de que el gas tiene que competir con otros energéticos en los mercados finales y eventualmente con el gas importado. Sin embargo, en la práctica, la modalidad de contratos del tipo "take or pay" suscritos entre Ecopetrol y los generadores han representado, posiblemente, ventajas para el productor y distorsiones en el mercado.

En suma, el funcionamiento la estructura de la industria cambió radicalmente a raíz de la expedición de la nueva normatividad. El marco jurídico está definido en la actualidad principalmente por la Ley 80 de 1993 "Nuevo Estatuto General de Contratación de la Administración Pública" (para el caso de las empresas de orden nacional), por la nueva Ley de Servicios Públicos Domiciliarios 142 de julio de 1994, y por la Ley 286 de julio de 1996 que modificó parcialmente a la Ley 142/94, y de manera particular por la resolución CREG-057 de julio 30 de 1996.

## **2. Estructura reguladora**

Hoy en día la actividad de regulación está a cargo del Ministerio de Minas y Energía, la Comisión Reguladora de Energía y Gas, y la Superintendencia de Servicios Públicos.

El Ministerio de Minas y Energía es la máxima autoridad sectorial. Fija la política y la regulación para el aprovechamiento de los recursos de hidrocarburos en la fase de su producción. En particular, regula el precio del gas natural en boca de pozo.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas tiene el encargo de regular el suministro de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible por tubería. Es una unidad administrativa especial adscrita al MME y está conformada por los ministros de Hacienda, y de Minas y Energía, el director del Departamento Nacional de Planeación y por cinco expertos nombrados por el Presidente de la República. Su principal función consiste en promover la libre concurrencia y evitar el ejercicio del poder dominante. Cuando ésta no es posible, como ocurre en el transporte y distribución por medio de una red, se encarga de regular éstas actividades para que la operación se desarrolle con eficiencia y calidad. Hasta ahora y para el caso del gas natural, ha puesto en operación un marco de libertad vigilada, estableciendo para ello normas y fórmulas tarifarias a las que deben someterse los agentes involucrados a lo largo de la cadena de suministro. La expedición de la normatividad para gas se hizo mediante resoluciones dictadas entre mayo de 1995 y junio de 1996, las cuales fueron compendiadas en julio de 1996 en la Resolución 057 de 1996.

La Superintendencia de Servicios Públicos es un organismo adscrito al Ministerio de Desarrollo Económico. Tiene como objeto la vigilancia y control de todas las empresas que prestan servicios públicos domiciliarios. En su estructura la SSP cuenta con una Superintendencia Delegada para la Energía y el Gas. En desarrollo de sus funciones evalúa la gestión financiera, técnica y administrativa de las empresas de servicios públicos de acuerdo con los indicadores que establezca la respectiva comisión reguladora.

### **3. Regulación por actividades**

#### **a) Exploración y explotación**

La regulación para el gas natural en estas etapas de la cadena de suministro tiene tres componentes, el contractual, el técnico – ambiental y el de precios.

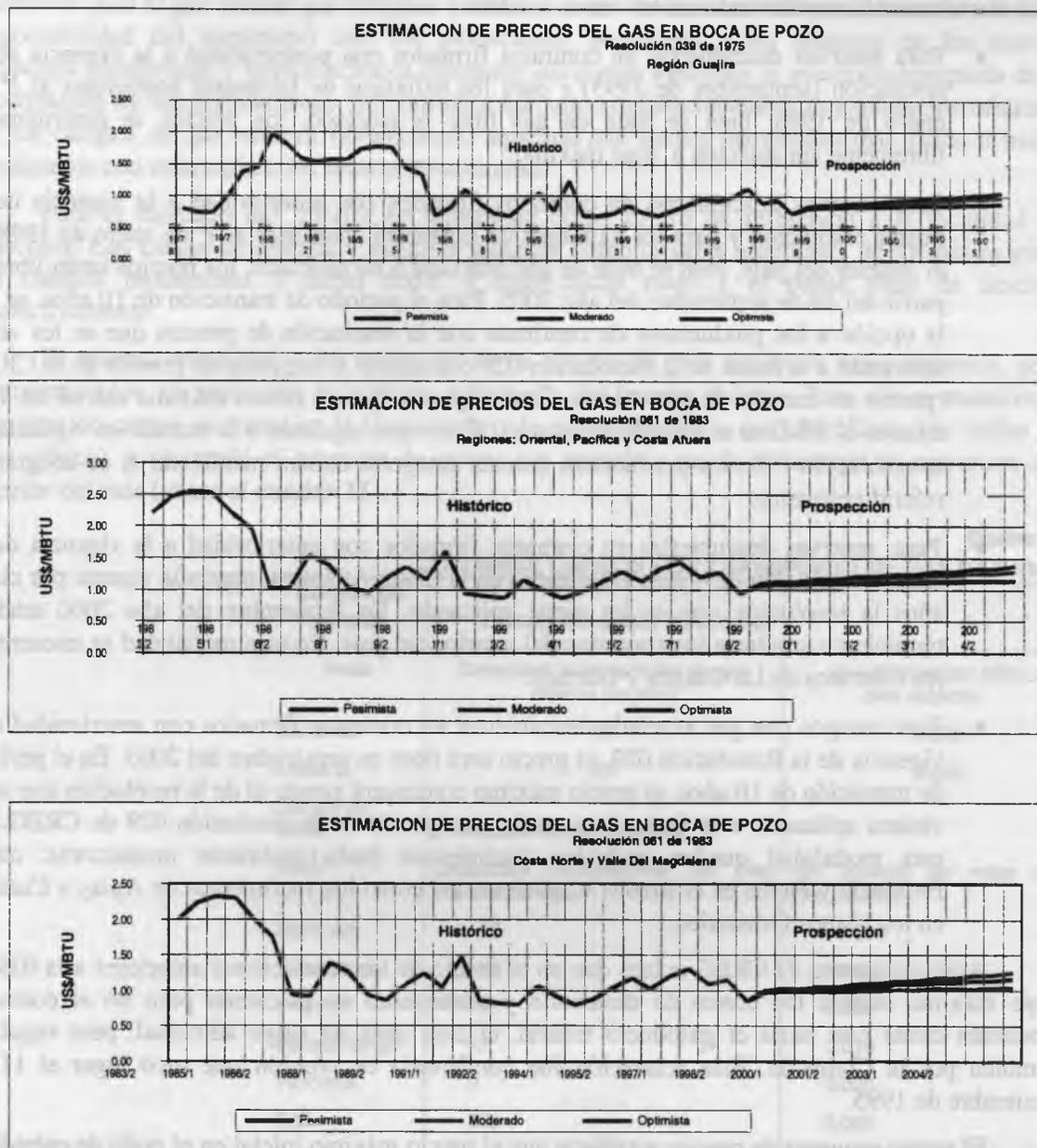
En cuanto al marco de contratación, hasta septiembre de 1974 la exploración y explotación de hidrocarburos se llevaba a cabo a través de contratos de concesión los cuales permitían a particulares buscar y explotar petróleo y gas natural, a cambio del pago de cánones superficarios y una regalía. A partir de ese año la exploración y explotación de esos recursos quedó a cargo de Ecopetrol, empresa que continuó adelantando esas actividades, bien mediante operación directa o a través contratos de asociación con empresas privadas, nacionales o extranjeras, mediante los cuales el privado incurre en los riesgos y costos de la exploración y en caso de hallazgos participa en un porcentaje de la producción (inicialmente el 40%, posteriormente flexibilizado según el tamaño de los hallazgos y hoy en día definido para garantizar una rentabilidad al socio privado). En estos contratos, adicionalmente, el 20% del hidrocarburo producido se asigna al pago de regalías y el remanente queda de propiedad de Ecopetrol. En cuanto al contrato de asociación, las condiciones para el gas natural se mantuvieron iguales a las del petróleo crudo hasta octubre de 1997, cuando se establecieron condiciones más favorables para el caso de nuevos descubrimientos de gas natural.

En lo que toca a la regulación técnica, ésta ha continuado en el Código de Petróleos y tiene que ver primordialmente con el adecuado desarrollo de las actividades de exploración, desarrollo y producción del hidrocarburo. Adicionalmente, las actividades de exploración y explotación y en general todas las actividades a lo largo de la cadena de suministro del servicio de gas natural están sometidas al marco de la regulación ambiental establecido por el Ministerio del Medio Ambiente.

La fijación de los precios del gas natural en boca de pozo ha sido tradicionalmente una prerrogativa del Ministerio de Minas y Energía. En el pasado se desarrollaron a través de la desaparecida Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural. El precio del gas en campo para el yacimiento de la Guajira fue establecido mediante la Resolución 039 de julio 10 de 1975, la cual mantuvo la misma fórmula del contrato de concesión. Para el gas asociado y no asociado en el resto del país se expidió la Resolución 061 de junio de 1983. Estos precios quedaron atados a las

variaciones del precio del fuel-oil en el mercado internacional. En el **gráfico 6** se resume la variación histórica y perspectivas futuras de los precios de gas en boca de pozo, de acuerdo con ambas resoluciones.

**Gráfico 6**  
**COLOMBIA: PRECIOS DEL GAS NATURAL EN BOCA DE POZO DE 1983 A 2004**



Fuente: Unidad de Planeamiento Minero Energético, 1998.

**b) Comercialización**

La CREG regula las conexiones a la red troncal, así como los precios máximos del servicio de transporte. La Resolución CREG-029 del 5 de septiembre de 1995, regula la comercialización del energético en la cabecera de gasoducto y el régimen de precios de venta del gas natural producido y comercializado en el país. Se establece para los productores la posibilidad de comercialización conjunta del gas producido en los cinco años posteriores a la fecha de expedición de la resolución, pero restringida a un solo contrato de asociación.

La misma resolución establece la posibilidad para el productor de firmar contratos con grandes consumidores a precios negociados libremente pero sujetos a un tope máximo fijado. A partir del 12 de julio de 1996 los grandes consumidores y los distribuidores deberán tener contratos de compra de combustible.

En cuanto a los precios, la resolución establece el régimen de precios máximos en entrada de gasoducto troncal, considerando cuatro casos, a saber:

- Para reservas descubiertas en contratos firmados con posterioridad a la vigencia de la resolución (septiembre de 1995) y para los hallazgos de Ecopetrol posteriores al 1° de enero de 1998, bien se trate de gas libre o asociado, los precios se determinarán libremente sin sujeción a tope máximo.
- Para reservas descubiertas en contratos firmados con anterioridad a la vigencia de la misma resolución y para los hallazgos de Ecopetrol anteriores al 1° de enero de 1998 en el interior del país, bien se trate de gas asociado o no asociado, los precios serán libres a partir del 10 de septiembre del año 2005. Para el período de transición de 10 años, se dio la opción a los productores de continuar con la resolución de precios que se les venía aplicando a la fecha de la Resolución 029 o acogerse al esquema de precios de la CREG (precio en entrada de gasoducto). Este esquema fija un precio máximo inicial de 1.30 dólares el MMBtu en entrada de troncal. En el mes siguiente a la entrada en vigencia de la resolución 029, los productores en esta categoría debían manifestar si se acogían al referido esquema.
- Para, reservas descubiertas en contratos firmados con anterioridad a la vigencia de la misma resolución 029, pero localizados en la Costa Atlántica, continúa vigente por cinco años la resolución que se les viene aplicando. En septiembre del año 2000 tendrán tratamiento similar a los contratos del interior del país. En esta modalidad se encuentran los contratos de La Guajira y Güepajé.
- Para campos con gas asociado descubiertos en contratos firmados con anterioridad a la vigencia de la Resolución 029, el precio será libre en septiembre del 2005. En el período de transición de 10 años, el precio máximo continuará siendo el de la resolución que se le viniera aplicando a la fecha de entrada en vigencia de la resolución 029 de CREG. En esta modalidad quedan incluidos yacimientos tradicionalmente productores, como Provincia y Payoa en el Medio Magdalena, así como los yacimientos de Apiay y Cusiana en los Llanos Orientales.

Adicionalmente, la CREG aclaró que en el precio de las resoluciones anteriores a la 029, el tope máximo incluía los costos de desarrollo y tratamiento en el campo pero no el costo de conexión desde éste hasta el gasoducto troncal, el cual sería un cargo adicional, pero regulado también por la Comisión. Esta aclaración fue confirmada en reunión que tuvo lugar el 11 de diciembre de 1995.

El nuevo esquema de precios establece que el precio máximo inicial en el nodo de entrada al sistema nacional de transporte será de 1.30 dólares por MMBtu. Este precio se modificará semestralmente a partir del primero de enero de 1996 de acuerdo con la fórmula que se incluye en la misma resolución, la cual liga el ajuste periódico de este precio a las variaciones que ocurran en el precio de venta del crudo WTI en el mercado de Nueva York.

### **c) Transporte**

El transporte por gasoductos es considerado como una actividad complementaria para la prestación del servicio domiciliario de gas y está sujeto por lo tanto al régimen regulatorio previsto en la Ley de Servicios Públicos. La regulación establece el transporte de gas como una función o

actividad independiente y de libre acceso, para la cual la CREG establece las tarifas de peaje o prestación del servicio de transporte. Según la ley, solo podrán prestar este servicio las empresas de servicios públicos y las empresas comerciales e industriales del Estado que tengan por objeto la actividad de transporte.

Desde el punto de vista regulatorio fue necesario definir una estructura de tarifas de transporte para el gas natural que reflejase los costos reales de este servicio y que, sumada a la libre negociabilidad del suministro con los productores, permitiera a los gestores de los nuevos proyectos industriales y termoeléctricos optimizar sus costos mediante la selección apropiada de la localización de sus instalaciones. Se considera que ello también incentiva la explotación eficiente de los campos de gas natural, favoreciendo aquellos con costos marginales más bajos o mejor localizados con referencia a los centros de consumo.

Para el mercado del Interior se seleccionó como centro de referencia a la localidad de Vasconia. Los cargos de entrada y salida se calculan como la suma algebraica de los peajes entre los campos productores y dicho nodo, y entre dicho nodo y el punto final de destino, respectivamente.

El sistema comercial y del transporte se ha concebido para mantener independientes, pero interconectados, los mercados de la Costa Atlántica y del Interior del país. Para ello se mantuvo el esquema de cargos existente en la Costa (cobro de estampilla única de 0.34 dólares por millar de pies cúbico), y se reguló el esquema de cargos por entrada y salida al sistema de transporte del Interior del país (véase el cuadro 11).

Cuadro 11

## COLOMBIA: CARGOS POR TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Cargos de entrada	Transporte hasta Vasconia	
Nodo	Capacidad (dólares/millar de pies cúbicos por año)	Uso (dólares por millar de pies cúbicos)
Barranca	96	0.039
Cusiana	95	0.055
Cargos de salida	(Transporte desde Vasconia)	
Nodo	Capacidad (dólares/millar de pies cúbicos por año)	Uso (dólares por millar de pies cúbicos)
Barranca	-96	-0.039
Sebastopol	-36	-0.015
Medellín	145	0.059
Bucaramanga	47	0.019
Vasconia	0	0.000
Cali	160	0.085
Bogotá	141	0.050
Cargo por volumen:	Productores: 0.016 dólares por mpc Consumidores: 0.016 dólares por mpc	

Fuente: Resolución CREG 017 de 1995

Adicionalmente la Resolución CREG-056 de julio de 1997 fijó para el sistema del interior un cargo estampilla de 0.15 dólares por MMBtu, que permitirá disminuir el rezago de los cargos anteriores frente a la inflación, sin causar impactos sobre los nodos más lejanos del sistema de

transporte. Como forma de acceder a los servicios de transporte, la regulación definió tres tipos de contratos: “firmes”, “en pico” e “interrumpibles”. Con la finalidad de introducir una mayor flexibilidad el transportador puede ofrecer cualquier tipo de combinación contractual siempre y cuando no sea discriminatoria. En la parte técnica operativa la CREG ha venido trabajando en un Reglamento Único de Transporte (RUT), el cual se tiene en proceso de consulta y concertación antes de ser puesto en vigencia.

#### d) Distribución

En la Resolución CREG-057 de 1996 se establecen las reglas a que deben acogerse los distribuidores de gas, entendiéndose como tales a aquellos que operen redes urbanas de distribución de gas combustible. En cumplimiento a lo establecido en dicha resolución, las empresas distribuidoras existentes presentaron a la Comisión sus respectivos estudios de costos y tarifas, para aprobación del cargo promedio máximo por distribución correspondiente (Dt). Se ha establecido que estas empresas funcionen dentro un régimen de libertad regulada, que les permite a partir de las metodologías y las fórmulas tarifarias aprobadas por la CREG, definir las tarifas que van a aplicar a sus usuarios.

A partir de la información presentada por cada empresa se calculó el Dt con base en la metodología del costo medio de largo plazo. Se tomó en cuenta la inversión en activos fijos tanto en operación como los proyectados (gasoductos troncales, redes de distribución, estaciones de regulación y otros activos fijos); los gastos operacionales (AOM), y una rentabilidad del 14% sobre la inversión antes de impuestos. Se obtuvieron los valores que se incluyen en el **cuadro 12**, los cuales fueron acogidos por la regulación.

Adicionalmente se regularon fórmulas tarifarias para calcular el costo medio total del servicio correspondiente a cada empresa, las cuales permiten trasladar los costos de compra y transporte del gas, los costos de distribución y comercialización y el costo de las pérdidas a los usuarios finales. Las fórmulas tarifarias aprobadas tienen una vigencia de cinco años, a menos que antes haya acuerdo entre la empresa y la CREG para modificarla o prorrogarla, o que ocurra cualquier de los eventos previstos en la Ley 142 de 1994 para ese efecto.

Cuadro 12

#### COLOMBIA: CARGOS POR DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

Empresa	Dt (pesos/m <sup>3</sup> ) 1/	Resolución CREG
Gases del Caribe	108.23	119/96
Gasorient	97.43	125/96
Surtigas	118.66	120/96
Gas Natural	117.10	079/96
Alcanos del Huila	125.31	109/96
Llanotas	113.52	108/96
Metrogas	97.36	101/96
Gases de B/bermeja	118.29	107/96
Gases de la Guajira	141.35	122/96
Gases del Oriente	118.60	110/96
Gases del Cusiana	144.34	011/97
Gases de Occidente	110.75	090/97
Gasnacer	165.95	078/96
Caucana de Gas	398.01	123/96

Fuente: Resoluciones de la CREG.

Notas: 1. Precios de 1996

De acuerdo con la Resolución CREG-057 de 1996, las empresas deben establecer las tarifas a sus pequeños consumidores de gas natural, calculando el costo promedio máximo unitario en pesos por metro cúbico para compras de gas natural en troncal (Gt) y el costo promedio máximo unitario en pesos por metro cúbico de transporte en troncal (Tt), sobre la base de los contratos de compra y transporte que celebren, y en la forma indicada en la misma resolución. Igual tendrán obligación de informar de los reajustes de tarifas que realice como consecuencia de la variación en los índices de precios que contiene la fórmula.

En la resolución CREG-067/95, la Comisión expidió el Código de Distribución de Gas Combustible por redes, cuyo propósito principal es el de definir los derechos y responsabilidades entre los distribuidores, comercializadores y usuarios, y los criterios de expansión, seguridad y calidad del servicio de distribución.

La Comisión expidió la resolución 014 de mayo 18 de 1995 la cual fija los criterios generales para la concesión de zonas de distribución. Las empresas ganadoras se comprometan a tener amplio cubrimiento en estratos 1, 2 y 3 (consumidores de menores recursos).

El artículo primero de la Ley 286 de 1996 establece un período de transición para que las empresas de servicios públicos alcancen los límites establecidos en la Ley 142 de 1994 en materia de factores de contribución, tarifas y subsidios, partiendo de los porcentajes que a la fecha de entrada en vigencia de la Ley 142 de 1994 eran aplicados. De esta manera la Comisión realizó el cálculo y encontró que a la fecha de entrada en vigencia de la Ley 142 de 1994, el promedio nacional de contribución por encima del costo para el estrato 5 era del 60% y para el estrato 6 era del 68%.

Por consiguiente, la CREG estableció en la resolución 124 de 1996 que las empresas deberán ajustar los factores de contribución de los usuarios de los estratos 5 y 6 el 1o. de enero de cada año entre 1997 y 2001. Igualmente, para alcanzar los niveles de subsidios autorizados por Ley, iguales a 50% para el estrato 1 y 40% para el estrato 2, la CREG estableció en la misma resolución un programa de desmonte de los excedentes sobre los subsidios de ley.

Es importante resaltar que los usuarios de gas combustible pertenecientes a los estratos 3 y 4, no serán sujetos de subsidio, a la vez que quedan exentos por Ley del pago de contribución. Adicionalmente, en ningún caso se otorgará subsidio a los consumos superiores al consumo básico (20 m<sup>3</sup>).

Por otro lado, la Resolución CREG - 15 de Marzo de 1997 estableció que la contribución que deben pagar los usuarios industriales y comerciales del gas natural como parte de las tarifas vigentes a la entrada en vigor de la ley 142 de 1994 es del 8.9%. La generación de electricidad con gas, la industria petroquímica y de gas natural comprimido vehicular son actividades que no están sujetas a esta contribución.

## I. FONDOS Y SUBSIDIOS

Desde 1990 la Ley 142 de 1994 establece que los usuarios deben contribuir al costo del servicio de gas natural en un porcentaje del 8.9% del costo del servicio. Este porcentaje se aplica a los usuarios industriales y comerciales, a los usuarios de estratos 5 y 6, y a los usuarios de estratos 3 y 4 que no son sujetos de subsidio. El subsidio para los usuarios de estratos 1 y 2 es del 40% y 50% respectivamente.



Categoría	Subcategoría	Valor	Descripción
0.18	020 4	0.277	Industria extractiva
0.21	040 1	0.11	Industria alimentaria y bebidas
0.8	020 1	0.20	Industria textil
7.40	100 4	8.72	Industria química
1.8	020	1.90	Industria de metales
0.007	000 11	0.007	Industria de plásticos

## II. El gas natural en Venezuela

Este capítulo tiene como finalidad analizar la situación actual y las perspectivas del mercado de gas natural en Venezuela. Se pone particular atención en las posibilidades de exportación mediante gasoducto a los países vecinos, especialmente al Istmo Centroamericano.

### A. Oferta

Venezuela es un importante productor y exportador de petróleo. Su industria de gas natural también es de grandes dimensiones. En los próximos años su importancia aumentará conforme desarrolle el gran potencial con el que cuenta y que lo sitúa entre los primeros lugares en el mundo. A continuación se presentan la magnitud y distribución de las reservas y de la capacidad de producción.

#### 1. Recursos y reservas

Hacia fines de 1997 se estimaba que los recursos últimos alcanzaban 11.883 miles de millones de metros cúbicos –Gmc– (véase el **cuadro 13**). La producción acumulada representa apenas el 5.2% del total, mientras que las reservas probadas participaban con el 34.7%. El complemento –reservas probables y posibles junto con los recursos por descubrir–, ascendía al 60.1%. De ahí se concluye que el país cuenta con abundantes recursos en gas natural.

Cuadro 13

## VENEZUELA: RECURSOS DE GAS NATURAL EN 1997

	Tera pies cúbicos	Giga metros cúbicos	Estructura %
Recursos por descubrir	172.0	4 872	41.0
Recursos posibles	44.0	1 246	10.5
Reservas probables	36.0	1 020	8.6
Reservas probadas	145.5	4 121	34.7
Producción acumulada	22.0	623	5.2
<b>Total</b>	<b>419.5</b>	<b>11 883</b>	<b>100.0</b>

Notas. Cifras estimadas al mes de diciembre

Fuente: Con base en datos de PDVSA 1998

Entre 1990 y 1997 las reservas probadas aumentaron en 692 Gmc, que equivale a un crecimiento de 20.1% (véase el cuadro 14). Como en el mismo período la producción aumentó 42.8% la relación reservas/producción disminuyó de 120 a 101 años.

Aunque la composición de los hidrocarburos varía según el yacimiento, la evolución de las reservas probadas ha seguido el comportamiento de las reservas de petróleo. Suponer que ello continuaría ocurriendo llevaría a condicionar la explotación del primero a lo que suceda con el segundo. Sin embargo, es posible que en el futuro sigan causas diferentes. En primer lugar, si se aprovecha el gas contenido en yacimientos donde el petróleo se está agotando y cuyo volumen se han incrementado a lo largo de los años debido a los procesos de reinyección; en segundo lugar, si se aplican tecnologías de energización de yacimientos que no requieren reinyección de gas natural; finalmente si se reorienta la exploración hacia los yacimientos de gas libre, estrategia que al parecer formar parte de la política energética actual.

Cuadro 14

## VENEZUELA: RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL DE 1990 A 1997

(miles de millones de metros cúbicos)

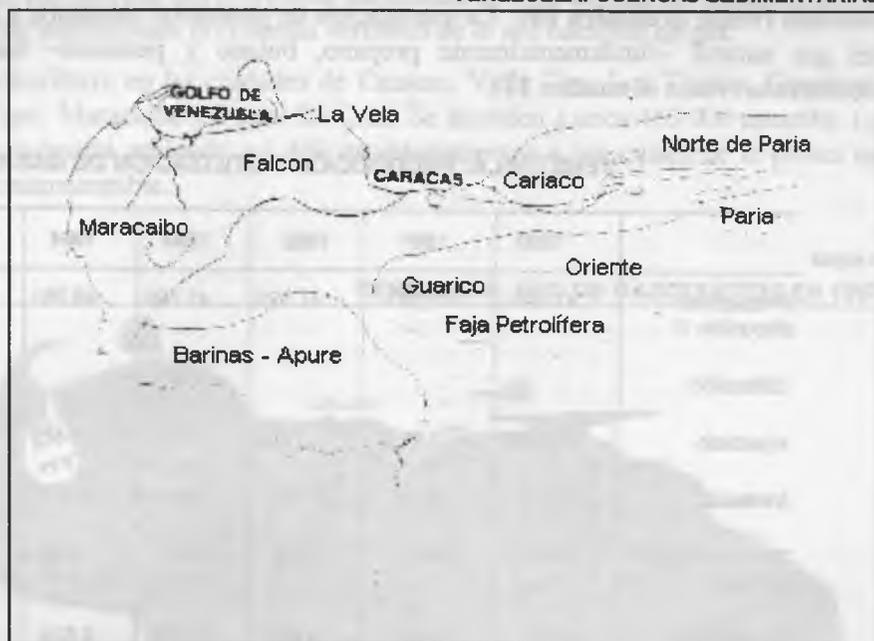
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Reservas 1/	3 429	3 582	3 651	3 909	3 965	4 065	4 052	4 121
Descubrimientos 2/	436	153	70	258	55	100	-13	69
Producción Neta	28.5	29.0	28.9	30.4	32.2	38.2	39.4	40.7
Duración de las Reservas (Años)	120	123	126	128	123	106	103	101

Fuente: PODE 1997. Ministerio de Energía y Minas, Dirección General Sectorial de Hidrocarburos y Dirección de Planificación y Economía de Hidrocarburos

Notas: 1/ Cifras al 31 de diciembre de cada año. 2. Incluye reinterpretación y ajustes.

Venezuela tiene seis cuencas sedimentarias (véase el **mapa 3**), pero las reservas de gas están localizadas principalmente en tres de ellas. Las dos regiones más grandes son Maracaibo (Oeste) y Guárico–Oriente (Este). Contienen el 23% y el 68% de las reservas, respectivamente. La región Cariaco–Paria (Faja del Orinoco) contiene el 9% restante (véase el **cuadro 3**).

**Mapa 3**  
**VENEZUELA: CUENCAS SEDIMENTARIAS**



Las reservas de gas libre se concentran en el Este y representan el 10.2% del total de reservas probadas en el área. La posibilidad de movilizar esos recursos dependerá en gran medida de la integración de la red de gasoductos. En el resto de las cuencas la disponibilidad de gas libre tiene baja significación.

**Cuadro 15**  
**VENEZUELA: LOCALIZACIÓN Y TIPO DE RESERVAS PROBADAS**  
*(miles de millones de metros cúbicos)*

Áreas	Gas Asociado	Gas Libre	Total
Este	2 505	287	2 792
Faja del Orinoco	380	6	386
Oeste	938	5	943
<b>Total</b>	<b>3 823</b>	<b>298</b>	<b>4 121</b>

Fuente: Con base en datos de PDVSA

## 2. Producción

Históricamente la disponibilidad de gas natural ha dependido de la extracción de petróleo, en especial la de crudos livianos y medios. Durante las primeras décadas de la explotación petrolera al gas se le consideró sin valor económico y se le quemó masivamente. Posteriormente fue utilizado para mantener la presión en los yacimientos. A partir de la década de los años 40 se le comenzó a utilizar como energético pero de manera marginal. No sería sino hasta después de la

nacionalización que su uso como combustible pasó a tener mayor importancia que el venteo y la reinyección.

En 1997 la producción bruta totalizó 59.2 miles de millones de metros cúbicos. El 31.2% fue reinyectado y el 7.5% enviado a la atmósfera. La disponibilidad para los procesos de transformación y el consumo final representó el 61.3%. La utilización en el período 1990-1997 indica una mayor concentración en los usos finales en detrimento de la fracción reinyectada y venteadada (véase el **cuadro 16**). La exportación de productos obtenidos a partir del procesamiento del gas natural –fundamentalmente propano, butano y pentanos– han observado un fuerte crecimiento (véase el **cuadro 17**).

**Cuadro 16**  
**VENEZUELA: PRODUCCIÓN Y UTILIZACIÓN DE GAS NATURAL DE 1990 A 1997**  
(millones de metros cúbicos)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Producción disponible 1/	41 196	41 760	41 929	41 599	43 051	50 740	54 515	59 153
Utilización								
Inyectado	13 242	13 283	13 599	11 726	12 175	13 207	15 258	18 441
Venteado	3 449	3 616	3 494	3 388	3 545	3 562	4 199	4 429
Transformación y Mermas	3 106	3 525	3 766	3 721	4 092	4 627	5 917	6 071
Combustible	5 972	6 370	6 405	6 873	9 614	8 817	10 567	11 016
Total Vendido	15.427	14 966	14 665	15 891	13 625	20 527	18 574	19 196
Donado	567	566	547	565	1 436	629	590	618

**Fuente:** PODE 1997. Ministerio de Energía y Minas, Dirección General Sectorial de Hidrocarburos y Dirección de Planificación y Economía de Hidrocarburos, Caracas 1998.

**Notas:** 1. no incluye gas donado.

**Cuadro 17**  
**VENEZUELA: EXPORTACIONES DIRECTAS DE PRODUCTOS OBTENIDOS  
DE GAS NATURAL DE 1990 A 1997**  
(miles de barriles)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Gasolina Natural	1 211	1 170	132	676	237	0	382	748
Butano	2 137	1 318	356	221	1.33	819	1.296	3 815
Iso-Butano	252	377	425	465	670	1.365	1.307	640
Propano	4 898	6 114	3 692	3 232	7 954	11 194	15 308	17 865
Mezclas de GLP	43	0	0	198	220	273	812	–
<b>TOTAL</b>	<b>8 541</b>	<b>8 979</b>	<b>4 605</b>	<b>4 792</b>	<b>10 411</b>	<b>13 651</b>	<b>19 105</b>	<b>23 068</b>

**Fuente:** PODE 1997. Ministerio de Energía y Minas, Dirección General Sectorial de Hidrocarburos y Dirección de Planificación y Economía de Hidrocarburos, Caracas 1998.

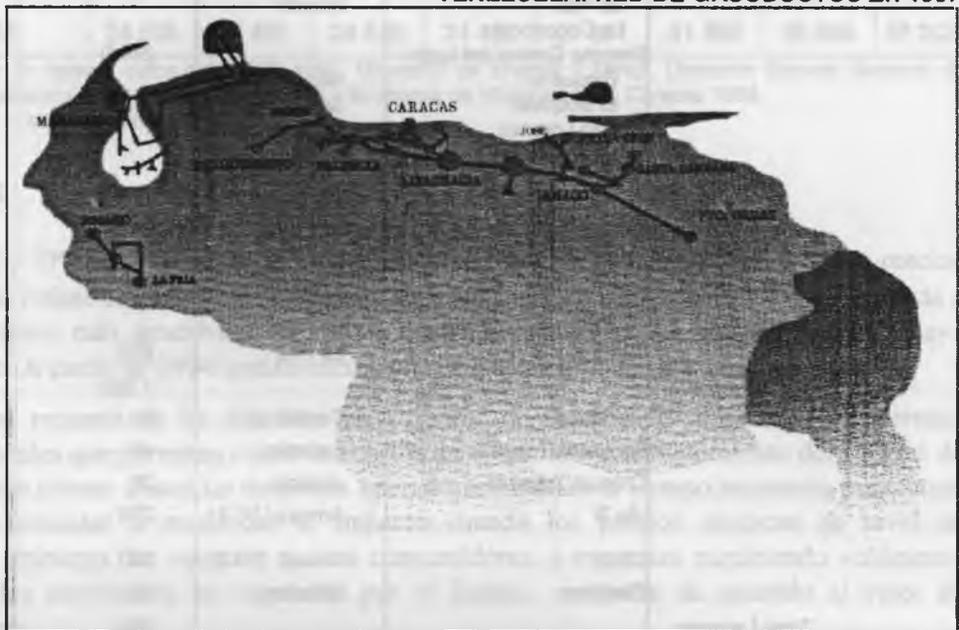
### 3. Infraestructura de transporte y distribución

La red de gasoductos tiene una longitud de 4 575 kilómetros (véase la **mapa 4**). En 1997 se transportaron 17 609 MMmcd. La red comprende tres subsistemas principales operados por empresas subsidiarias de PDVSA. El sistema central y el sistema este representan el 64% de la red y son operados por Corpoven. El sistema oeste es operado por Lagoven 23% y Maraven 13% (véase el **cuadro 18**). La red operada por Corpoven suministra el 77% del gas no utilizado por el sector petrolero y puede ser considerada la columna vertebral de la red nacional de gas.

El gas natural se distribuye en las ciudades de Caracas, Valle Tuy, Los Teques, Guarenas, Guatire, Barcelona, El Tigre, Maracaibo y Puerto La Cruz. Se atienden a unos 460 000 usuarios. La cartera de clientes en la industria asciende a 1.400 establecimientos a los cuales se le presta un servicio prácticamente ininterrumpible.

Mapa 4

#### VENEZUELA: RED DE GASODUCTOS EN 1997



Cuadro 18

## VENEZUELA: PRINCIPALES GASODUCTOS POR EMPRESA EN 1997

Empresa	De	A	Longitud (kilómetros)	Volumen Transportado (metros <sup>3</sup> diarios)	
Corpoven	Sistema Centro: Anaco	Barquisimeto	2 156	7 437 240	
	Sistema Oriente: Anaco Amaro La Toscana	Pto. Ordaz Pto. La Cruz Maturín	774	8 284 260	
Total Corpoven			2 930	15 721 500	
Maraven	Pto. Miranda	Cardón 1/	219	—	
	Sistema Noroeste del Lago:	La Paz	341	518 420	
		Pto. Miranda	La Paz		
		Mara	El Comejen		
		El Comejen	Mara		
		La Paz	Sibucara		
		Palmarejo	Sibucara		
		Sibucara	Sierra Maestra		
	La Paz	Sierra Maestra			
	La Concepción	Boscán			
	Sistema Central del Lago:	Bloque IV	San Lorenzo	341.0	518.420
		El Boquete	San Lorenzo		
		San Lorenzo	Mene Grande		
Bloque I		Las Morochas			
Las Morochas		Lagunillas			
Las Morochas		Tía Juana			
Lago I	La Pica				
Bloque I	La Pica				
La Pica	El Tablazo				
El Tablazo	Pagline				
Bloque IX	La Pica				
Casigua	La Fría	270	55 900		
Total Maraven			1 062	660 130	
Lagoven	Quiriquire	Caripito 2/	20	—	
	Boqueron/Toscaza	Jusepín	46	205 460	
	Orocual/Toscaza	Jusepín	26	995 770	
	Ule 3/	Amuay ( N° 1)	238		
	Ule 3/	Amuay (N° 2)	240		
	Piedritas	Veladero	16	26 240	
Total Lagoven			585	1 227 470	
<b>TOTAL</b>			<b>4 576</b>	<b>17 609 096</b>	

Fuente: PODE 1997. Ministerio de Energía y Minas, Dirección General Sectorial de Hidrocarburos y Dirección de Planificación y Economía de Hidrocarburos.

Notas: 1. Volumen incluido en La Paz-Sierra Maestra. 2/ Volumen incluido en La Toscana-Maturín (Corpoven). 3/ Fuera de servicio.

## B. Demanda

El consumo interno en el período 1990-1997 presenta un importante crecimiento el cual está relacionado con el aumento de la producción (véase el cuadro 19). Entre 1990 y 1997 los principales sectores consumidores fueron los de transformación. En 1997 éstos acapararon el 64.3% del consumo total (el petróleo el 49% y la electricidad 15%). La industria y el sector residencial participaron en el consumo final con el 25% y el 3%, respectivamente. El restante 8% correspondió a otros sectores. La industria y petroquímica han sido, por amplio margen, las actividades de mayor importancia en el consumo final. La penetración en el sector residencial aún no es relevante. El consumo en el transporte está en proceso de desarrollo y se cuenta con más de 200 puntos de venta, públicos y privados, principalmente concentrados en la ciudad de Caracas.

**Cuadro 19**  
**VENEZUELA: CONSUMO INTERNO DE GAS NATURAL DE 1990 A 1997**

(Millones de metros cúbicos)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Consumo intermedio								
Industria	11 610	11 287	11 104	11 543	11 856	13 957	16 424	17 767
Petrolera								
Electricidad	4 139	3 684	4 261	4 958	4 780	5 822	5 907	5 546
Consumo Final								
Doméstico	636	719	741	843	799	833	859	953
Industria	5 678	6 102	5 902	6 716	7 357	8 201	9 194	9 211
Otros	2 442	3 069	2 827	2 424	2 539	2 676	2 674	2 806
<b>Total 1/</b>	<b>24 505</b>	<b>24 861</b>	<b>24 836</b>	<b>24 485</b>	<b>27 331</b>	<b>31 500</b>	<b>35 058</b>	<b>36 283</b>

**Fuente:** En base a datos del PODE 1997, Ministerio de Energía y Minas, Dirección General Sectorial de Hidrocarburos y Dirección de Planificación y Economía de Hidrocarburos, Caracas 1998

**Notas:** 1. Incluye mermas

## C. Precios

Entre 1988 y 1996 los precios al sector residencial se han mantenido por arriba de los precios al sector industrial (véase el **gráfico 7**). Ello se explica por la importancia que PDVSA le acuerda a las áreas de negocios más atractivas. Ello explica que el desarrollo del sector doméstico haya quedado rezagado. A partir de 1994 la diferencia entre ambos precios se ha estado reduciendo.

En la etapa reciente se ha diseñado un esquema de precios de transición que permite elevarlos hasta niveles que permitan cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de suministro. Con ese primer ajuste las empresas operadoras tendrían el tiempo necesario para tomar las acciones encaminadas a minimizar el impacto cuando los precios alcancen su nivel de oportunidad. Sin embargo, las ventas a nuevos consumidores, a empresas requiriendo volúmenes adicionales y a las actividades no reguladas por el Estado, se harían de acuerdo al valor de oportunidad del gas.

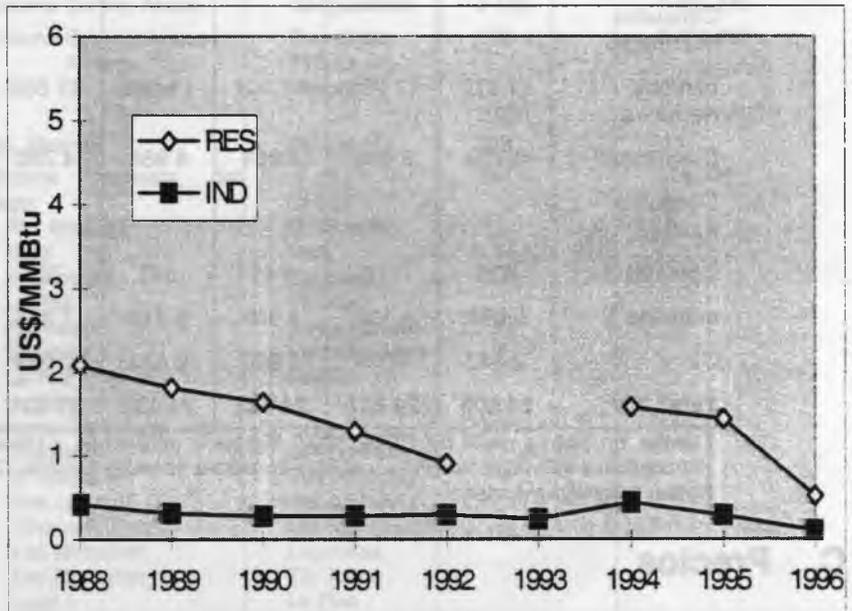
En 1996 el gas natural había llegado a ser la fuente energética de menor precio, con la notable excepción del carbón mineral, ampliamente abundante en el país (véase el **gráfico 8**). Cabe destacar que los precios de los energéticos se encuentran en niveles muy competitivos respecto a los que rigen en otros países, debido a una política energética que tiene en cuenta las ventajas comparativas en la disponibilidad de recursos.

En el futuro se espera que los precios reflejen el costo de oportunidad. Como primer paso en esa dirección las autoridades han dividido al país por localidades y definido un precio para cada una de ella. También se ha establecido el costo esperado de la generación eléctrica (véase el **cuadro 20**).

Gráfico 7

VENEZUELA: EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL DE 1988 A 1996

(incluye Impuestos)

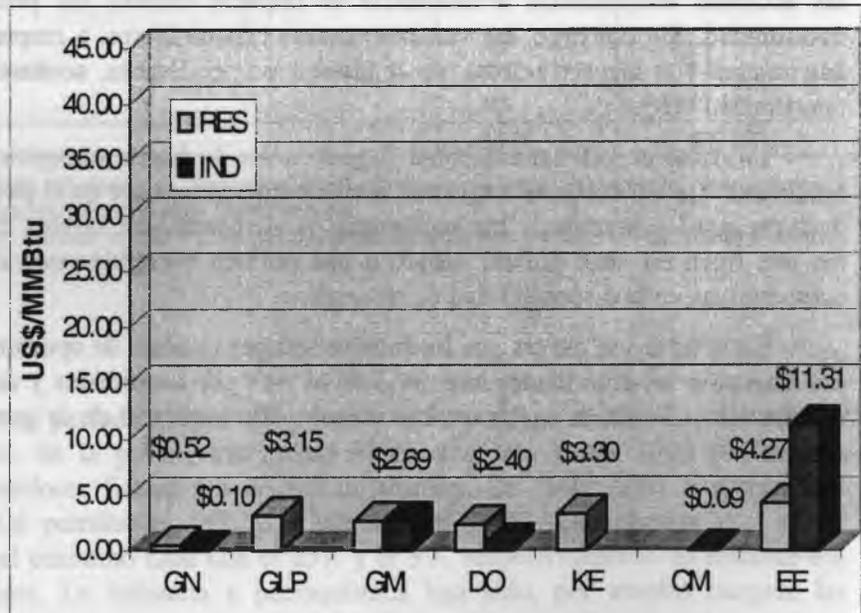


Fuente: SIEE OLADE

Gráfico 8

VENEZUELA: COMPARACIÓN DEL PRECIO DEL GAS NATURAL CON OTROS ENERGÉTICOS EN 1996

(INCLUYE IMPUESTOS)



Fuente: SIEE OLADE

De acuerdo con información producida por PDVSA, el costo marginal de largo plazo para la producción del gas asociado en la porción Oriental del país se ubica en 0.40 dólares por MMBtu. En la región Occidental dicho costo se eleva a un dólar.

Los costos marginales de largo plazo para el transporte varían según la distancia desde los campos de producción hasta los centros de consumo. En la región Occidental se estima en 0.05 dólares por MMBtu para entregas en el Zulia y en 0.25 dólares para entregas en Falcón.

Cuadro 20

**VENEZUELA: COSTO DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN 1997**

Mercado Centro-Oriental				Mercado Occidental			
Costo de producción 0.40 dólares por MMBtu				Costo de producción 1.00 dólar por MMBtu			
Localidad	Costo transporte dólares por MMBtu	Costo Total dólares por MMBtu	Costo energía dólares por MWh	Localidad	Costo transporte dólares por MMBtu	Costo total dólares por MMBtu	Costo energía dólares por MWh
Anaco	0.00	0.40	4.90	Zulia	0.05	1.05	12.86
Pto. La Cruz	0.16	0.56	6.86	Falcón	0.25	1.25	15.31
Puerto Ordaz	0.19	0.59	7.23				
Capital	0.75	1.15	14.09				
Aragua	0.85	1.25	15.31				
Carabobo	0.90	1.30	15.93				
Barquisimeto	1.20	1.60	19.60				

Fuente: Fundación para el Desarrollo Eléctrico (FUNDELEC)

El costo de transporte en el Centro-Oriente se separa en tres sistemas: Anaco-Puerto La Cruz, Anaco-Puerto Ordaz y Anaco-Barquisimeto. El costo incremental de largo plazo del servicio a puerta de ciudad para el área de Jose y Puerto la Cruz se estima en 16 centavos de dólar por MMBtu, que al agregarle el costo del gas en la Estación Principal de Anaco (EPA) da un total de 56 centavos. Las entregas en las inmediaciones de Puerto Ordaz llegan a 59 centavos. En el sistema Anaco-Barquisimeto el costo de transporte corresponde al acumulado desde Anaco hasta el punto entrega, definiéndose cuatro tramos: Capital, 0.75 dólares por MMBtu; Aragua, 0.85; Carabobo, 0.90; y Barquisimeto 1.20. El precio city gate se obtiene sumando el costo del gas en Anaco (40 centavos), más el costo de transporte hasta el lugar de destino. Todo el gas que se distribuye en la región Central y Oriental del país proviene de Anaco.

## D. Perspectivas del mercado

En las próximas dos décadas se observarán profundas transformaciones que inician con los ajustes en el régimen de propiedad, la desintegración vertical y horizontal, la institucionalización del mercado y la adecuación del marco legal para posibilitar la inversión privada.

De acuerdo con un escenario base, la producción se incrementará notablemente y se destinará prioritariamente al mercado interno, lo cual requerirá de la expansión de los sistemas de transporte y distribución. Los principales sectores de consumo serán la generación de electricidad, el transporte, el sector residencial y la industria. La exportación se basará en gas natural licuado aunque en volúmenes poco significativos.

Cuatro escenarios alternativos permiten estimar el equilibrio entre la oferta y la demanda considerando estática la disponibilidad de recursos gasíferos, es decir, dejando de lado la posibilidad de que el monto estimado en 1997 se incremente en virtud de otros descubrimientos y

del avance en las técnicas de recuperación. Se ha supuesto que la demanda crece de la misma manera que el escenario base, excepto para el consumo del sector eléctrico, el cual aumenta a tasas más elevadas de acuerdo con el estudio realizado por FUNDELEC. Por otra parte, las exportaciones por gasoducto se incrementan de acuerdo con lo planteado en el estudio la OLADE/CEPAL/GTZ que analiza las perspectivas de suministro en la región tomando en consideración los recursos disponibles en cada país. Finalmente, se realiza un análisis de sensibilidad, asignando niveles de riesgo a las distintas categorías de reservas, para establecer el alcance de los recursos y el nivel máximo de producción en dos situaciones, una optimista y otra pesimista:

## 1. Escenario Base

Este escenario considera los planes gubernamentales de duplicar la producción hacia fines de la primera década del siglo XXI. La inversión extranjera permitiría la expansión de la infraestructura y del suministro a los diferentes sectores consumidores. Esa política se enmarca en la legislación recientemente aprobada.

### a) Proyecciones de la demanda

Se toma como referencia las estimaciones de demanda para los mercados Centro – Oriental y Occidental realizadas por la Gerencia de Mercadeo de Gas de PDVSA. Se suponen una fuerte expansión del mercado interno a partir de 1999 hasta el año 2013 (véase el **cuadro 21**).

**Cuadro 21**  
**VENEZUELA: POBLACIÓN Y CONSUMO PER CAPITA**  
**ENTRE 1990–2020**

	Consumo per cápita (1) Metros cúbicos por habitante	Población (2) Miles de habitantes
1990	1 257	19 502
1995	1 442	21 844
2000	2 353	24 215
2005	3 218	26 370
2010	3 201	28 769
2015	3 205	30 799
2020	3 205	32 972

**Fuente:** (1) 1990–1997 Con base en datos del Ministerio de Energía y Minas, Dirección General Sectorial de Hidrocarburos y Dirección de Planificación y Economía de Hidrocarburos. PODE 1997; 1998–2013 Con base en proyecciones de PDVSA y 2013–2020 estimación propia. (2) SIEE OLADE

A partir de 2013 las previsiones son el resultado de elaboraciones propias que consideran que disminuye el ritmo de crecimiento, presumiblemente por saturación de la demanda, pero manteniéndose constante el consumo interno per cápita. Ello implica que a partir de ese año la expansión del consumo sigue al crecimiento vegetativo de la población. Los sectores más dinámicos serían la generación de electricidad, los hogares, la industria y el transporte. La liberalización de la distribución, actividad que pasaría a ser realizada o complementada por empresas privadas, sería el factor detonante de un mayor consumo (Véase el **cuadro 22**).

**Cuadro 22**  
**VENEZUELA: PREVISIONES DE LA DEMANDA 1998–2020 – ESCENARIO BASE**

*(millones de metros cúbicos)*

Años	Consumo Interno							Total
	Intermedio			Final				
	Ind. Petróleo	Electricidad	Subtotal	Doméstico	Industria	Otros	Subtotal	
1990	11 610	4 139	15 749	636	5 678	2 442	8 756	24 505
1991	11 287	3 684	14 971	719	6 102	3 069	9 890	24 861
1992	11 104	4 261	15 366	741	5 902	2 827	9 470	24 836
1993	11 543	4 958	16 501	844	6 716	2 424	9 984	24 485
1994	11 856	4 779	16 636	799	7 357	2 539	10 695	27 331
1995	13 967	5 822	19 790	833	8 201	2 676	11 710	31 500
1996	16 424	5 907	22 331	859	9 194	2 674	12 727	35 058
1997	17 767	5 546	23 313	953	9 211	2 806	12 970	36 283
1998	21 692	4 947	26 639	1 317	9 901	2 811	14 029	40 667
1999	26 706	7 364	34 070	3 258	10 254	2 950	16 462	50 532
2000	30 837	8 396	39 233	5 921	10 607	3 120	19 648	58 882
2005	44 409	13 096	57 505	10 171	12 374	4 128	26 673	84 178
2010	47 189	14 304	61 493	10 438	14 142	4 200	28 780	90 273
2015	51 027	17 647	68 674	10 715	15 048	4 273	30 036	98 710
2020	51 748	21 771	73 519	11 188	16 678	4 290	32 156	105 675

Fuente: Con base en datos del Ministerio de Minas y Energía 1998; PDVSA abril 1998 y elaboración propia

La participación del sector doméstico en la demanda interna total pasa del 2.6% en 1997 al 12% en el año 2005. A partir de 2010 el consumo sectorial crece vegetativamente y su peso relativo en el mercado se estabilizaría alrededor del 10% (véase el **cuadro 23**). En 2010 el número de usuarios llega a 3.6 millones. En 2020 alcanza los 3.9 millones. Ello implicaría una fuerte sustitución de GLP y de combustibles líquidos y, simultáneamente, importantes inversiones en la distribución.

El sector industrial aumentaría su consumo, especialmente la siderurgia, el cemento y la petroquímica. Se estima que 2 000 establecimientos industriales se habrán incorporado a la red de suministro hacia 2010, pero podría llegar a los 2.500 diez años más tarde. Estas cantidades podrían ser mayores con el fomento a la conversión de equipos. Con todo, la industria perdería peso específico dentro del consumo total.

La penetración del gas natural comprimido en el transporte, iniciada en años recientes, contribuirá a liberar combustibles líquidos y a reducir el impacto ambiental en las ciudades. En la medida que se abra el mercado, las inversiones para el suministro en las estaciones de servicio podrían tener un alcance singular y reducir al mismo tiempo el costo de los equipos duales para el transporte automotor.

**VENEZUELA: PREVISIONES DE LA DEMANDA 1998-2020 – ESCENARIO BASE  
– ESTRUCTURA PORCENTUAL**

Años	Consumo Interno (%)							Total
	Intermedio			Final				
	Ind. Petrol	Electricidad	Subtotal	Doméstico	Industria	Otros	Subtotal	
1990	47.4	16.9	64.3	2.6	23.2	10.0	35.7	100.0
1991	45.4	14.8	60.2	2.9	24.5	12.3	39.8	100.0
1992	44.7	17.2	61.9	3.0	23.8	11.4	38.1	100.0
1993	43.6	18.7	62.3	3.2	25.4	9.2	37.7	100.0
1994	43.4	17.5	60.9	2.9	26.9	9.3	39.1	100.0
1995	44.3	18.5	62.8	2.6	26.0	8.5	37.2	100.0
1996	46.8	16.8	63.7	2.5	26.2	7.6	36.3	100.0
1997	49.0	15.3	64.3	2.6	25.4	7.7	35.7	100.0
1998	53.3	12.2	65.5	3.2	24.3	6.9	34.5	100.0
1999	52.9	14.6	67.4	6.4	20.3	5.8	32.6	100.0
2000	52.4	14.3	66.6	10.1	18.0	5.3	33.4	100.0
2005	52.8	15.6	68.3	12.1	14.7	4.9	31.7	100.0
2010	52.3	15.8	68.1	11.6	15.7	4.7	31.9	100.0
2015	51.7	17.9	69.6	10.9	15.2	4.3	30.4	100.0
2020	49.0	20.6	69.6	10.6	15.8	4.1	30.4	100.0

Fuente: Elaboración propia

Si bien el país cuenta con una apreciable capacidad hidroeléctrica, la generación con base en centrales de ciclo combinado crecería significativamente en razón de la preferencia de los inversionistas privados por esa tecnología cuando el gas natural está disponible en cantidad y precio. Su participación en la generación térmica alcanzaría el 15.8% en 2010 y 21.0% en el 2020. Finalmente, aunque el sector petrolero vería disminuir su participación en el mercado (48% en 2020) seguiría siendo el principal consumidor.

Las exportaciones serían moderadas y destinadas a satisfacer con GNL necesidades del Caribe y posiblemente del noreste de Brasil. Al respecto, el primer proyecto sería el que deriva del convenio preliminar de PDVSA para suministrar 185 MMpcd a Enron por 20 años para el mercado de Puerto Rico.

#### **b) Balance entre la oferta y la demanda**

Suponiendo que los descubrimientos continúan realizándose al ritmo del último lustro y que la producción se duplica hacia 2010, el horizonte de reservas aún se extendería por 41 años en 2020. Ello significa que el país cuenta con una garantía de suministro a largo plazo sin precedentes en la región. Después de alcanzar su máximo más allá del año 2020 las reservas comenzarían a descender, en parte por el decaimiento de los descubrimientos en áreas maduras y en parte por el

ritmo de producción creciente. Cabe destacar que si se mantiene la presión de los reservorios mediante métodos diferentes a la reinyección de gas, la disponibilidad para el mercado interno será mayor y se podría satisfacer la demanda durante más de 50 años. Vista la notable disponibilidad del recurso que el país podría buscar nuevos mercados en los países vecinos.

### c) Gasoductos en perspectiva

El Plan de Negocios de PDVSA (1999–2008) plantean las obras siguientes en millones de dólares de 1998:

- Ampliación Anaco–Barquisimeto: longitud 530 kilómetros; diámetro de 30 a 42 pulgadas; plantas compresoras 110 MHP; inversión total: 472 millones de dólares.
- Ampliación Ulé–Amuay: longitud 242 kilómetros; inversión total, 216 millones de dólares. Se espera que su ejecución la realicen inversionistas privados.
- Ampliación Anaco–Puerto Ordaz: longitud 200 kilómetros; inversión total. 71 millones de dólares.
- Ampliación Anaco–Jose–PLC: longitud 308 kilómetro; inversión requerida: 298 millones de dólares. Se asume que una empresa mixta se hará cargo de la ejecución del proyecto, con participación de PDVSA.

Es posible que se deba agregar otros gasoductos con el objeto de facilitar el transporte de la producción adicional que se necesita para satisfacer las expectativas gubernamentales. Cabe destacar que se ha supuesto una capacidad operativa de los gasoductos de al menos 85%. Ello implicaría un crecimiento de la capacidad inicial de 135 MMmcd en 1997 hasta 360 en 2015 con una fuerte expansión en el período 1999–2005.

Otro proyecto que contempla el Plan de Negocios de PDVSA consiste en una ampliación de la capacidad de procesamiento en Occidente. Este proyecto tendría un costo de 184 millones de dólares y debe iniciar operaciones en el año 2002. También se espera que lo ejecuten inversionistas privados. El proyecto contempla la construcción de plantas de recuperación de licuables en Bachaquero y Ulé con capacidad de 200 y 300 millones de pies cúbicos diarios (31.8 – 47.8 MMmcd), respectivamente. Por otra parte, con la intención de maximizar la producción de gas natural licuado se tiene planeado incrementar la capacidad de producción de 282.000 a 315.000 barriles diarios (44.9 – 50.2 MMmcd). En total, las inversiones previstas alcanzarían 1.421 millones de dólares y se concentrarían en gasoductos (1.237 millones) y plantas de procesamiento (180 millones)

## 2. Escenarios alternativos

A partir del escenario referencial se analizaron cuatro alternativas que combinan diversas hipótesis sobre el consumo en las centrales térmicas y las exportaciones:

	Generación térmica predominante	Generación hidráulica predominante
Exportación masiva	Escenario: A	Escenario: B
Exportación conservadora	Escenario: C	Escenario: D

El consumo de gas en la generación de electricidad se obtuvo utilizando el modelo Super OLADE, el cual permite simular el comportamiento y evolución del parque de centrales. Se tomaron en cuenta las estimaciones realizadas por FUNDELEC sobre la demanda de electricidad y las de PDVSA sobre la demanda de gas natural para el sector eléctrico. Las consideraciones sobre

las exportaciones se obtuvieron de un trabajo realizado por el Proyecto OLADE/CEPAL/ GTZ, que analiza en qué medida Venezuela podría contribuir al suministro externo sin poner en riesgo el abastecimiento interno. Es importante señalar que esta posibilidad estará condicionada por los precios en boca de pozo de cada proveedor y por los precios city gate en el destino final –vistas la lejanía entre los centro de producción y de consumo–, así como por la evolución de los precios del GNL y de los combustibles sustitutos.

Se retuvo un horizonte prospectivo de dos décadas. Dos razones explican esta elección: en primer lugar, por el tiempo que tardan en madurar las inversiones en exploración y producción; en segundo lugar, porque las autorizaciones y contratos de exportación que se están concretando en la región tienen una duración de hasta 20 años en la mayoría de los casos.

El análisis se realizó sin entrar a evaluar si la red de gasoductos es óptima para la región ya que se estima que, a medida que se consoliden los procesos de reforma en los países, el sistema de transporte tenderá a encontrar la solución de equilibrio por sus propios mecanismos de ajuste. Esto es, que las empresas perseguirán objetivos de rentabilidad y penetración en el mercado mientras que la política energética buscará alcanzar objetivos de suministro sostenible a largo plazo en un contexto energético global que configurará una estrategia para el sector en cada país. De ello, seguramente derivarán soluciones que buscarán conciliar las respectivas expectativas en la actividad gasífera.

#### a) Proyecciones de demanda

Se han supuesto dos escenarios de demanda interna que reflejan los posibles cambios en la composición del parque de centrales eléctricas. El primero, intensivo en la generación térmica, refleja las expectativas del subsector hidrocarburos. En contraste el segundo propone una generación más diversificada que corresponde a las expectativas del subsector eléctrico (véase el cuadro 24).

Cuadro 24

**VENEZUELA: PREVISIONES DE LA DEMANDA INTERNA EN 1998–2020 – ESCENARIOS B Y C**

*(miles de metros cúbicos)*

Años	Intermedia			Final				Total
	I. Petrolera	Electricidad	Subtotal	Doméstico	Industria	Otros	Subtotal	
1990	11 610	4 139	15 749	636	5 678	2 442	8 756	24 505
1991	11 287	3 684	14 971	719	6 102	3 069	9 890	24 861
1992	11 104	4 261	15 366	741	5 902	2 827	9 470	24 836
1993	11 543	4 958	16 501	844	6 716	2 424	9 984	24 485
1994	11 856	4 779	16 636	799	7 357	2 539	10 695	27 331
1995	13 967	5 822	19 790	833	8 201	2 676	11 710	31 500
1996	16 424	5 907	22 331	859	9 194	2 674	12 727	35 058
1997	17 767	5 546	23 313	953	9 211	2 806	12 970	36 283
1998	21 692	4 947	26 639	1 317	9 901	2 811	14 029	40 667
1999	26 706	5 731	32 437	3 258	10 254	2 950	16 462	48 899
2000	30 837	6 261	37 098	5 921	10 607	3 120	19 648	56 747
2005	44 409	9 983	54 392	10 171	12 374	4 128	26 673	81 065
2010	47 189	13 436	60 626	10 438	14 142	4 200	28 780	89 406
2015	51 027	15 091	66 168	10 715	15 048	4 273	30 036	96 154
2020	51 748	18 249	69 998	11 188	16 678	4 290	32 156	102 154

Fuente: Con base en datos del Ministerio de Minas y Energía, 1998; PDVSA, abril 1998 y elaboración propia.