

---

## 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

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.

---

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.

## 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

---

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/ ECOPEPETROL, 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>

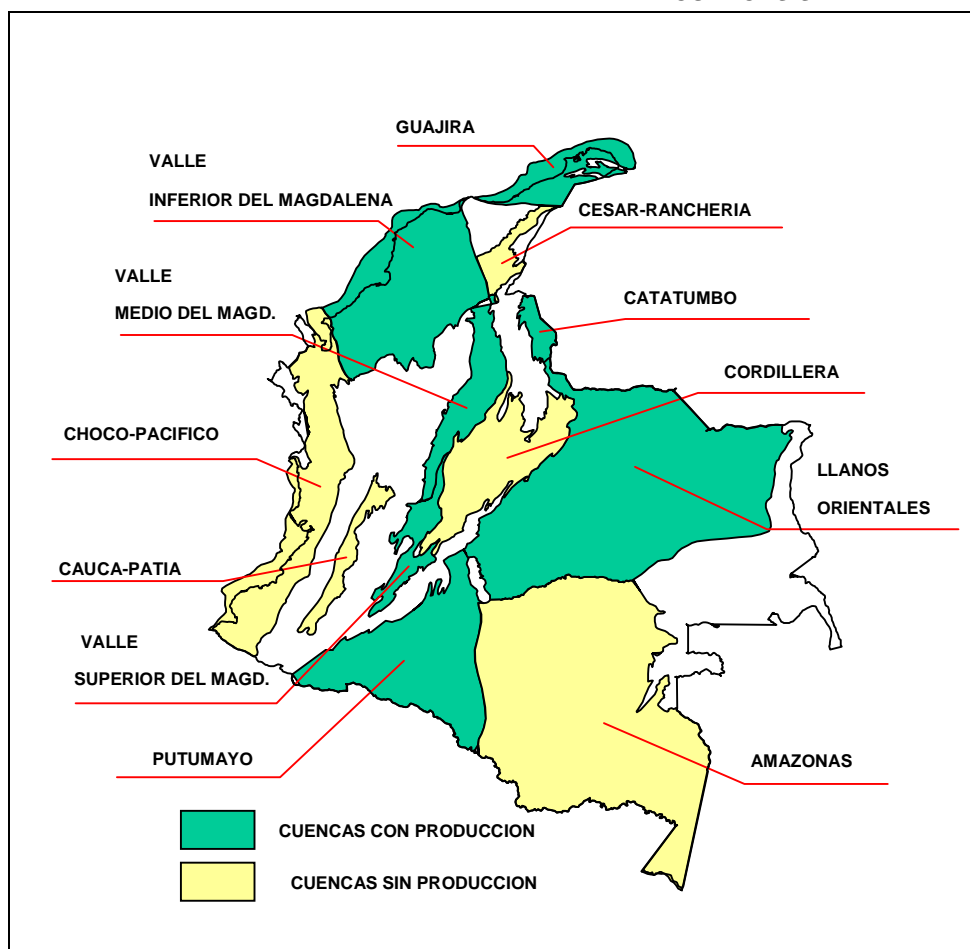
Fuente: 1/ ECOPEPETROL, octubre 1998. 2/ Naturgas, Boletín 31, octubre 16/1998.

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

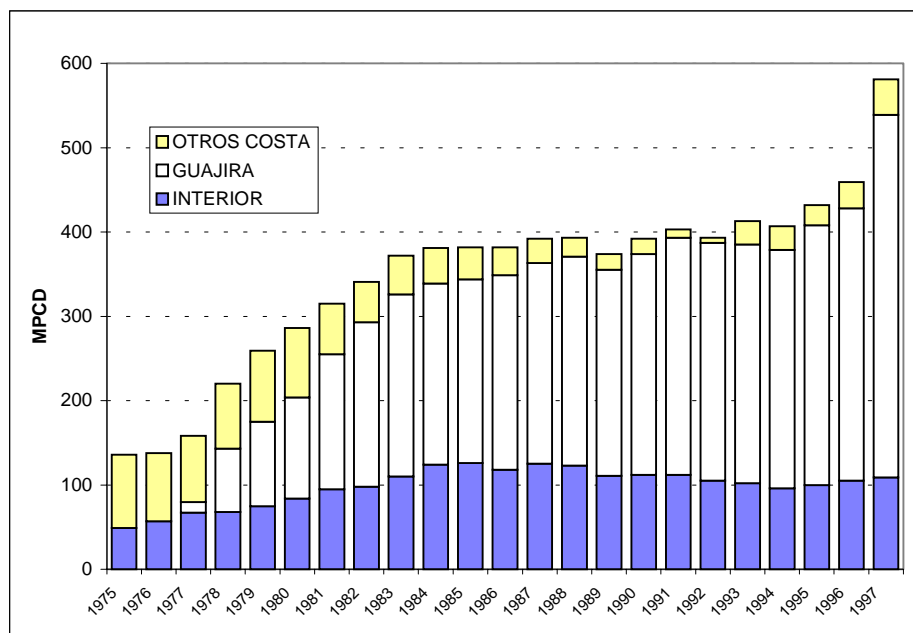
Las reservas con mayor disponibilidad para incrementar la capacidad de producción se localizan en La Guajira, pero su aprovechamiento requiere perforar más pozos y ampliar la red de gasoductos. La capacidad máxima de suministro en esta área se estima en 1 200 MMpcd. En cuanto a las reservas de Cusiana 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

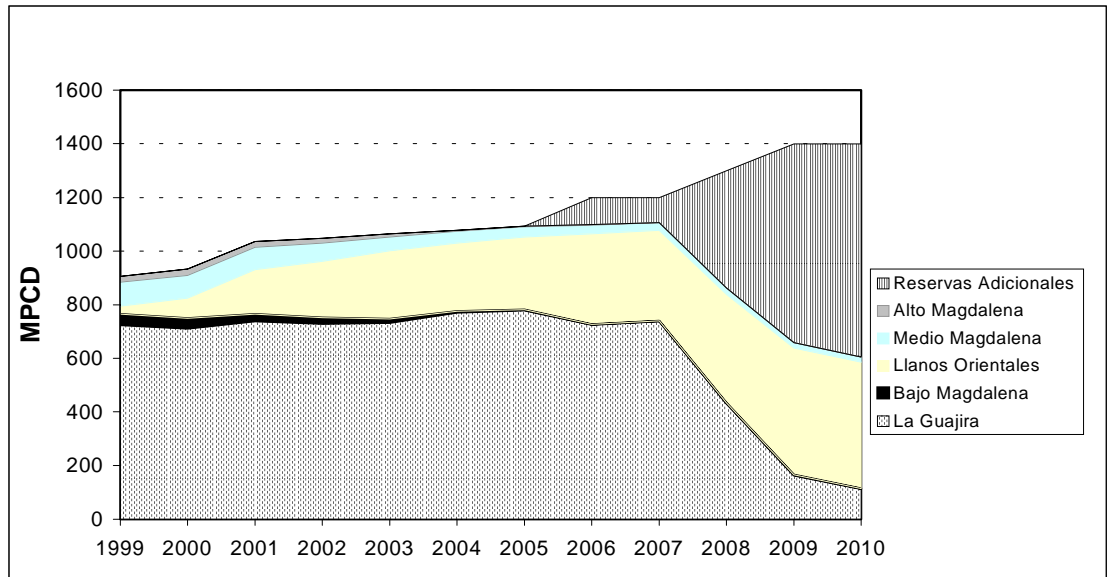


Fuente: Ecopetrol

#### 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.

Cuadro 4

**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 : ECOPEL, 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.

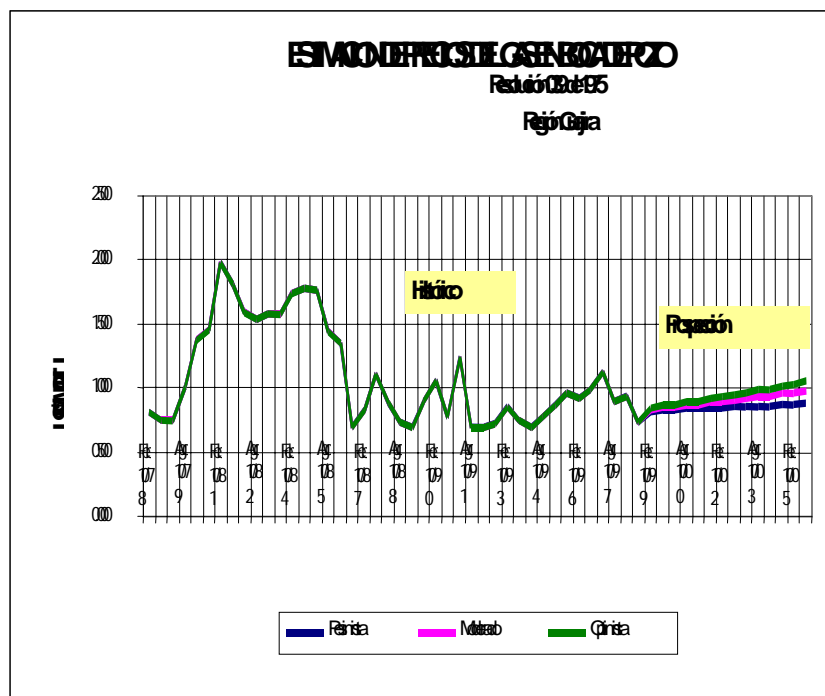
### 1. Evolución del consumo

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: Ecopetrol

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: ECOPETROL, 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 prospecciones 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.

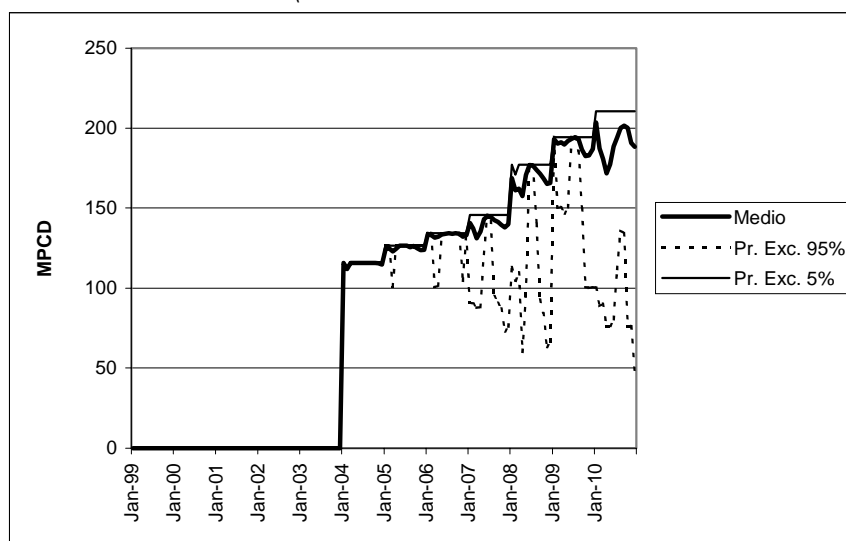
Los resultados obtenidos demuestran que el mercado centroamericano, limitado a los tres países del sur, podría ser atendido con gas de Colombia y apoyo parcial de combustibles alternos entre 2004 y 2010 (véase el **cuadro 9**). Esa oportunidad de negocio podría ser considerada como una compensación económica 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

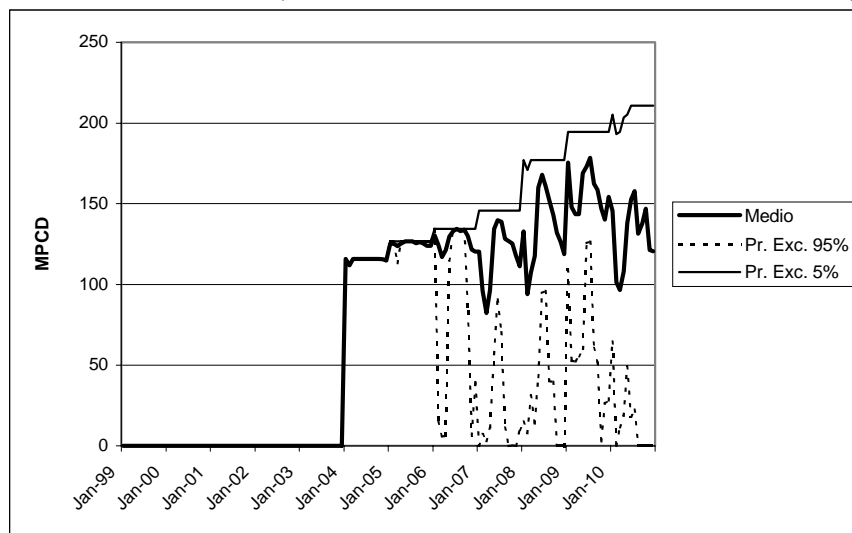
**EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL A CENTROAMÉRICA**

(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 MPCCD 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	
		Media	Medio	Alto 2/		Media	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 autoregulador 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.

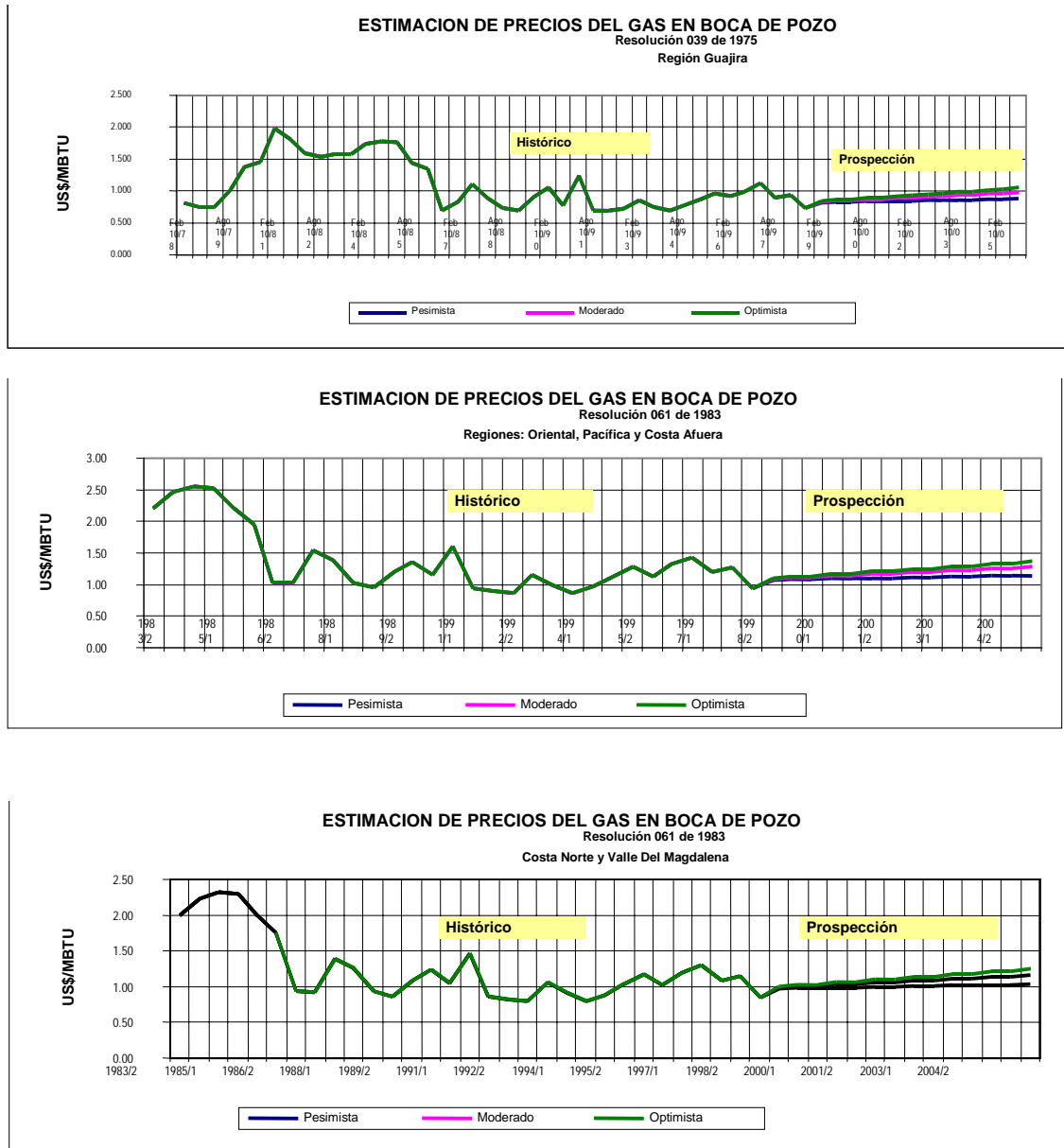
En lo que toca a la regulación técnica, ésta ha continuado en el Código de Petróleos y tiene que ver primordialmente con el adecuado desarrollo de las actividades de exploración, desarrollo y producción del hidrocarburo. Adicionalmente, las actividades de exploración y explotación y en general todas 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**

<b>Cargos de entrada</b>	<b>Transporte hasta Vasconia</b>	
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**

<b>Empresa</b>	<b>Dt (pesos/m<sup>3</sup>) 1/</b>	<b>Resolución CREG</b>
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 m3).

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.

## 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.

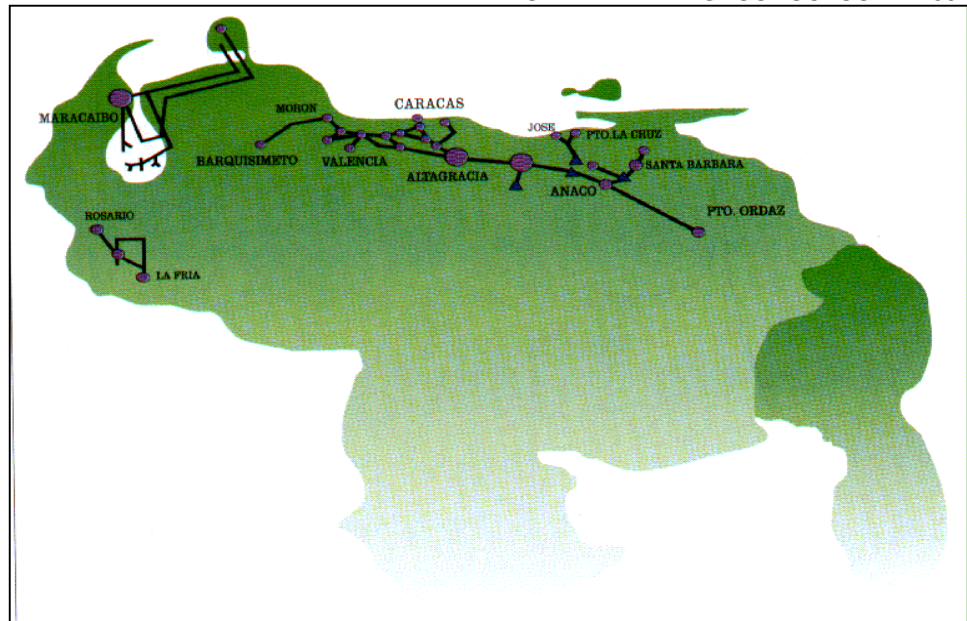
### 3. Infraestructura de transporte y distribución

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 Toscaza	Pto. Ordaz Pto. La Cruz Maturín	774	8 284 260
Total Corcoven			2 930	15 721 500
Maraven	Pto. Miranda	Cardón 1/	219	–
	Sistema Noroeste del Lago:	La Paz	341	518 420
	Pto. Miranda	El Comejen		
	Mara	Mara		
	El Comejen	Sibucara		
	La Paz	Sibucara		
	Palmarejo	Sierra Maestra		
	Sibucara	Sierra Maestra		
	La Paz	Boscán		
	La Concepción			
Sistema Central del Lago:			341.0	518.420
Bloque IV	San Lorenzo			
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 Petrolera	11 610	11 287	11 104	11 543	11 856	13 957	16 424	17 767
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	9194	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

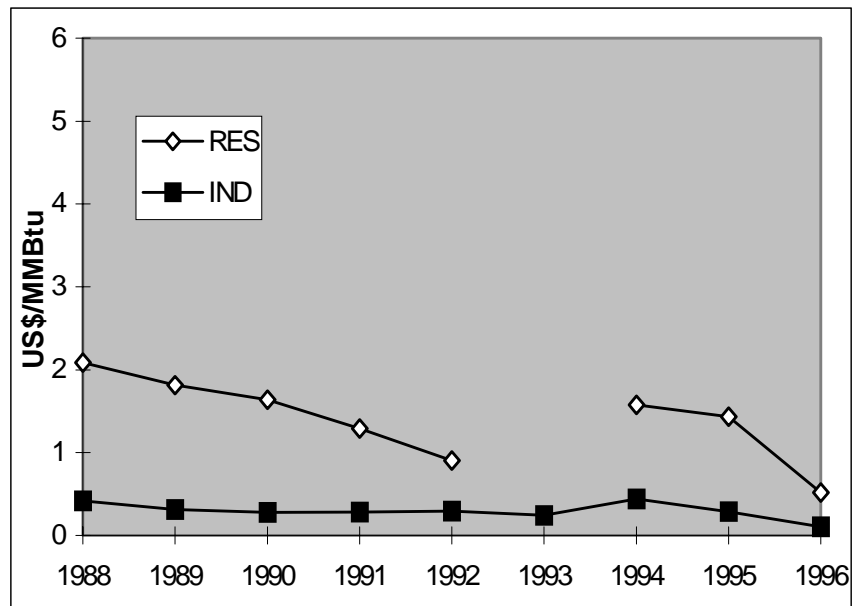
Entre 1988 y 1996 los precios al sector residencial se han mantenido por arriba de los precios al sector industrial (véase el **gráfico 7**). Ello se explica por la importancia que PDVSA le acuerda a las áreas de negocios más atractivas. Ello explica que el desarrollo del sector doméstico haya quedado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

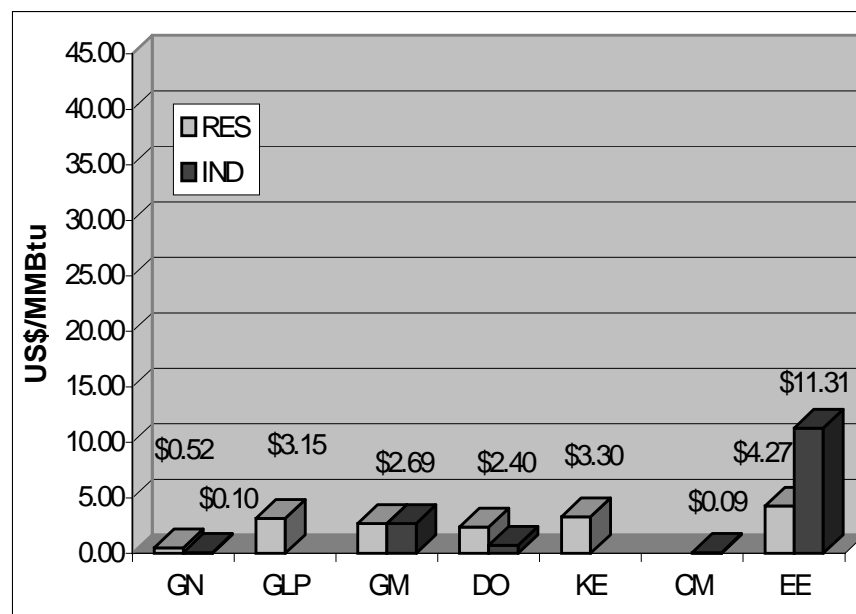
En el futuro se espera que los precios reflejen el costo de oportunidad. Como primer paso en esa dirección las autoridades han dividido al país por localidades y definido un precio para cada una de ellas. También se ha establecido el costo esperado de la generación eléctrica (véase el **cuadro 20**).

**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.

Cuadro 23

**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.

En efecto, FUNDELEC sugiere continuar con la programación de centrales hidroeléctricas previstas en el Plan de Expansión de Generación, que implica poner en operación la Central de Tocomá en el 2007. Por su parte PDVSA propone poner en marcha dicha central después del año 2020, y reemplazar todas las centrales térmicas convencionales por turbinas a gas y ciclos combinados.

Los escenarios de exportación se caracterizan por dos tipos de enfoque. Por un lado, el de proyectos, que implica ventas masivas; por otro, el de sostenibilidad de suministro en el largo plazo, que implica envíos moderados hacia el exterior. El primero supone el predominio de una racionalidad empresarial que impulsará, en algún momento, las propuestas de interconexiones técnica y económicamente factibles, que satisfagan expectativas de rentabilidad y penetración de mercados (véase el **cuadro 25**).

**Cuadro 25**  
**VENEZUELA: ESCENARIO DE EXPORTACIÓN MASIVA 2000–2020**

*(millones de metros cúbicos)*

	Cono Sur					Norandino			Caribe	Total
	Argentina	Brasil	Chile	Uruguay	Subtotal	Ecuador	Centro América	Subtotal		
2000									1913	1913
2005									1913	1913
2010									1913	1913
2013							2132	4525	1913	6438
2015	44500	8131	9532	1330	63493	2393	2132	4525	1913	69931
2020	44500	8131	9532	1330	63493	2393	2132	4525	1913	69931

Fuente: OLADE/CEPAL/GTZ

El segundo escenario supone enfrentar el predominio de una racionalidad gubernamental que busca, a través de la política energética, conservar los recursos naturales no renovables, en particular en los países menos dotados, y que además tiende a priorizar las necesidades del mercado interno (véase el **cuadro 26**).

**Cuadro 26**  
**VENEZUELA: ESCENARIO DE EXPORTACIÓN MODERADA 2000–2020**

*(millones de metros cúbicos)*

	Cono Sur					NorAndino			Caribe	Total
	Argentina	Brasil	Chile	Uruguay	Subtotal	Ecuador	Centro América	Subtotal		
2000									1 913	1 913
2003		3 842			3 842				1 913	5 755
2005		6 522			6 522				1 913	8 435
2010	7 000	7 218			14 218				1 913	16 131
2013	10 610	7 218			17 828		2 132	2 132	1 913	21 872
2015	13 000	7 218			20 218		2 132	2 132	1 913	24 263
2017	13 000	8 131	9 532	1 330	31 993		2 132	2 132	1 913	36 038
2020	13 000	8 131	9 532	1 330	31 993		2 132	2 132	1 913	36 038

Fuente: OLADE/CEPAL/GTZ

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

### *Escenario A: exportación masiva y máxima generación térmica*

Las perspectivas de suministro a largo plazo estarían garantizadas por el volumen de recursos. Sin embargo, se observa una convergencia acelerada entre la suma de descubrimientos y la producción acumulada, que se traduce en una caída acentuada de las reservas remanentes. Este fenómeno podría agudizarse si no se incrementa el ritmo de descubrimientos anuales. A pesar de esa tendencia el país podría hacer frente holgadamente a los requerimientos internos y externos. Las exportaciones tendrían por destino el Cono Sur y los países norandinos, en el primer caso para cubrir los déficits productivos de Argentina que se evidenciarían entre 2015 y 2020 y que mermarían las exportaciones hacia Brasil, Chile y Uruguay; en el segundo, tanto para cubrir la declinación de la producción que se observaría en Colombia hacia 2020, como para posibilitar la continuidad del abastecimiento a Panamá, Costa Rica, Nicaragua y Ecuador.

### *Escenario B: exportación masiva y mínima generación térmica*

Este escenario es parecido al anterior. La diferencia radica en un menor requerimiento de gas para la generación de electricidad. Como resultado la brecha entre la suma de descubrimientos y la producción acumulada es más amplia, y por lo tanto la caída de las reservas remanentes es menos acentuada. Otra consecuencia es que se requeriría de un esfuerzo productivo relativamente menos intenso para satisfacer la demanda. Como se ha mencionado, en este escenario se diferiría la construcción de centrales termoeléctricas para favorecer las alternativas hidroeléctricas, gracias a lo cual las perspectivas de exportación masiva de gas natural se verían mejoradas a largo plazo. Sin embargo, si también se exporta electricidad se podrían requerir centrales térmicas adicionales.

### *Escenario C: exportación conservadora y máxima generación térmica*

En este escenario las perspectivas de suministro a largo plazo se extienden aún más en el tiempo. Con referencia al escenario A implica una utilización menor de recursos aún cuando aumentan la exportación para cubrir los volúmenes que Argentina dejaría de enviar a Brasil. Ello significaría anticipar exportaciones en el 2003 y exportar hacia Argentina en el 2010. En este caso se dispondría de reservas que se prolongarían más allá del 2050.

### *Escenario D: exportación conservadora y mínima generación térmica*

Es el escenario más conservador en cuanto a la movilización de recursos gasíferos. Las perspectivas de suministro a largo plazo se extienden aún más que en los casos anteriores. Con referencia al escenario C implica una menor demanda de las centrales termoeléctricas. Con respecto a los escenarios A y B, las exportaciones son menos intensas. Las reservas se prolongarían más allá del 2050. La producción se adaptaría sin dificultad a la demanda interna y externa.

## **c) Consideraciones sobre la producción y los recursos**

### *Análisis optimista: recuperación total de los recursos*

La hipótesis más fuerte aplicada al conjunto de escenarios ha sido que los recursos cuantificados en 1997 se podrían extraer en su totalidad. Esta es una visión optimista, pues las estimaciones de reservas involucran un cierto grado de incertidumbre que depende de la confiabilidad de los datos de geología e ingeniería, así como de su interpretación. Sin embargo, no se han considerado expansiones de los recursos a lo largo del período considerado, de manera que el descuento por incertidumbre podría verse compensado, en todo o en parte, por dichos incrementos, y por la introducción de nuevas tecnologías que podrían mejorar el factor de recuperación de los hidrocarburos contenidos en los yacimientos. La producción requerida para satisfacer el mercado interno y externo en los distintos escenarios se visualiza en **cuadro 27**. La

relación entre los recursos y la producción indica, a partir del año 2020, horizontes que podrían extenderse entre 40 y 70 años según la alternativa que se considere.

Cuadro 27

**VENEZUELA: COMPARACIÓN DE LOS ESCENARIOS 1997 – 2020 – ANÁLISIS OPTIMISTA**

Escenarios	1997	2020				
		Base	A	B	C	D
Consumo interno	36	106	106	102	106	102
Exportación	–	3	70	70	36	36
No Aprovechado	4	13	21	21	17	17
Producción Neta	41	122	197	193	159	155
Producción Neta Acumulada		2 278	2 737	2 681	2 617	2 560
Reservas Remanentes	4 121	4 964	4 506	4 562	4 625	4 682
Recursos por descubrir	7 139	4 017	4 017	4 017	4 018	4 018
Recursos Disponibles	11 260	8 981	8 523	8 579	8 643	8 700
Reservas/Producción (años)	101	41	23	24	29	30
Recursos Disponibles/Producción (años)	277	74	43	44	54	56

Fuente: Elaboración propia con base en datos de PDVSA

*Análisis pesimista: recuperación parcial de recursos*

En una visión pesimista los recursos no podrían recuperarse en su totalidad y la producción sería en consecuencia menos importante. Una estimación gruesa indica que el 25.5% de los recursos cuantificados tiene baja probabilidad de ser puestos en el mercado. Este es el resultado de suponer que: i) los recursos no identificados tendrían, si se descubrieran, una estructura equivalente a la de los identificados (véase el **cuadro 28**); ii) los factores de riesgo son de 0%, 50% y 90% para las reservas probadas, probables y posibles. El volumen de recursos ponderado por riesgo resulta 2.877 Gmc menor al valor de los recursos estimados en 1997.

Cuadro 28

**RECURSOS GASÍFEROS PONDERADOS POR RIESGO EN 1997**

(miles de millones de metros cúbicos y porcentajes)

	Recursos Identificados (%)		Recursos No Identificados (%)		Total Cuantificado	Factor de riesgo (%)	Total Esperado
Reservas Posibles	1 246	19.5	950	19.5	2 197	0.10	220
Reservas Probables	1 020	16.0	780	16.0	1 799	0.50	900
Reservas Probadas	4 121	64.5	3 143	64.5	7 264	100.0	7 264
<b>Total</b>	<b>6 387</b>	<b>100.0</b>	<b>4 872</b>	<b>100.0</b>	<b>11 260</b>	<b>74.5</b>	<b>8 383</b>

Fuente: Elaboración propia con base en datos de PDVSA



Adoptando esa visión pesimista la relación recursos/producción tendría un horizonte de entre 30 y 50 años según la alternativa que se tome en cuenta. (véase el **cuadro 29**). Valga insistir en tampoco en este caso se tomó en cuenta el posible crecimiento de los recursos como resultado de las actividades de exploración y de los avances tecnológicos en materia de recuperación que tendrá lugar durante las dos primeras décadas del siglo XXI.

**Cuadro 29**
**VENEZUELA: COMPARACIÓN DE ESCENARIOS 1997 – 2020 – ANÁLISIS PESIMISTA**
*(miles de millones de metros cúbicos)*

Escenarios	1997	2020				
		Base	A	B	C	D
Consumo interno	36	106	106	102	106	102
Exportación	–	3	70	70	36	36
No Aprovechado	4	13	21	21	17	17
Producción Neta	41	122	197	193	159	155
Producción Neta Acumulada		2 278	2 737	2 681	2 617	2 560
Reservas Remanentes	4 121	4 190	3 732	3 788	3 851	3 908
Recursos por descubrir	4 262	1 915	1 914	1 934	1 915	1 915
Recursos Disponibles	8 383	6 105	5 646	5 722	5 766	5 823
Reservas/Producción (años)	101	34	19	20	24	25
Recursos Disponibles./Producción (años)	206	50	29	30	36	38

Fuente: Elaboración propia con base en datos de PDVSA

**d) Interconexiones Internacionales**

A la expansión de la red de transporte planificada por PDVSA para el mercado interno, ya indicada, se agregarían la expansión del suministro hacia los países vecinos (véase el **cuadro 30**).

**Cuadro 30**
**GASODUCTOS INTERNACIONALES EN PROYECTO**

	Países	Tramos	Inicio Operación	Inversión MMUS\$
1	Venezuela – Colombia <sup>1</sup>	(Venezuela) – Maicao (Colombia) Long: 230 km. Diam: 20", Cap: 5.7 MMmcd	s/d	406
2	Venezuela – Colombia <sup>2</sup>	Ulé (Venezuela) – Maicao/Tibú (Colombia) Long: 170/330 km. Diam: 16", Cap: 2.1 MMmcd	s/d	92–175
3	Venezuela – México <sup>3</sup>	Moron (Venezuela) – Cactus (México) Long: 3.755 km. Diam: 36", Cap: 28.3 MMmcd	s/d	3.000
4	Venezuela – Estados Unidos	Orinoco (Venezuela) – Miami (Estados Unidos) Long: 3.572 km, Diam: 36"/24", Cap: 56.7 MMmcd	s/d	1.000 – 6.800
5	Venezuela–Colombia–CA 5	Venezuela – Nicaragua	s/d	s/d
6	Venezuela – Brasil <sup>5</sup>	Puerto Ordaz (Venezuela) – Manaus (Brasil)	s/d	s/d

Fuente: (1) Ecopetrol, 1991; (2) OLADE, 1992; (3) Arthur D. Little, Inc, 1995; (4) World Bank, 1995, (5) OLADE/CEPAL/GTZ.

## E. Marco jurídico y regulatorio

En 1989 inició un importante programa de ajustes estructurales. El programa comprendió la desregulación y otros cambios para obtener una mayor participación del sector privado en las actividades que estaban reservadas al Estado. El programa avanzó considerablemente. Y aunque fue perturbado por la crisis política a fines de 1993 y la crisis financiera a principios de 1994, nunca se ha detenido.

En 1995 PDVSA realizó una alianza estratégica con Mitsubishi y Shell para explotar el gas natural del oriente del país. El acuerdo establece un hito en la interpretación jurídica de la ley que nacionalizó el petróleo, al posibilitar la participación extranjera con mayoría de acciones. Otros hechos notables han sido la apertura de los campos marginales y las asociaciones para explotar recursos pesados de la faja petrolífera del Orinoco, proyectos en los que se abandona el principio tradicional de participación del Estado superior al 50% de las acciones.

A partir de febrero de 1999 la intención del gobierno actual es avanzar en la profundización del proceso de apertura y en el desarrollo de un marco regulatorio que sea seguro y atractivo para la inversión extranjera. Se espera que con la liberalización de toda la cadena productiva y la expansión de la producción el mercado del gas natural inicie un proceso de desarrollo que fomente la inversión nacional y extranjera en el sector.

La próxima década será determinante para la industria del gas natural en el país. Para posibilitar su desarrollo el Gobierno se ha propuesto la apertura al capital privado, así como una política de precios que considere su adecuada valoración como recurso energético y mantenga su competitividad frente a otras opciones. Asimismo, se busca extender el consumo a más ciudades y desarrollar usos no tradicionales. Dichos objetivos se complementan con reformas institucionales y promoción de la inversión privada.

### 1. Antecedentes jurídicos y regulatorios

El sistema ha estado regulado por las siguientes leyes, decretos y resoluciones:

- Ley de Hidrocarburos (1943). Declara que todos los aspectos de la exploración, explotación, transformación, transporte y almacenamiento de hidrocarburos son de utilidad pública.
- Decreto 1816 (1969). Regula la conservación de los recursos hidrocarburíferos.
- Ley que reserva al Estado la industria del gas natural (1971). Por razones de interés nacional se reserva para el Estado la industria del gas natural basada en reservorios de hidrocarburos. Asigna la explotación a Corpoven.
- Ley que reserva para el Estado la explotación de los productos derivados de los hidrocarburos para el mercado doméstico (1973).
- Ley orgánica que reserva para el Estado la industria y mercadeo de hidrocarburos (1975): Esta ley reserva para el Estado todos los aspectos de la exploración, explotación, transformación, refinación, transporte y almacenamiento de hidrocarburos, el mercadeo nacional o en el exterior de productos y refinados en las instalaciones que permiten esas actividades. Anula todas las concesiones garantizadas por la Ley de Hidrocarburos.
- Ley Orgánica de la Administración Central (1976). Otorga autoridad al Ministro de Desarrollo para fijar precios y tarifas a los productos y servicios, públicos y privados, en todo el país.

- Ley del Régimen Orgánico Municipal (1978). Establece que las municipalidades son legalmente competentes para vender electricidad y gas en sus jurisdicciones, de acuerdo a las normas promulgadas en la legislación nacional.
- Ley de protección al consumidor (1992)
- Ley Penal Ambiental (1992)
- Resolución 537 (1993). Establece el procedimiento para fijar los precios base del gas natural.
- Decreto de mayo de 1998 y la Resolución 323 que lo norma. Se unifica la dispersión que existía respecto al marco legal al cual estaba sujeta la actividad del gas natural. La normativa define las oportunidades para el sector privado en la industrialización, transporte, distribución y comercialización del gas metano y etano en el territorio nacional.
- Decretos No. 450 del Ministerio de Industria y Comercio y No. 315 del Ministerio de Energía y Minas, del 6/11/98. Establecen la evolución del precio del gas metano hasta el año 2000.

## **2. Nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos**

El nuevo marco legal de mediados de agosto de 1999 permite que la exploración y explotación de gas no asociado y su recolección, así como del gas asociado con petróleo y otros fósiles, hasta su transporte y distribución, incluido el comercio interior y exterior, pueda ser ejercido por el Estado directamente o mediante entes de su propiedad o por personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado. Dentro de lo anterior se incluye a los hidrocarburos líquidos y a los componentes no hidrocarbonados contenidos en los hidrocarburos gaseosos, así como al gas proveniente del proceso de refinación del petróleo.

En cuanto al destino del gas, estará dirigido primordialmente al desarrollo nacional, mediante el aprovechamiento intensivo y eficiente como combustible para uso doméstico o industrial, como materia prima para su industrialización y para su eventual exportación en cualquiera de sus fases. Esas actividades se deberán realizar atendiendo a la defensa y uso racional del recurso y a la conservación, protección y preservación del ambiente.

Las actividades a las que se refiere la Ley así como las obras que su manejo requiera se declaran de utilidad pública, mientras que las actividades relacionadas con el transporte y distribución de gas destinados al consumo colectivo, constituyen un servicio público.

En cuanto a los aspectos institucionales se establece que el Ejecutivo Nacional, a través del Ministerio de Energía y Minas, ejercerá la competencia nacional sobre los hidrocarburos a los que se refiere la Ley. Ello implica que podrá planificar, vigilar, inspeccionar y fiscalizar a todos los fines previstos en las leyes, las actividades relacionadas con los mismos. También, dictará medidas que propicien la formación y la participación de capital nacional en las actividades señaladas. Por esta normativa se crea también el Ente Nacional del Gas, con autonomía funcional, adscrito al Ministerio de Energía y Minas, para promover el desarrollo del sector y la competencia en todas las fases de la industria de los hidrocarburos gaseosos relacionadas con las actividades de transporte y distribución.

En cuanto a las normas de operación la Ley establece:

- La obligación, de almacenadores, transportistas y distribuidores, de prestar servicio en forma continua y de conformidad con las normas legales, reglamentarias y técnicas de eficiencia, calidad y seguridad.

- La prohibición de la vinculación simultánea entre dos o más actividades de producción, transporte o distribución, pertenecientes a una misma persona y en una región. Las excepciones serán consideradas cuando la viabilidad del proyecto así lo requiera y previa autorización del Ministerio de Energía y Minas.
- El acceso abierto a los almacenamientos, transporte y distribución cuando las instalaciones tengan capacidad disponible para ello y por convenio contractual entre las partes. A falta de acuerdo el Ministerio de Minas y Energía establecerá las condiciones.
- La facultad de determinar los precios de los hidrocarburos gaseosos, desde los centros de producción y procesamiento, al Ministerio de Energía y Minas atendiendo a principios de equidad.
- La fijación de tarifas a los consumidores finales por los Ministerios de Energía y Minas y de la Producción y el Comercio, mientras que el Ente Nacional del Gas elaborará las bases para el establecimiento de dichas tarifas. Las tarifas para los consumidores minoristas se compondrán por el precio de adquisición del gas más la tarifa de transporte más la tarifa de distribución. Se busca que las tarifas aseguren el menor costo posible para los consumidores y sean compatibles con la seguridad de abastecimiento.
- Que la rentabilidad que se obtenga por las actividades de almacenamiento, transporte y distribución, luego de una operación eficiente y satisfactoria que obtenga ingresos a tarifas que permitan cubrir los costos de operación y mantenimiento del servicio, los impuestos, la depreciación y la amortización de inversiones, sea similar a la de otras actividades de riesgo comparable.

### 3. El marco legal ambiental

La Ley del medio ambiente se aprobó en el Congreso en febrero de 1992. Requiere que los sectores público y privado hagan inversiones para modificar sus operaciones en forma tal que cumplan con principios ambientales básicos. Los principales requerimientos de la Ley son los siguientes: i) utilización de auditorías ambientales para las instalaciones existentes; ii) realización de estudios de impactos ambientales para actividades futuras; iii) determinación de planes y programación de las actividades que sean necesarias para cumplir con las regulaciones ambientales.

Algunas violaciones a la ley pueden ocasionar prisión. El Ministerio del Ambiente es el ente que debe administrar la ley, aunque el sistema judicial tiene jurisdicción. Constituyen serias violaciones de la ley la degradación industrial, el envenenamiento, la contaminación y otras actividades que produzcan daños a la tierra, la flora o la fauna. Las penalizaciones pueden incluir multas y prisión y pueden aplicarse también a corporaciones. Penalizaciones adicionales pueden incluir la suspensión o la revocatoria de permisos, restricciones en contra de nuevos contratos con el gobierno y la confiscación de activos o el cierre de negocios.

La ley puede exigir la restitución ambiental o la limpieza en los siguientes términos: i) restablecimiento de condiciones ambientales; ii) cambio o destrucción de instalaciones o equipos que violan la ley ambiental; iii) repatriación de desechos tóxicos; iv) instalación de mecanismos de prevención. Para cada fase de operaciones de petróleo, gas y electricidad deben obtenerse licencias ambientales, para lo cual quien las solicite debe proporcionar los correspondientes reportes de impactos ambientales.

## **II. Análisis técnico–económico de los gasoductos Venezuela–Colombia y Panamá–Costa Rica**

---

En este capítulo se presenta las características técnicas y la evaluación económica de un gasoducto que vincularía la zona productora en el oriente de Venezuela con la red troncal de Colombia. La idea que guía esa propuesta es que la entrada de un volumen importante de gas venezolano permitiría liberar cantidades similares de gas de La Guajira que podrían ser exportadas hacia América Central. Adicionalmente, para tener una visión más completa del proyecto de llevar gas natural a la región sur del Istmo Centroamericano, se presenta un análisis técnico económico de un gasoducto que conectaría Panamá y Costa Rica. El tramo del gasoducto entre Colombia y Panamá no fue incluido en el presente documento, por existir estudios avanzados elaborados por una empresa privada, con operaciones comerciales en estos dos países.

### **A. Anteproyecto técnico de un gasoducto Venezuela–Colombia**

El anteproyecto técnico comprende la definición del trayecto, las características técnicas y los montos de inversión requeridos. Con la finalidad de simplificar el análisis se diseñó un gasoducto que estaría dedicado exclusivamente al transporte de gas de Venezuela a Colombia, es decir, que no sería obligado a atender la demanda venezolana.

## 1. Trayecto

El trayecto se elaboró tomando como referencia el mapa físico de la República de Venezuela, escala 1:2000000 del Servicio Autónomo de Geografía y Cartografía Nacional del Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables. El gasoducto va de Anaco en el oriente de Venezuela hasta Maicao en el oriente de Colombia (véase el **Anexo 1**). Se seleccionó esta ruta pues es la que presenta mayores ventajas en términos de longitud y características del terreno.

En efecto, para la selección del trayecto se adoptaron los siguientes criterios: i) recorrer la distancia mínima entre dos puntos; ii) evitar en la medida de lo posible las zonas difíciles, como terrenos bajos y anegadizos o formaciones montañosas de altura importante; iii) aprovechar al máximo la infraestructura existente a lo largo del recorrido para el movimiento de materiales y mano de obra durante la construcción y, posteriormente, para las tareas de operación y mantenimiento.

Con base a la sugerencia de PDVSA, el punto de partida se localizó en Anaco (punto 1). Aquí se encuentra uno de los principales centros de colección de la producción de gas natural de la región oriental de Venezuela. La primera etapa tiene una extensión de 215 kilómetros y culmina en la localidad de Alta Gracia de Orituco (punto 2). Atraviesa la Depresión de Unare en terreno relativamente llano con una altimetría en general inferior a los 500 metros sobre el nivel del mar (msnm), cruza los ríos Unare y Tamanco localizados al norte del embalse Playa de Piedra y, antes de llegar a la localidad de Alta Gracia, el río Orituco, respectivamente. Desde la localidad de Alta Gracia de Orituco se desarrolla el trazado durante los siguientes 107 kilómetros, llegando a la localidad de Juan de los Moros (punto 3). Esta etapa fue planteada siguiendo el flanco sur de la Cadena del Interior, en terreno que no supera los 500 msnm, para lo que se debe efectuar el cruce de los ríos Guayas, Taguay y Cura, pasando al norte del embalse de Camatagua, y del río Guárico antes de llegar a Juan de los Moros.

Desde Juan de los Moros la traza continúa por la localidad de Tocuyito, al sur de la ciudad de Valencia (punto 4) recorriendo 64 kilómetros, para lo cual debe sortear una zona montañosa definida por el Cerro La Gloria, con alturas que no superan los 1.000 msnm, para luego descender al valle donde se encuentra Valencia.

Desde Valencia se deben atravesar 57 kilómetros hasta llegar a la ciudad de Miranda (punto 5), atravesando una zona montañosa de alta dificultad. Desde la ciudad de Miranda se recorren 106 kilómetros hasta la ciudad de Barquisimeto (punto 6), extremo occidental del sistema de transporte de gas natural este y central de Venezuela. Este tramo también es accidentado, atravesando la Sierra de Nirgua y el río Buría al norte del embalse de Cumaripa. En la localidad de Barquisimeto está previsto instalar una planta compresora, la que podrá desarrollarse siguiendo el ritmo de crecimiento de los volúmenes transportados.

Desde Barquisimeto el gasoducto continúa hasta la localidad de Carora (punto 7), atravesando en su recorrido las estribaciones de la Cordillera de los Andes, en altitudes que no superan los 2000 msnm, y el río Cururiagua antes de descender a la llamada Depresión de Carora. La longitud de este tramo es de 75 kilómetros. Partiendo de Carora, se recorren 95 kilómetros hasta la localidad de El Venado (punto 8), atravesando la Serranía de Ciruma en altitudes del orden de los 2000 msnm. Desde ahí se desarrollan 86 kilómetros hasta Punta Iguana (punto 9). Luego se atraviesa el Lago de Maracaibo en su punto más estrecho y se continua hasta Punta Piedras (punto 10), distante 13 kilómetros del punto anterior.

Una vez en la margen occidental del Lago de Maracaibo la traza continúa por terreno llano, recorriendo 56 kilómetros hasta llegar a la localidad de Dos Bocas (punto 11). 45 kilómetros más adelante se encuentra la ciudad de Guarero (punto 12), distante 13 kilómetros de la frontera con

Colombia (punto 13). Desde la frontera se recorren 11 kilómetros y se llega a la localidad de Maicao (punto 14), sitio seleccionado de llegada del gasoducto y de interconexión con la red de transporte de gas natural en Colombia. El recorrido total alcanza 937 kilómetros.

## 2. Características técnicas

De acuerdo con los estudios de la demanda, se requiere un caudal inicial de 2.5 MMmcd hasta alcanzar rápidamente un caudal de 6 MMmcd. Con base en esas cifras se dimensionó el diámetro del tubo y las necesidades de compresión a lo largo del trayecto. El gasoducto resultante cuenta con una estación de compresión en la cabecera que toma el gas proveniente de los campos a una presión de 60 kg/cm<sup>2</sup> y lo comprime hasta 100 kg/cm<sup>2</sup>, presión máxima de operación. En la localidad de Barquisimeto, 549 kilómetros al oriente de la cabecera, se encuentra una segunda estación con una potencia instalada de 9.500 HP. La presión a la llegada en Maicao es de al menos 50 kg/cm<sup>2</sup>. El diámetro de la cañería es de 20" (pulgadas). Los tubos responden a la norma API 5 LX-X65 y la clase de tendido del gasoducto adoptado es del tipo A (72%).

El diseño del gasoducto puede modificarse para incrementar los volúmenes de gas transportado. Una primera opción consiste en ampliar la capacidad de compresión. Si en lugar de 1 planta se instalan 4, totalizando 29 600 HP, el caudal aumentaría un 20% al pasar de 6 a 7.2 MMmcd. Aunque las inversiones en compresión se triplicarían al pasar de 14 a 44.4 millones de dólares, la inversión total se incrementarían en sólo 8%, al pasar de 376 a 406 millones de dólares. También puede modificarse el diámetro de la tubería. Si en lugar de un diámetro de 20 pulgadas se usa uno de 24 pulgadas, el caudal máximo se duplicaría respecto al proyecto original, alcanzando 11.7 MMmcd. En ese caso las inversiones se incrementarían 35%, alcanzando un monto de 508 millones de dólares.

## B. Anteproyecto técnico de un gasoducto entre Bahía Las Minas, Panamá y Puerto Limón, Costa Rica

Con el objeto de plantear la interconexión entre Panamá y Costa Rica, se analizó un gasoducto entre las localidades de Bahía Las Minas, en Panamá, y Puerto Limón, en Costa Rica. Conviene mencionar que el eventual gasoducto Colombia – Panamá tendría como punto de llegada en este país el sitio de Bahía Las Minas, lugar donde se encuentra en operación una central termoeléctrica.

### 1. Trayecto

El trayecto se planteó teniendo en cuenta las hipótesis básicas de diseño para el anteproyecto técnico de los gasoductos México–Panamá y Venezuela–Colombia. Se seleccionó una traza que en todo su recorrido atravesase terrenos firmes, bordeando en algunos tramos caminos existentes en forma paralela a la costa del Mar Caribe (véase el **Anexo 2**).

Parte de la zona de Bahía Las Minas, en las proximidades de la ciudad de Colón en Panamá, en un punto a determinar cercano a la central termoeléctrica existente (punto1). En esta localización se instalaría una estación compresora de 7.000 HP para elevar la presión del gas natural desde 30 hasta 100 kg/cm<sup>2</sup>, presión de diseño para el transporte.

La primera etapa cubre un total de 8 kilómetros hasta las cercanías de la ciudad de Gatún (punto 2), donde se cruza las esclusas del canal de Panamá. Desde allí se recorren 44 kilómetros hasta la localidad de El Salto (punto 3), atravesando en su etapa inicial el río Chagrés, siguiendo siempre caminos viales existentes.

Los siguientes puntos y distancia a recorrer están identificados en las localidades de Veraguas (punto 4, 76 kilómetros), La Chavela (punto 5, 49 kilómetros), y Alligator Creek (punto 6) respectivamente. Se trata en general de zonas bajas, en las que se debe atravesar múltiples cursos fluviales y con escasa infraestructura para el tendido de los ductos. Desde Alligator Creek se llega hasta Punta Peña (punto 7), se recorren 69 kilómetros y desde allí continúa hasta la frontera con Costa Rica pasando por las localidades siguientes: Caño Claro (punto 8, 17 kilómetros), Milla cuatro (punto 9, 38 kilómetros) y Guabito (punto 10, 29 kilómetros).

Ya en territorio de Costa Rica, el trazado evita atravesar reservas ecológicas protegidas, por lo que se ha seleccionado pasar por Loma Bonita (punto 11), distante 29 kilómetros de la zona fronteriza con Panamá, y Bonifacio (punto 12), localidad situada 19 kilómetros más adelante. Finalmente se llega a Puerto Limón recorriendo un tramo final de 31 kilómetros. En total la longitud del gasoducto es de 441 kilómetros.

## 2. Características técnicas

El gasoducto fue planeado para alimentar en Puerto Limón una central termoeléctrica de ciclo combinado, de una capacidad instalada de 500 MW, operando 7 500 horas, con un consumo específico es 1 800 kcal/kWh y un poder calorífico inferior del gas de 8 460 kcal/mc. El consumo resultante a partir de esos datos ascendió a 798 MMmc anuales o equivalentemente 2.2 MMmc diarios. Para los fines del diseño se adoptó una demanda total de 2.5 MMmcd. En correspondencia a ese nivel de consumo las características de la tubería son las siguientes: presión de ingreso 100 kg/cm<sup>2</sup>; presión de llegada 20 kg/cm<sup>2</sup>; temperatura base 288°K; temperatura de operación 288°K; presión base 1.033 kg/cm<sup>2</sup>; densidad relativa 0.6345; eficiencia 90%; y rugosidad 0.0017. Con estos parámetros de diseño resulta que el diámetro de la tubería tendría que ser de 16 pulgadas.

## C. Inversiones y gastos

### 1. Costos de inversión

Los costos de inversión comprenden los costos de la tubería, las unidades de compresión y el gas natural utilizado para el empaque de la cañería.

#### a) Ductos

Los costos fueron calculados sobre la base de cifras unitarias proporcionadas por PDVSA–Gas y el consultor G. Rabinovich, las cuales comprenden todos los desembolsos hasta la puesta en marcha: estudios de ingeniería, tubos, materiales diversos, equipos de telecomunicaciones y de medición a distancia, mano de obra, derechos de vía e intereses durante la construcción. Un tercio de los 937 kilómetros de longitud del gasoducto Venezuela-Colombia corresponden a terrenos difíciles (incluyendo 13 kilómetros de cruce por el Lago Maracaibo). Así, las inversiones para los gasoductos de 20 y 24 pulgadas de diámetro serían de 362 y 434 millones de dólares, respectivamente (véase el **cuadro 31**). Por otra parte, el gasoducto Minas–Limón tiene una inversión en tubos de 128.2 millones y el 38% de sus 441 kilómetros cruza por terrenos difíciles (véase el **cuadro 32**).



**Cuadro 31**  
**COSTOS DE INVERSIÓN EN LA TUBERÍA DEL**  
**GASODUCTO VENEZUELA-COLOMBIA**

Tipo de terreno	Costo unitario (dólares / pulgada-km.)	Distancia (kilómetros)	Gasoducto 20 pulgadas (miles de dólares)	Gasoducto 24 pulgadas (miles de dólares)
Llanos sin roca arenosa	16,000	334	106,880	128,256
Colinas suaves	18,000	288	103,680	124,416
Montaña rocosa y cruces de agua	24,000	315	151,200	181,440
<b>Total</b>		<b>937</b>	<b>361,760</b>	<b>434,112</b>

Fuente: CEPAL, sobre la base de costos unitarios proporcionados por PDVSA-Gas

**Cuadro 32**  
**COSTOS DE INVERSIÓN EN LA TUBERÍA DEL**  
**GASODUCTO LAS MINAS - PUERTO LIMÓN**

Tipo de terreno	Costo unitario (dólares / pulgada-Km.)	Distancia (kilómetros)	Gasoducto 16 pulgadas (miles de dólares)
Llanos	16,000	131	33,536
Colinas suaves	18,000	143	41,184
Terreno difícil	20,000	167	53,440
<b>Total</b>		<b>441</b>	<b>128,160</b>

Fuente: CEPAL, sobre la base de costos unitarios proporcionados por G. Rabinovich.

## b) Unidades de compresión

Por otra parte, las inversiones en unidades de compresión se determinaron a partir de cifras suministradas por PDVSA-Gas (1.500 dólares por caballo de fuerza), y los criterios que a continuación se mencionan. Se supuso que ese costo corresponde a potencia en condiciones ISO, es decir, al nivel del mar y a 15 °C, estimando que en las condiciones reales de altitud y temperatura se perdía el 20% de la potencia nominal. Además, sobre la base de información proporcionada por PEMEX Gas Petroquímica Básica (GPB), se tomó en cuenta una capacidad adicional de 50% como respaldo<sup>3</sup> y se consideraron economías de escala en los costos de los equipos. Las inversiones requeridas incluyen los costos de turbina (44% del total), compresor (9%), equipo de proceso (21%), obra civil y electromecánica, instalación y puesta en operación.

Para el gasoducto de 20 pulgadas de diámetro las unidades de compresión representan 7.4% ó 17.7% del costo de los ductos, ya sea que se considere baja o alta capacidad de compresión. En el caso del gasoducto de 24 pulgadas con alta capacidad de compresión esta cifra llega al 27.6%. El gasoducto Minas-Limón de 16 pulgadas la proporción es de 13.3% (Véase el **cuadro 33**).

<sup>3</sup> En cada punto del gasoducto con requerimiento de compresión se instalan tres turbocompresores de igual capacidad, uno de los cuales es el de respaldo para cuando sea necesario mantenimiento programado o imprevisto.

Cuadro 33

**COSTOS DE INVERSIÓN EN UNIDADES DE COMPRESIÓN**

Alternativa de gasoducto	Requerimiento de compresión (HP, real)	Potencia nominal equivalente, sin respaldo (HP, ISO)	Potencia nominal total a instalar (HP, ISO)	Costo unitario (dólares / HP)	Costo total (miles de dólares)
20" Baja C.	9,500	11,875	17,813	1,500	26,719
20" Alta C.	29,600	37,000	55,500	1,400	77,700
24" Alta C.	49,100	61,375	92,063	1,300	119,681
16" ML	7,000	8,750	13,125	1,500	19,688

Fuente: CEPAL, sobre la base de información proporcionada por PDVSA–Gas y PEMEX–GPB.

**c) Gas empacado**

El gas que queda empacado en el gasoducto se considera un inventario que forma parte del capital de trabajo. Su volumen se calculó considerando la geometría de la tubería, la presión de operación media, la temperatura media y el factor de compresibilidad. En todos los casos este costo es muy pequeño, 0.1% del monto total de inversión en las alternativas Venezuela–Colombia y 0.3% en Minas–Limón.

**2. Costos durante la operación**

Los costos durante la operación comprenden gastos en gas combustible, mantenimiento, operación y administración.

**a) Gas consumido**

El gas requerido como combustible por los equipos de compresión se estimó sobre la base del consumo térmico unitario (CTU ó heat rate) de turbinas de diferente capacidad, en términos ISO y con un ajuste de 5% por temperatura (véase el **cuadro 34**). Cabe destacar que para el gasoducto de 20 pulgadas con baja compresión este consumo representa poco menos de 1% del gas transportado, mientras que para los proyectos con alta compresión la proporción se eleva a 2.4%. En el gasoducto Minas-Limón esta relación es de 1.89%. El precio supuesto del gas en cabecera de gasoducto en Venezuela es de 0.60 dólares por MMBtu, más 20% de regalías, según sugerencia de PDVSA, aún cuando actualmente es de 0.40 dólares; para Bahía Las Minas se supuso 3.00 dólares por MMBtu.

**b) Mantenimiento**

Los costos anuales de mantenimiento de la tubería representan 1% de la fracción de la inversión que excluye el componente de equipos de telecomunicación y medición a distancia (éstos últimos se estima que representan el 20% de la inversión en ductos). El costo de mantenimiento comprende la conservación del derecho de vía, pintura, materiales diversos, equipo ligero de transporte, retroexcavadora y otros conceptos a excepción de la mano de obra.

Cuadro 34

## COSTOS ANUALES DEL GAS CONSUMIDO

Alternativa de gasoducto	CTU, ISO (Btu / HP-hr)	CTU, real (Btu / HP-hr)	Requerimiento de compresión (HP, real)	Costo unitario del gas (dólares / MMBtu)	Costo anual (miles de dólares)
20" Baja C.	8,500	8,925	9,500	0.72	535
20" Alta C.	8,250	8,663	29,600	0.72	1 617
24" Alta C.	8,000	8,400	49,100	0.72	2 601
16" ML	8,500	8,925	7,000	3.00	1 642

Fuente: CEPAL, sobre la base de "1999-2000 Gas Turbine World Handbook", pags. 35 y 36

Por otra parte, las refacciones para el mantenimiento ordinario de las unidades de compresión representan un costo anual igual al 5% del monto de inversión en operación (sin la capacidad de respaldo) del sistema turbina-compresor-equipos auxiliares, el cual significa el 74% (44% + 9% + 21%) de la inversión total en las unidades. Adicionalmente, las turbinas necesitan reparación profunda (overhaul) cada cinco años, requiriendo un desembolso equivalente al 60% del costo de la turbina ó al 26.4% (0.60 x 0.44) del total de la inversión en las unidades de compresión (véase **cuadro 35**)

Cuadro 35

## COSTOS DE MANTENIMIENTO

(miles de dólares)

	Costo anual en Ductos	Costo anual en turbina-compresor-aux	Costo quinquenal en Turbina
20" Baja Compresión	2,894	659	4,703
20" Alta Compresión	2,894	1,917	13,675
24" Alta Compresión	3,473	2,952	21,064
16" Minas-Limón	1,025	485	3,465

Fuente: CEPAL, sobre la base de información proporcionada por PGPB

### c) Operación y administración

Este rubro comprende todos los gastos de administración y ventas, entre otros, sueldos, equipos, mobiliario, materiales consumibles y rentas. También incluye los sueldos y salarios del personal de operación y mantenimiento (véase **cuadro 36**).

Cuadro 36

## GASTOS DE OPERACIÓN Y ADMINISTRACIÓN

(miles de dólares)

Alternativa de gasoducto	Gasto anual
20" Baja Compresión	3,400
20" Alta Compresión	3,600
24" Alta Compresión	3,900
16" Minas-Limón	2,600

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras de empresas transportistas de gas natural en México

## D. Evaluación económica de los ductos

En este apartado se calculan las tarifas de peaje que permitirían a la empresa transportista recuperar todos sus costos, inclusive el costo de capital, mediante el método del costo nivelado. Para ello se especifican los costos de inversión y desembolsos requeridos durante la operación; se desarrolla con detalle la estimación de la tasa de descuento a utilizar, acorde con el nivel de riesgo de esta actividad en un país en desarrollo y, por último, se evalúa la sensibilidad de las tarifas ante cambios en los valores de los parámetros base. Además, se aplican dichas tarifas para determinar el precio de entrega del gas natural. El análisis se realiza en moneda constante, suponiendo que todos los costos aumentan a un ritmo de 2% anual.

Se analizan cuatro configuraciones. Las primeras corresponden a las tres alternativas del gasoducto de Venezuela a Colombia, con el mismo trazo (937 kilómetros) y con diferentes capacidades de transporte: (i) 20 pulgadas de diámetro y baja capacidad de compresión (denominado como 20"BC), con posibilidad de transportar 6 MMmcd; (ii) 20 pulgadas y alta compresión (20"AC), con un caudal de 7.2 MMmcd y (iii) 24 pulgadas y alta capacidad de compresión (24"AC), capaz de manejar 11.6 MMmcd. La cuarta configuración (16"ML) se refiere a un gasoducto de 16 pulgadas de diámetro y 441 kilómetros de longitud, con capacidad de transportar un flujo de 2.2 MMmcd de Bahía Las Minas, Panamá, a Puerto Limón, Costa Rica.

### 1. Tasa de descuento

La tasa de descuento en un proyecto es el costo medio ponderado de las fuentes de financiamiento (weighted average cost of capital, WACC), donde los ponderadores son la proporción de cada fuente en el monto total de la inversión. Así, si en ausencia de impuestos el proyecto se financia mediante 60% de capital propio, con un costo de 15%, y 40% de deuda a una tasa de 10%, el WACC sería 13%. Sin embargo, debe tomarse en cuenta que los intereses de la deuda (costo financiero) son deducibles de la base gravable sobre la cual se calculan los impuestos. Por lo tanto, si la tasa impositiva es 34%, en el ejemplo anterior el costo de la deuda para el empresario es de sólo 6.6% [ $10\% \times (1 - 0.34)$ ] y el WACC 11.64% ( $15\% \times 0.60 + 6.6\% \times 0.40$ ).

El costo del capital propio (R) puede estimarse mediante el Capital Asset Pricing Model (CAPM). Este modelo indica que el rendimiento requerido es igual a la tasa que puede ganarse sin incurrir en ningún riesgo (tasa de bonos gubernamentales), más un premio por el nivel de riesgo del proyecto. El premio por riesgo se establece como el rendimiento que el mercado de valores tiene por encima de la tasa libre de riesgo, multiplicado por un indicador del riesgo específico del activo o proyecto de interés ( $\beta$ ). Algebraicamente:

$$R_i = R_F + \beta_i(R_M - R_F)$$

donde:

R = tasa de rendimiento requerido para el activo o proyecto i

R<sub>F</sub> = tasa libre de riesgo

R<sub>M</sub> = tasa de rendimiento del mercado total de valores

$\beta$  = indicador de riesgo específico del activo o proyecto i

El parámetro  $\beta$  puede ser mayor, menor o igual a 1. Si  $\beta$  es mayor que 1, significa que el riesgo específico, no diversificable, del proyecto es superior al que tiene el mercado de valores en su conjunto. Como la ecuación anterior es lineal,  $\beta$  representa el coeficiente de pendiente y puede ser calculado mediante análisis de regresión.

Tomando como referencia el mercado estadounidense, para el periodo comprendido de marzo de 1989 a octubre de 1999, los bonos del tesoro (Treasury Bonds ó TBonds) con vencimiento a 30 años han ofrecido una tasa promedio de 7.1%, mientras que el rendimiento promedio del mercado de valores, medido mediante el índice Standard&Poor que comprende 500 empresas (S&P500), ofreció un rendimiento de 16.6% anual. Para este mismo mercado y periodo, la  $\beta$  promedio de las 30 empresas gaseras y eléctricas (utilities) comprendidas en el índice S&P500 fue de 0.37. Sobre la base de estas cifras, el rendimiento medio requerido para el capital propio invertido en utilities en los Estados Unidos, es de 10.6%, como se muestra a continuación.

$$R_i = 7.1 + (0.37)(16.6 - 7.1) = 7.1 + (0.37)(9.5) = 7.1 + 3.5 = 10.6\%$$

Esto significa que el sector de las utilities requiere un rendimiento promedio (para el capital propio) igual a la tasa que pudiera ganarse invirtiendo en bonos gubernamentales de largo plazo más un premio de 3.5% por riesgo. Cabe destacar que este premio es la media del sector y que, en este caso, corresponde a un nivel de apalancamiento financiero promedio de 53%. A medida que la proporción de deuda es más grande, el riesgo del capital propio es mayor y por tanto su rendimiento requerido aumenta. Eliminando la más alta y la más baja de las 30 empresas de la muestra, las restantes 28 compañías tienen  $\beta$ s individuales van desde 0.20 hasta 0.52. Es de notar que para el sector de interés las  $\beta$ s son mucho menores que 1, indicando que las utilities tienen un riesgo muy inferior al del mercado global y, en consecuencia, sólo requieren como premio por riesgo una fracción del 9.5% (16.6% - 7.1%) que el mercado recibe en promedio.

Para transferir las cifras anteriores a un país en desarrollo debe agregarse el premio por riesgo país. Este puede estimarse como la diferencia entre la tasa de interés que pagan los bonos gubernamentales de largo plazo del país en desarrollo, emitidos en dólares, y aquella correspondiente a los TBonds de los Estados Unidos. Por ejemplo, la deuda soberana mexicana emitida en dólares mediante bonos a 30 años (llamados UMS, las siglas en inglés de United Mexican States), han ofrecido un rendimiento anual de 10.57% durante el periodo de mayo de 1996 (fecha en que se emitieron) a octubre de 1999, frente a 6.18% de los TBonds a 30 años durante el mismo periodo, aunque emitidos con anterioridad. Por lo tanto el premio por riesgo país sería de casi 4.4%.

Con todo lo antes descrito, la tasa de rendimiento para el capital propio invertido en un proyecto de transporte de gas natural de Venezuela a Colombia o de Las Minas a Limón puede estimarse mediante una extensión del modelo CAPM, como se muestra enseguida:

$$R_{i,OP} = RFUSA + \beta_{i,USA}(RMUSA - RFUSA) + (RFOP - RFUSA)$$

El término  $(RFOP - RFUSA)$  representa el riesgo del otro país respecto a Estados Unidos, que en este caso supondremos que es 4.5%, ligeramente superior al de México. En cuanto a la  $\beta$  se estima que su valor esperado será de 0.37 (igual al promedio de la utilities) y que podría tener un máximo de 0.53 (ligeramente arriba del máximo de la muestra de 28 compañías). Así:

$$R_{i,OP} = 7.1 + (0.37)(16.6 - 7.1) + 4.5 = 7.1 + 3.5 + 4.5 = 15.1\%$$

$$R_{i,OP, \text{máx}} = 7.1 + (0.53)(16.6 - 7.1) + 4.5 = 7.1 + 5.0 + 4.5 = 16.6\%$$

Cabe mencionar que PDVSA-Gas sugirió utilizar una tasa de 15% para evaluar el capital propio del inversionista, cifra prácticamente igual a la aquí obtenida.

Como la tasa impositiva en Venezuela es de 34% (en muchos otros países del área es de magnitud similar), si se financia el 50% de la inversión mediante deuda en dólares a una tasa de 10%, la tasa media ponderada de las fuentes de financiamiento sería:

$$WACC = (0.50)(15.1\%) + (0.50)(10\%)(1 - 0.34) = 10.85\%$$

$$WACC_{\text{máx}} = (0.50)(16.6\%) + (0.50)(10\%)(1 - 0.34) = 11.60 \%$$

Las tasas anteriores permitirían evaluar el proyecto de gasoducto a partir del flujo de efectivo después de impuestos. Sin embargo, el cálculo de los impuestos requiere determinar el flujo de ingresos y este a su vez requiere definir la tarifa de peaje por el uso del gasoducto. Por lo tanto, la solución es por prueba y error. Mediante este tipo de análisis se encontró que incrementando la tasa de descuento en aproximadamente 3%, y aplicándola al flujo de efectivo antes de impuestos de una de las alternativas, produce resultados semejantes a los obtenidos de un análisis después de impuestos. Puesto que no se realizó el ejercicio de prueba y error en las restantes alternativas de gasoducto, como medida de seguridad se utilizará un incremento de 3.4%. Por lo tanto,

$$WACC_{\text{antes de impuestos}} = WACC_{\text{después de impuestos}} + 3.40\% = 10.85\% + 3.40\% = 14.25\%$$

$$WACC_{\text{máx, antes de impuestos}} = 11.6\% + 3.4\% = 15.0\%$$

Por último, para evaluar un proyecto en moneda constante se requiere utilizar una tasa de descuento en términos reales, es decir, la inflación debe ser sustraída tanto del flujo de efectivo como de la tasa de descuento ó WACC, a efecto de ser consistente con un análisis en moneda corriente y con tasas nominales. En este proyecto se supone que todos los rubros de costos crecerán al 2% anual, por lo cual en moneda constante se presentan como flujos uniformes y la tasa de descuento en términos reales sería

$$\begin{aligned} WACC_{\text{real, antes de impuestos}} &= [(1 + WACC_{\text{antes de impuestos}}) / (1 + \text{inflación})] - 1 \\ &= [(1 + 0.1425) / (1 + 0.02)] - 1 \\ &= 12.01\% \end{aligned}$$

$$WACC_{\text{máx, real, antes de impuestos}} = (1.15 / 1.02) - 1 = 12.75\%$$

En conclusión, en este estudio se utilizará una tasa de descuento del 12.0% (y una máxima de 12.75%) en términos reales para estimar la tarifa de peaje que debe cobrarse por el servicio de transporte de gas natural y que permita recuperar todos los costos, pagar la deuda y generar un rendimiento de 15.1% (16.6%) anual sobre saldo de capital propio en cada año.

## 2. Metodología de cálculo de las tarifas

En este estudio la tarifa de peaje se estima aplicando el método del costo nivelado (CN). Con este método se pretende estimar una tarifa fija en la producción de un bien o servicio (por ejemplo \$/kWh o \$/MMBtu) que permita recuperar todos los costos especificados en el flujo de efectivo, así como una tasa de rendimiento igual al costo de capital (la tasa de descuento utilizada para su cálculo). El método del costo nivelado es comúnmente utilizado en el sector eléctrico para comparar los costos de generación eléctrica (que implícitamente incluyen el costo de capital) para distintas plantas, desagregándolo en los rubros de inversión, combustible y operación y mantenimiento. Para calcular el costo nivelado es necesario conocer el programa de producción anual (en unidades físicas tal como kWh ó MMBtu) del bien ó servicio que proporcionará el proyecto. El costo nivelado se deriva de la siguiente relación

$$VPC = \sum [(CN) (Qt)] / (1 + i)^t$$

en donde:

VPC = Valor presente de los costos del proyecto

Qt = Cantidad de producción del bien o servicio del proyecto en el año t

CN = Costo nivelado (constante) por unidad de producción del bien o servicio

$i$  = Tasa de descuento ó costo de capital

La expresión anterior indica que el VPC (el cual se calcula a partir de todos los flujos de costos del proyecto) puede también ser expresado como la suma (para todos los años) del producto del costo unitario (CN) y la producción anual del bien o servicio, pasados a valor presente. Como CN es constante a lo largo de la vida del proyecto,

$$CN = VPC / \{ \sum [Q_t / (1 + i)^t] \}$$

$$CN = VPC / VPQ$$

Aunque el término VPQ es interpretado textualmente como el “valor presente de la producción física del bien o servicio”, en la realidad no tiene un significado material; simplemente es el resultado de despejar CN de la primera ecuación. Para el caso del transporte de gas natural, la expresión anterior tendría la siguiente interpretación:

Tarifa de peaje = Valor presente de costos / Valor presente del caudal de gas transportado

Por último, cabe destacar que aunque se realice el análisis en moneda constante, el CN estará expresado en moneda corriente.

### 3. Análisis de resultados

La alternativa de 20 pulgadas de diámetro con baja capacidad de compresión (20”BC), para el gasoducto de Venezuela a Colombia, permite transportar 6 MMmcd (78.8 millones de MMBtu anuales) y tiene un costo de inversión de 388.8 millones de dólares, de los cuales 26.7 millones (6.9% del total) corresponden a las unidades de compresión. Posteriormente, con el gasoducto puesto en marcha se requiere desembolsar anualmente 7.5 millones de dólares (en moneda constante), de los cuales el 47.5% corresponde a refacciones, materiales y equipos de mantenimiento, el 45.4% a los gastos de administración y sueldos de personal de operación y mantenimiento, y el 7.1% restante al costo del gas consumido en los turbocompresores. Este gas equivale al 0.94% del volumen entregado. Además de los costos anuales regulares se incurre en un costo de 4.7 millones de dólares cada 5 años para reparación profunda de las turbinas (véase el **cuadro 37**).

El costo nivelado o tarifa de peaje para esta alternativa es de 0.764 dólares por MMBtu, distribuidos en 0.661 dólares por concepto de costos de inversión y 0.104 dólares atribuidos a los desembolsos durante la operación. Estas cifras resultan al aplicar una tasa de descuento (WACC) de 12% en términos reales (véase el **cuadro 37**). La interpretación del valor de costo nivelado obtenido sería que de aplicar la tarifa de peaje mencionada, los ingresos del proyecto tendrían capacidad de: (i) recuperar el 50% de la inversión financiada con recursos propios y ganar un rendimiento de 15.1% sobre estos recursos; (ii) pagar los costos anuales antes descritos, incluyendo la inflación supuesta de 2%; (iii) pagar el principal de la deuda contratada para financiar el restante 50% de la inversión, así como los intereses de la misma que se supuso serían de 10% sobre saldos; (iv) pagar los impuestos sobre la renta, los cuales no se presentaron en forma explícita en el flujo de efectivo sino que implícitamente se tomaron en cuenta al aumentar la tasa de descuento en 3.4 puntos porcentuales.

Al usar una tasa de descuento real de 12.75%, el peaje aumenta a 0.795 dólares por MMBtu, es decir 3.1 centavos más alto que el obtenido con una tasa de 12%. La interpretación es similar a la anterior, excepto que el rendimiento sobre los recursos propios es de 16.6%.

Cuadro 51

**FLUJOS DE COSTOS EN MONEDA CONSTANTE Y TARIFA DE PEAJE DEL GASODUCTO VENEZUELA – COLOMBIA DE 20 PULGADAS  
CON BAJO EQUIPAMIENTO DE COMPRESIÓN (937 KM)**

Año		0	1 – 4	5	6 – 9	10	11 – 14	15	16 – 20
Inversión en ductos	Miles de dólares	361,760							
Inversión en unidades de compresión	Miles de dólares	26,719							
Inversión en gas empacado	Miles de dólares	310							
Costo del gas consumido	Miles de dólares		535	535	535	535	535	535	535
Costo de mantenimiento (materiales)	Miles de dólares		3,553	8,256	3,553	8,256	3,553	8,256	3,553
Gastos de operación y administración	Miles de dólares		3,400	3,400	3,400	3,400	3,400	3,400	3,400
Totales	Miles de dólares	388,789	7,488	12,190	7,488	12,190	7,488	12,190	7,488
Caudal	Millones MMBtu/año		78.777	78.777	78.777	78.777	78.777	78.777	78.777
		Total	Inversión			Operación, administración		mantenimiento	y
Costo nivelado (tarifa) de peaje	Dólares / MMBtu	0.764 (a)0.795 (b)	(a) 0.692 (b)			0.104 (a) 0.104 (b)			

**Notas:**

(a) Con WACC real, antes de impuestos = 12.00 % (equivalente a WACC nominal antes de impuestos de 14.24 % y a rendimiento sobre capital propio de 15.10% nominal después de impuestos, con 50% de apalancamiento financiero).

(b) Con WACC real, antes de impuestos = 12.75 % (equivalente a WACC nominal antes de impuestos de 15.0 % y a rendimiento sobre capital propio de 16.60% nominal después de impuestos, con 50% de apalancamiento financiero).



Por otra parte, al triplicar la capacidad de compresión del gasoducto de 20 pulgadas (alternativa 20"AC), el flujo de gas aumenta 20 % para alcanzar 7.2 millones de metros cúbicos por día (94.5 millones de MMBtu por año). La inversión se incrementa en 13%, llegando a 439.8 millones. La participación de las unidades de compresión en la inversión total se eleva a 17.7%, mientras que su consumo de gas aumenta a 2.38% del volumen entregado. Con la mayor capacidad instalada en compresión, los costos anuales de mantenimiento total regular (incluido el ducto) aumentan 33.9% (véase el **cuadro 38**).

Con una tasa de descuento de 12% en términos reales, la tarifa de peaje sería de 0.750 dólares por MMBtu (0.623 por inversión y 0.127 por otros costos), apenas 1.4 centavos inferior a la del gasoducto de baja compresión. En efecto, mientras que hay una reducción en el costo nivelado debido a que la inversión total aumenta en un porcentaje menor que el caudal, este beneficio es en buena medida cancelado por el impacto de los mayores costos de mantenimiento en los equipos de compresión.

Por último, bajo un escenario de alta demanda de gas natural importado por parte de Colombia, la alternativa de gasoducto de 24 pulgadas de diámetro con alta capacidad instalada de compresión (24"AC) permite transportar 11.65 millones de pies cúbicos diarios (153 millones de MMBtu anuales). Los costos de inversión se elevan a 554.2 millones de dólares, con una participación de 21.6% de las unidades de compresión. Con el gasoducto en operación se requiere desembolsar anualmente 12.9 millones de dólares (en moneda constante), de los cuales el 49.7% corresponde a refacciones, materiales y equipos de mantenimiento, el 30.2% a los gastos de administración y sueldos de personal de operación y mantenimiento, y el 20.1% restante al costo del gas consumido en los turbocompresores. Este gas equivale al 2.36% del volumen entregado. Además de los costos anuales regulares se incurre en un costo de 21.1 millones de dólares cada 5 años para reparación mayor de las turbinas. (Véase el **cuadro 39**).

Bajo esta opción de gasoducto, y con una tasa real de 12%, la tarifa de peaje se reduce a 0.589 dólares por MMBtu (0.485 por inversión y 0.104 por otros costos), frente a 0.764 dólares (0.661 y 0.104) de la alternativa 20"BC. Esta apreciable disminución de 0.175 dólares por MMBtu se debe fundamentalmente a la reducción del costo nivelado de inversión; en efecto, mientras que la capacidad de transporte del gasoducto de 24 pulgadas es de casi el doble, la inversión es sólo 43% mayor. El costo nivelado del agregado de los otros rubros de costos es igual en ambas opciones debido a que los desembolsos medios anuales requeridos durante la operación del gasoducto de mayor diámetro son aproximadamente el doble que aquellos del proyecto de 20 pulgadas, similar a lo que ocurre con el caudal transportado.

Por otro lado, el gasoducto de 16 pulgadas de Bahía Las Minas (Panamá) a Puerto Limón (Costa Rica), con una capacidad de transporte de 2.2 millones de metros cúbicos por día (28.9 millones de MMBtu anuales), tiene un costo de inversión de 148.2 millones de dólares, de los cuales 19.7 millones (13.3% del total) corresponden a las unidades de compresión. Además, durante el periodo operativo se requiere desembolsar anualmente casi 5.8 millones de dólares (en moneda constante), de los cuales el 26.3% corresponde a refacciones, materiales y equipos de mantenimiento, el 45.2% a los gastos de administración y sueldos de personal de operación y mantenimiento, mientras que el gas consumido en los turbocompresores (equivalente al 1.89% del volumen entregado) representa una importante proporción (28.5%) debido a la alta valoración del gas en cabecera (3.00 dólares por MMBtu). Los costos quinquenales para reparación profunda de las turbinas son de casi 3.5 millones de dólares. (Véase el **cuadro 40**).

Cuadro 38

**FLUJOS DE COSTOS EN MONEDA CONSTANTE Y TARIFA DE PEAJE DEL GASODUCTO VENEZUELA – COLOMBIA  
DE 20 PULGADAS CON ALTO EQUIPAMIENTO DE COMPRESIÓN (937 KM)**

Año		0	1 – 4	5	6 – 9	10	11 – 14	15	16 – 20
Inversión en ductos	Miles de dólares	361,760							
Inversión en unidades de compresión	Miles de dólares	77,700							
Inversión en gas empacado	Miles de dólares	310							
Costo del gas consumido	Miles de dólares		1,617	1,617	1,617	1,617	1,617	1,617	1,617
Costo de mantenimiento (materiales)	Miles de dólares		4,811	18,486	4,811	18,486	4,811	18,486	4,811
Gastos de operación y administración	Miles de dólares		3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600
Totales	Miles de dólares	439,770	10,028	23,703	10,028	23,703	10,028	23,703	10,028
Caudal	Millones MMBtu/año		94.532	94.532	94.532	94.532	94.532	94.532	94.532
					Total	Inversión	Operación, mantenimiento y administración		
Costo nivelado (tarifa) de peaje		Dólares / MMBtu			0.750 (a)	0.623 (a)	0.127 (a)		
					0.779 (b)	0.652 (b)	0.127 (b)		

(a) Con WACC real, antes de impuestos = 12.00 % (equivalente a WACC nominal antes de impuestos de 14.24 % y a rendimiento sobre capital propio de 15.10% nominal después de impuestos, con 50% de apalancamiento financiero).

(b) Con WACC real, antes de impuestos = 12.75 % (equivalente a WACC nominal antes de impuestos de 15.00 % y a rendimiento sobre capital propio de 16.60% nominal después de impuestos, con 50% de apalancamiento financiero)

**Cuadro 39**

**FLUJOS DE COSTOS EN MONEDA CONSTANTE Y TARIFA DE PEAJE DEL GASODUCTO VENEZUELA COLOMBIA DE 24 PULGADAS  
CON ALTO EQUIPAMIENTO DE COMPRESIÓN (937 KM)**

<b>Año</b>		<b>0</b>	<b>1 – 4</b>	<b>5</b>	<b>6 – 9</b>	<b>10</b>	<b>11 – 14</b>	<b>15</b>	<b>16 – 20</b>
Inversión en ductos	Miles de dólares	434,112							
Inversión en unidades de compresión	Miles de dólares	119,681							
Inversión en gas empacado	Miles de dólares	446							
Costo del gas consumido	Miles de dólares		2,601	2,601	2,601	2,601	2,601	2,601	2,601
Costo de mantenimiento (materiales)	Miles de dólares		6,425	27,489	6,425	27,489	6,425	27,489	6,425
Gastos de operación y administración	Miles de dólares		3,900	3,900	3,900	3,900	3,900	3,900	3,900
<b>Totales</b>	Miles de dólares	<b>554,239</b>	<b>12,926</b>	<b>33,990</b>	<b>12,926</b>	<b>33,990</b>	<b>12,926</b>	<b>33,990</b>	<b>12,926</b>
Caudal	Millones MMBtu/año		152.959	152.959	152.959	152.959	152.959	152.959	152.959
			Total		Inversión		Operación, mantenimiento y administración		
Costo nivelado (tarifa) de peaje	Dólares / MMBtu		0.589 (a)		(a)		0.104 (a)		
			0.612 (b)		0.508 (b)		0.104 (b)		

(a) Con WACC real, antes de impuestos = 12.00 % (equivalente a WACC nominal antes de impuestos de 14.24 % y a rendimiento sobre capital propio de 15.10% nominal después de impuestos, con 50% de apalancamiento financiero).

(b) Con WACC real, antes de impuestos = 12.75 % (equivalente a WACC nominal antes de impuestos de 15.00 % y a rendimiento sobre capital propio de 16.60% nominal después de impuestos, con 50% de apalancamiento financiero).

**Cuadro 40**

**FLUJOS DE COSTOS EN MONEDA CONSTANTE Y TARIFAS DE PEAJE DEL GASODUCTO LAS MINAS – PUERTO LIMÓN  
DE 16 PULGADAS (441 KILÓMETROS)**

Año		0	1 – 4	5	6 – 9	10	11 – 14	15	16 – 20
Inversión en ductos	Miles de dólares	128,160							
Inversión en unidades de compresión	Miles de dólares	19,688							
Inversión en gas empacado	Miles de dólares	389							
Costo del gas consumido	Miles de dólares		1,642	1,642	1,642	1,642	1,642	1,642	1,642
Costo de mantenimiento (materiales)	Miles de dólares		1,511	4,976	1,511	4,976	1,511	4,976	1,511
Gastos de operación y administración	Miles de dólares		2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600
Totales	Miles de dólares	148,237	5,753	9,218	5,753	9,218	5,753	9,218	5,753
Caudal	Millones MMBtu/año		28.885	28.885	28.885	28.885	28.885	28.885	28.885
				Total		Inversión		Operación, mantenimiento y administración	
Costo nivelado (tarifa) de peaje		Dólares / MMBtu		0.903 (a)		0.687 (a)		0.216 (a)	
				0.936 (b)		0.719 (b)		0.216 (b)	

(a) Con WACC real, antes de impuestos = 12.00 % (equivalente a WACC nominal antes de impuestos de 14.24 % y a rendimiento sobre capital propio de 15.10% nominal después de impuestos, con 50% de apalancamiento financiero).

(b) Con WACC real, antes de impuestos = 12.75 % (equivalente a WACC nominal antes de impuestos de 15.00 % y a rendimiento sobre capital propio de 16.60% nominal después de impuestos, con 50% de apalancamiento financiero).

Con una tasa de descuento de 12% en términos reales, la tarifa de peaje sería de 0.903 dólares por MMBtu (0.687 por inversión y 0.216 por otros costos). No obstante que la longitud del gasoducto Minas–Limón (441 kilómetros) es de sólo el 47% que la del proyecto Colombia–Venezuela (937 kilómetros), la tarifa de peaje es mayor debido principalmente a las deseconomías de escala en el rubro de inversión. En efecto, mientras que la inversión total por kilómetro de longitud en el proyecto 16”ML es de 335.8 miles de dólares, en el proyecto 20”AC sólo se eleva a 469.3 miles de dólares (39.8% de incremento) a pesar de que este último tiene una capacidad de transporte de casi 3.3 veces si se le compara con el primero. También influye de manera importante la mayor valoración del gas consumido y, en menor medida, los gastos fijos de operación y administración.

#### 4. Análisis de sensibilidad

Los resultados antes descritos fueron obtenidos a partir de estimaciones razonables de los parámetros relevantes. Sin embargo, siempre habrá incertidumbre acerca de los valores que éstos tendrán en el proyecto real. Con el fin de evaluar el impacto de los cambios en los parámetros base, se realizó un análisis de sensibilidad que muestra el efecto en las tarifas de peaje estimadas para las cuatro configuraciones de gasoducto. Destaca la fuerte sensibilidad de las tarifas respecto al monto de inversión en ductos y a la tasa de descuento. (Véase el **cuadro 41**).

#### 5. Precios de entrega

Como se detalló anteriormente, el costo del gas consumido por los turbocompresores forma parte de la tarifa de peaje. En consecuencia, el precio de entrega de gas natural es simplemente el costo de adquisición en cabecera de gasoducto más la tarifa de peaje. Cabe recordar que los peajes calculados anteriormente corresponden a un escenario de aumento de 2% anual en todos los costos, inclusive el del gas consumido. En consecuencia, como en esta sección se supone precios fijos del gas adquirido, la tarifa de peaje se ajusta para considerar precios del gas consumido sin cambio en moneda corriente, equivalente a 2% de disminución anual en términos reales (véase el último renglón del **cuadro 41**).

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 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 tendrá 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 será de 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 (véase el **cuadro 42**).

Por otra parte, la mayor incertidumbre para el gasoducto Minas–Limón es el precio de adquisición a la salida en Panamá. Como valor de referencia se utilizó el precio probable de gas natural importado de Colombia en Bahía Las Minas, mediante un ducto submarino, analizado en un estudio hecho para el Instituto de Recursos Hidroeléctricos (IRHE) de Panamá. Este precio fue de 3 dólares por MMBtu. Así que se establecieron distintos escenarios para determinar los precios city gate en Puerto Limón con tarifas que varían ligeramente debido al efecto del costo del gas consumido en las unidades de compresión, equivalente a 1.89% del volumen entregado (véase el **cuadro 43**).

**Cuadro 43**  
**PRECIO DEL GAS ENTREGADO EN PUERTO LIMÓN SEGÚN EL COSTO DE**  
**ADQUISICIÓN EN BAHÍA LAS MINAS**

*(dólares corrientes / MMBtu)*

Gasoducto	Caudal (MMmcd)	Costo de adquisición	Peaje	Precio de entrega
16"ML	2.2	2.500	0.888	3.388
16"ML	2.2	2.750	0.892	3.642
16"ML	2.2	3.000	0.896	3.896
16"ML	2.2	3.250	0.901	4.151
16"ML	2.2	3.500	0.905	4.405

**Nota:** El peaje corresponde a un escenario de precios de gas sin cambio en moneda corriente.

**Cuadro 42**  
**PRECIO DEL GAS NATURAL EN FRONTERA DE COLOMBIA SEGÚN EL CAUDAL DEMANDADO**

*(dólares corrientes / MMBtu)*

Gasoducto	Caudal (millones m <sup>3</sup> /día)	Costo de adquisición	Peaje	Precio de entrega
20"BC	6.00	0.720	0.764	1.484
20"AC	7.20	0.720	0.748	1.468
24"AC	11.65	0.720	0.587	1.307

**Nota:** el costo de adquisición incluye 20% de regalías y el peaje corresponde a un escenario de precios de gas sin cambio en moneda corriente.

**Cuadro 41**  
**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA TARIFA DE PEAJE ANTE CAMBIOS EN LOS FACTORES**

*(dólares / MMBtu)*

Gasoducto	20"BC	20"AC	24"AC	16"ML
Tarifa de peaje base, calculada con WACC de 12% en términos reales (dólares / MMBtu)	0.764	0.750	0.589	0.903
	Variación en la tarifa de peaje base (dólares / MMBtu)			
Aumento de tasa real a 12.75%, frente a 12% del caso base	0.031	0.029	0.023	0.033
Variación de 10% en el costo de inversión del ducto	0.062	0.051	0.038	0.059
Variación de 10% en el costo de inversión de los compresores	0.005	0.011	0.010	0.009
Variación de 10% en los gastos de operación y administración	0.005	0.003	0.003	0.009
Aumento del costo de mantenimiento (materiales) de ductos a 1.0% del monto de inversión, Frente a 0.8% del caso base	0.010	0.008	0.006	0.009
Aumento del costo de mantenimiento (materiales) de compresores a 5.5% del monto de inversión, frente a 5.0% del caso base	0.001	0.002	0.002	0.002
Aumento de la capacidad de respaldo de compresores a 100%, frente a 50% del caso base	0.015	0.036	0.035	0.031
Disminución a 70% del factor de corrección por temperatura y altura de la potencia ISO de los turbocompresores, frente a 80% del caso base	0.009	0.021	0.021	0.018
Aumento de 10% en el precio del gas consumido	0.001	0.001	0.002	0.006
Precio del gas consumido sin cambio en moneda corriente, equivalente a disminución anual de 2% en términos reales	0.000	-0.002	-0.002	-0.007

## Bibliografía

---

- Betancourt F, "El mercado de gas natural en Colombia", OLADE/CEPAL/GTZ. Versión Preliminar. Proyecto Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y El Caribe, Quito, Ecuador, junio de 2000.
- Brugman, Alberto, "El mercado de gas natural en Colombia", CEPAL (LC/mex/r.725), 5 de agosto de 1999.
- CEPAL, "Gasoducto Regional México – Istmo Centroamericano, Estudio de Prefactibilidad", (INT.70/23), México D.F., 29 de enero, 1998
- CEPAL, "Gasoducto Regional México – Istmo Centroamericano, Estudio de Prefactibilidad", (INT.70/23), México D.F., 29 de enero 1998.
- Fernández, Luis, "Evaluación de las tarifas de peage y el precio de entrega del gas natural para los proyectos de gasoducto Venexuela – Colombia y Bahía las Minas, Panamá – Puerto Limón, Costa Rica", CEPAL, México D.F., julio de 2000.
- Figuroa de la Vega, F., Nava C., y Campo R., "Mercado de Gas Natural en Venezuela", OLADE/CEPAL/GTZ. Versión Preliminar. Proyecto Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y El Caribe, Quito, Ecuador, octubre 1999.
- FUNDELEC, "Plan Indicativo de Expansión de la Generación e Interconexiones del Sistema Eléctrico Venezolano". Caracas, noviembre 1998
- Mantellini R. Q. "Natural Gas Resource Base of Venezuela" Proceedings of the Global Gas Resources Wokshop. Vail, Colorado, September 1994
- Masters, C.D. et al., "World Petroleum Assesment and Analysis", Proceedings 14th World Petroleum Congress. Stavanger, Norway. John Wiley and Sons Ltd, 1994.
- OLADE, "Proyecto de Integración Gasífera Venezuela – Colombia", Quito, 5 de Junio de 1992.
- OLADE, "Proyecto de Integración Gasífera Venezuela – Colombia", Olade, Quito, 5 de Junio de 1992.

OLADE/CEPAL/GTZ, "Interconexiones y Perspectivas para el Comercio de Gas Natural en América Latina y el Caribe 2000 – 2020". Quito, junio 1999.

PDVSA, "Pronóstico de Ventas de Gas por Sector: Mercados Centro Oriental y Occidental" Gerencia de Mercadeo de Gas. Caracas, 27 de abril de 1998.

Rabinovich, Gerardo A, "Análisis técnico del gasoducto Venezuela –Colombia – Istmo Centroamericano", mimeo, Buenos Aires, marzo de 2000.

### Abreviaturas

#### Unidades

”	Pulgadas
°	K Grados Kelvin
b	Barriles
Btu	British Thermal Unit
cal	Calorías
HP	Hors Power (caballos de fuerza)
kcal	Kilocaloría
kg/cm <sup>2</sup>	Kilogramos por cm <sup>2</sup>
mc	Metros cúbicos
mcd	Metros cúbicos día
mch	Metros cúbicos por habitante
MMBtu	Millones de Btu
MMmc	Millones de metros cúbicos
MMmcd	Millones de metros cúbicos diarios
Msnm	metros sobre el nivel del mar
MW	Megavatios
MWh	Megavatios hora
pcd	Pie cúbico día
tep	Toneladas equivalentes de petróleo
M	Miles (10 <sup>3</sup> )
MM	Millones (10 <sup>6</sup> )
G	Miles de millones (10 <sup>9</sup> )
T	Billones (Tera, 10 <sup>12</sup> )

### Siglas

ALC	América Latina y el Caribe
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CAN	Comunidad Andina de Naciones (Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú, Venezuela)
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CREG	Comisión Reguladora de Electricidad y Gas (Colombia)
ECOPETROL	Empresa Colombiana de Petróleo
ENG	Ente Nacional del Gas
FUNDELEC	Fundación para el Desarrollo Eléctrico (Venezuela)
G3	Grupo de los Tres (Colombia, México y Venezuela)
GTZ	Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH
ICA	Istmo Centroamericano
MEM	Ministerio de Minas y Energía
MERCOSUR	Mercado Común del Sur (Argentina, Brasil, Uruguay y Paraguay)
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía (26 Países Miembros)
PDVSA	Petróleos de Venezuela
PEMEX-GPB	Pemex Gas y Petroquímica Básica
16”ML	Gasoducto de 16 pulgadas de Las Minas a Puerto Limón
20”AC	Gasoducto de 20 pulgadas y alta capacidad de compresión
20”BC	Gasoducto de 20 pulgadas y baja capacidad de compresión
24”AC	Gasoducto de 24 pulgadas y alta capacidad de compresión



---

CAPM	Capital Asset Pricing Model (CAPM)
GLP	Gas licuado de petróleo
GLP	Gas licuado del petróleo
GNC	Gas natural comprimido
GNL	Gas natural licuado
GOR	Gas/Oil Ratio
TIR	Tasa interna de retorno