



La Cadena del  
Gas Licuado  
del Petróleo  
en  
Colombia

0861  
a

Versión 2001-2002



La Cadena del  
Gas Licuado  
del Petróleo  
en  
Colombia

Ministerio de Minas y Energía  
BIBLIOTECA

**Este libro es publicado por**

© Unidad de Planeación Minero Energética

**Director General**

Julián Villarruel Toro

**Coordinación**

Unidad de Planeación Minero Energética UPME

**Subdirector de Planeación Energética**

Camilo Torres T.

**Colaboradores**

Ana Gimena Hernández

Oscar Urrea

Jorge Pinto

John Mauro Castaño

**Pre-Prensa**

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

**Impreso por**

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

Hecho en Colombia

# Contenido

<b>1. PRESENTACIÓN</b>	<b>5</b>
<b>2. OFERTA</b>	<b>6</b>
2.1 PRODUCCION	6
2.1.1. Plan Maestro de la Refinería de Cartagena (PMD)	7
2.1.2. Planta de Alquiler: Refinería de Barrancabermeja	10
2.1.3. Campo Cusiana	10
2.2. IMPORTACION	10
<b>3. DEMANDA</b>	<b>12</b>
3.1. CONSUMO INTERNO	12
3.2. EXPORTACIONES	14
3.3. BALANCE OFERTA / DEMANDA 2001	14
3.4. PROYECCION DE DEMANDA	15
3.4.1. Supuestos de la Proyección Escenario Business As Usual	16
3.4.2. Resultados de la Proyección Business As Usual	20
<b>4. BALANCE</b>	<b>23</b>
<b>5. CALIDAD DEL GAS LICUADO DEL PETRÓLEO</b>	<b>25</b>
5.1. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	25
5.2. COMPOSICIÓN QUÍMICA	26
<b>6. USO DEL GAS LICUADO DEL PETRÓLEO EN PETROQUÍMICA</b>	<b>29</b>
6.1. UNIDAD DE RUPTURA CATALÍTICA DE OLEFINAS	29
<b>7. TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO</b>	<b>32</b>
7.1. INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DEL GAS LICUADO DEL PETROLEO	32
7.2. INFRAESTRUCTURA DE ALMACENAMIENTO	33
<b>8. ESTRUCTURA DE MERCADO</b>	<b>35</b>
<b>9. COMPORTAMIENTO DEL PRECIO</b>	<b>37</b>
<b>10. POLÍTICAS ENERGÉTICAS</b>	<b>41</b>
10.1. Documentos del Consejo Nacional de Política Económica y Social (Conpes) y Programas de Uso del Gas Licuado del Petróleo	41
10.2. Planes Energéticos Nacionales	44

<b>11. POLÍTICA REGULATORIA DE PRECIOS Y TARIFAS</b>	47
11.1 GRAN COMERCIALIZACION	50
11.1.1. Ingreso Máximo por Producto para el Gran Comercializador	50
11.1.2. Ingreso Máximo por Transporte del Gran Comercializador	53
11.2. COMERCIALIZACION MAYORISTA	54
11.3. DISTRIBUCION MINORISTA	54
11.3.1. Factores de Conversión (Galones por Cilindro)	54
<b>12. ANÁLISIS DE MERCADOS</b>	58
12.1 SECTOR RESIDENCIAL	59
12.1. SECTOR INDUSTRIAL	63
<b>13. TEMAS DE COYUNTURA</b>	68
13.1. ABASTECIMIENTO DE GAS LICUADO DEL PETRÓLEO A LA REGIÓN INSULAR: SAN ANDRÉS Y PROVIDENCIA	68
13.2. ABASTECIMIENTO DE GAS LICUADO DEL PETRÓLEO A LA REGIÓN SUR-OCCIDENTAL: TOLIMA, HUILA, CAQUETÁ Y PUTUMAYO	70
13.3. PROPUESTA PARA LA LIBERACION MARGEN DE DISTRIBUCION EN BOGOTA D.C. Y SOACHA	71
13.4. DISTRIBUCION DE GAS LICUADO DEL PETRÓLEO POR REDES	75
13.5. ABASTECIMIENTO DE GAS COMBUSTIBLE PARA CÚCUTA	77
13.6. MANTENIMIENTO, REPARACIÓN Y REPOSICIÓN DE CILINDROS	78
<b>ANEXO 1</b>	
BALANCES OFERTA Y DEMANDA DE GAS LICUADO DEL PETRÓLEO	80
<b>ANEXO 2</b>	
ANEXO ESTADISTICO	82

# 1. PRESENTACIÓN

---

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

Esta nueva edición pretende hacer una presentación mejorada de diversos aspectos del sector del Gas Licuado del Petróleo en Colombia, entre los que se destacan los siguientes: Oferta, incluyendo las implicaciones de proyectos como la expansión de la Refinería de Cartagena, entre otros; Proyecciones de Demanda actualizadas al 2002; Balances Oferta – Demanda 2002 – 2020; Análisis de la estructura de Mercado, Políticas Energéticas relacionadas con el sector del gas licuado del petróleo; y Análisis de aspectos regulatorios.

Adicionalmente, se introduce un capítulo denominado "Temas de Coyuntura", que pretende mostrar los principales temas de actualidad que requieren de definición en el sector.

Finalmente, se incluye un anexo estadístico con información histórica de producción, importaciones, consumo interno y exportaciones, que abarca el periodo 1997 – 2002. De igual forma, en este anexo encontrará información relacionada con las características del sistema de transporte de gas licuado del petróleo y la evolución de los precios del combustible desde 1997 hasta hoy.

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

## 2. OFERTA

El presente capítulo muestra el comportamiento de la oferta de Gas Licuado del Petróleo en el país, incluyendo su producción e importación durante los años 2000, 2001 y hasta marzo de 2002. Además se consideran las implicaciones sobre la oferta del combustible en Colombia, de los siguientes proyectos: Plan Maestro de la Refinería de Cartagena, Planta de Alquileración en la Refinería de Barrancabermeja, y el desarrollo de la producción de gas del campo Cusiana.

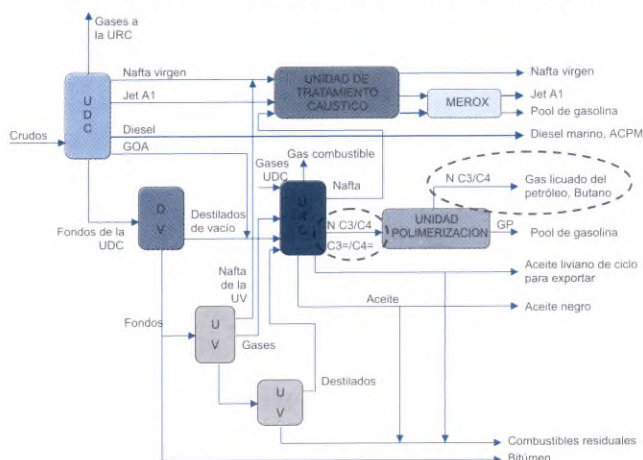
### 2.1 PRODUCCION

Para el año 2000, la producción nacional de gas licuado del petróleo fue un 4.29% superior con respecto al año anterior, con un promedio de 22.4 Miles de barriles por día calendario (KBDC). Mientras que para el periodo Enero - Diciembre de 2001, es estuvo alrededor de los 23.30 Miles de barriles por día calendario (KBDC), lo que implicó un crecimiento del 4% comparado con el mismo periodo para el año 2000.

La producción de gas licuado del petróleo en el país proviene de las refinerías de Cartagena, Apiay y Barrancabermeja.

La refinería de Cartagena con una capacidad de carga de crudo actual de 75 Miles de barriles por día calendario (KBDC) tiene una capacidad de producción de 5.8 Miles de Barriles por día calendario (KBDC) de gas licuado del petróleo, los cuales provienen de la Unidad de Ruptura Catalítica (FCC en el diagrama), de los cuales 3.1 Miles de barriles por día calendario se consumen en la planta de polimerización<sup>1</sup> para la producción de gasolina. El diagrama anexo muestra la configuración actual de la refinería de Cartagena.

**Configuración Actual de la Refinería de Cartagena**



En la gráfica: UDC (Unidad de destilación de crudo); DV (Unidad de destilación al vacío); UV (Unidad viscorreductora); URC (Unidad de ruptura catalítica); GP (Gasolina de la unidad de polimerización); ACPM (Aceite combustible para motores). Los óvalos negros muestran los procesos de producción y utilización del gas licuado del petróleo.

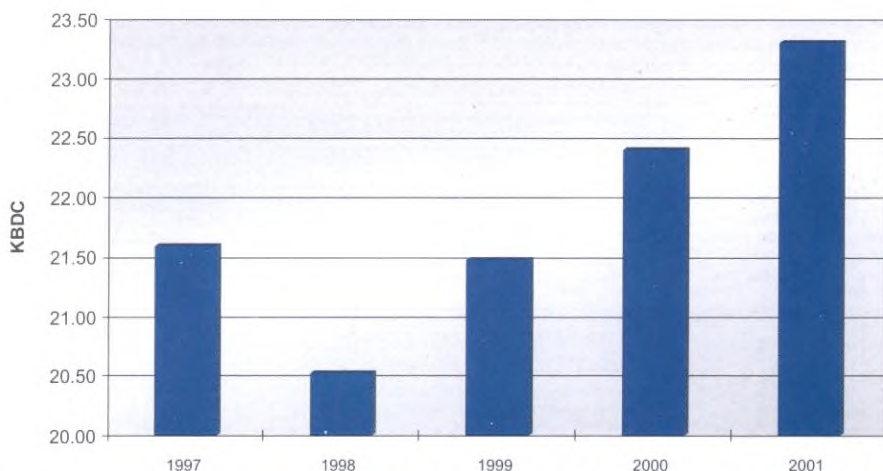
Fuente: Ecopetrol

<sup>1</sup> La planta de polimerización combina las moléculas pequeñas de olefinas para formar unas más grandes (gasolina). El proceso es una reacción, el cual se produce en presencia de un catalizador ácido ortofosfórico, el cual es selectivo sólo con los hidrocarburos no saturados y produce gasolina de alto octano. Los gases que no reaccionan (hidrocarburos saturados) se conocen comúnmente como gas licuado del petróleo.

La refinera de Apiay produce alrededor de 1.5 Miles de barriles por día calendario (KBDC), mientras que la de Barrancabermeja con una carga promedio de crudo de 224 Miles de barriles por día calendario (KBDC), produce alrededor de 19.9 Miles de barriles por día calendario (KBDC) netos de gas licuado del petrleo. Es allí donde se contabiliza la produccion de gas licuado del petrleo de los campos de Provincia, Payoa, Salina, Opn y El Centro, que est alrededor de los 2.56 Miles de barriles por día calendario (KBDC), para una produccion neta de gas licuado del petrleo en Barrancabermeja de 22.41 Miles de barriles por día calendario (KBDC). Lo anterior muestra una capacidad potencial neta de produccion de gas licuado del petrleo de 26.66 Miles de barriles por día calendario (KBDC).

El crecimiento promedio anual de gas licuado del petrleo en el periodo 1997 - 2001 fue del 2%.

**Produccion Anual de Gas Licuado del Petrleo**



En 1998 el descenso en la oferta nacional de gas licuado del petrleo fue del 4.6%, es decir, alrededor de 1,000 Barriles por día calendario (BDC) con respecto a 1997, fue motivado por la discontinuacion del programa de Ecopetrol iniciado en el año de 1997 y denominado "Gas para el Campo".

Fuente: Ecopetrol

En los primeros meses del año 2002 (hasta junio), la produccion promedio ha estado en 22.85 Miles de barriles por día calendario (KBDC), un 1.2% por debajo del nivel del año 2001, también al mes de junio.

Son varias las situaciones que en un futuro pueden incidir sobre la oferta de gas licuado del petrleo en el país como son el Plan Maestro de la Refineria de Cartagena, la entrada en servicio de la Nueva Planta de Alquileria en la Refineria de Barrancabermeja y la produccion de los líquidos del gas del Campo Cusiana.

#### 2.1.1. Plan Maestro de la Refineria de Cartagena (PMD)

El Plan Maestro de la Refineria de Cartagena incluye su modernizacion y expansion para aumentar su capacidad de refinacion de 75 Miles de barriles por día calendario



(KBDC) a 140 Miles de barriles por día calendario (KBDC) y su puesta en marcha a partir del año 2005.

Los objetivos de Ecopetrol con respecto a la ampliación de la Refinería incluyen las siguientes consideraciones:

- Cumplir con la creciente demanda nacional para combustible motor.
- Cumplir con los requerimientos de combustibles limpios
- Cumplir con los requerimientos ambientales
- Maximizar la eficiencia y la confiabilidad a fin de mejorar el posicionamiento competitivo a largo plazo y la rentabilidad.

La refinería tendría una flexibilidad para procesar crudos hasta con 1.3% en peso de Azufre y gravedad API promedio de 27 grados. El esquema propuesto consiste básicamente en las siguientes plantas de proceso:

#### Esquema Propuesto para la Referencia de Cartagena

Nombre	Capacidad (BPD*)
Planta de Crudo	140,000
Unidad de Vacío	70,000
Planta Viscosreductora	25,000
Planta de Ruptura Catalítica	35,000
Planta de Azufre - 1	35.0 TPD
Planta de Reformado de Naftas	30,000
Planta de Destilado Térmico de Gasóleos	15,000
Planta Desulfurizadora de Diesel	45,000
Planta de Hidrógeno, MSCFD**	18.0
Planta de Azufre -2	40.0 TPD
Planta de Azufre -3	40.0 TPD
Separación Propileno Grado Refinería	11,000
Planta de Alquiliación	5,000

BPD\*: Barriles por día

MSCFD\*\*: Millones de pies cúbicos estándar por día

Fuente: Ecopetrol

Finalmente, el Plan Maestro de la Refinería de Cartagena también crea una oportunidad de negocios para que una planta de Olefinas y una planta de coque sean desarrolladas por el sector privado y en consecuencia, suministrar carga para los dos proyectos.

**Producción de Combustibles  
(Miles de Barriles por día Calendario)**

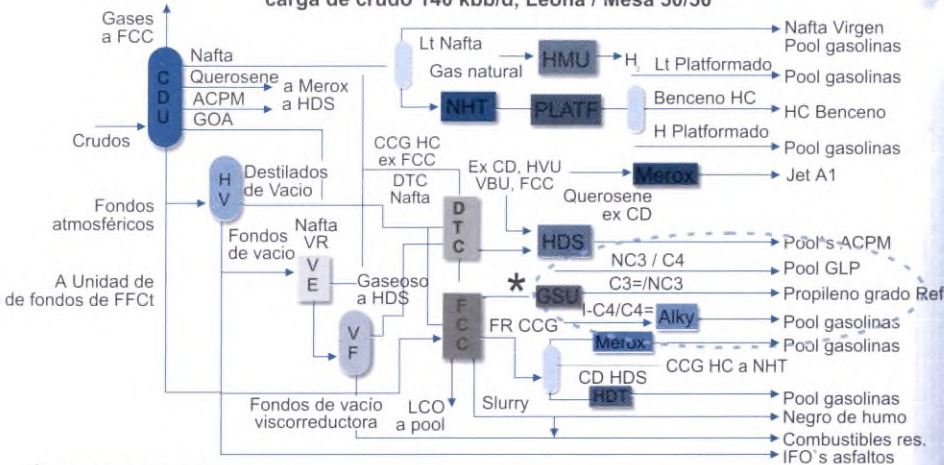
Producción (KBD)	Actual	Con PMD	Diferencia
Proceso de crudo	75.0	140.0	65.0
Gas licuado del petróleo (*)	2.7	10.8	8.1
Nafta virgen	8.8	0.0	-8.8
Gasolinas	19.0	54.2	35.2
Diesel	16.6	43.4	26.8
Jet	7.0	10.3	3.3
Combustoleo, aceite liviano de			
Ciclo, asfalto, arotar	21.0	25.4	4.4
Indices			
Productos blancos (% vol)	72.0	84.7	
Productos negros (% vol)	28.0	18.5	

(\*) La producción actual neta de gas licuado del petróleo corresponde a una producción bruta de 5.8 Miles de barriles por día calendario (KBDC) menos 3.1 Miles de barriles por día calendario (KBDC) que se consumen en la planta de polimerización. La producción bruta futura con el PMD será de 10.8 Miles de barriles por día calendario (KBDC), de los cuales 3.5 Miles de barriles por día calendario (KBDC) se consumirán en la planta de alquilación y 4.0 Miles de barriles por día calendario (KBDC) se destinarán para la producción de propileno grado refinería o como carga para la planta de olefinas.

Fuente: Ecopetrol

**Configuración de la Refinería con el PMD**

**TC Destilados, plataformado, reformado  
de cortes de gasolina**  
carga de crudo 140 kbb/d, Leona / Mesa 50/50



\* Fondos de Vac. a combustibles

El óvalo azul muestra el proceso de producción y utilización del GAS LICUADO DEL PETRÓLEO.  
Fuente: Ecopetrol.

### 2.1.2. Planta de Alquilación: Refinería de Barrancabermeja

El objetivo del desarrollo del proyecto de una nueva planta de alquilación en la refinería de Barrancabermeja es disponer de un esquema de proceso económicamente atractivo para la corriente de Butano/Butilenos, dándole un valor agregado a sus componentes. Aumentar la producción de gasolina en la mencionada planta a 7.07 Miles de barriles por día calendario (KBD), que representa un incremento de alrededor 5.0 Miles de Barriles por día calendario (KBD) y contribuir a la reducción de la contaminación ambiental en Colombia, mediante la obtención de gasolina de alto octanaje, baja presión de vapor y sin contaminantes<sup>2</sup>.

A diciembre de 2001, el proyecto presentaba un avance del 86.0% y se ha proyectado su finalización en el segundo trimestre del año 2002<sup>3</sup>.

Con la entrada en operación de la nueva planta de alquilación se cargará entre 3.0 y 4.0 Miles de barriles por día calendario (KBDC) de gas licuado del petróleo, mientras que en la actualidad carga entre 1.0 y 1.5 Miles de barriles por día calendario (KBDC) lo que reducirá ligeramente la oferta de gas licuado del petróleo.

### 2.1.3. Campo Cusiana

La oferta de los líquidos del gas natural del campo Cusiana está supeditada al incremento en la producción de dicho campo.

De acuerdo con información suministrada por la Empresa Colombiana de Petróleos, considerando la composición química actual del gas de los campos de Cusiana y Cupiagua y una planta de tratamiento de gas de 100 MPCD (con un factor de carga de 100%) y en especificaciones RUT (comparado con un 85% de factor de planta esperado), se espera que el volumen de líquidos que se podrían recuperar sería del orden de 1.156 KBD.

Adicionalmente, la recuperación de líquidos es un valor que va disminuyendo en el tiempo y con las limitaciones operativas de la planta, se llegaría a un punto en el cual la recuperación de líquidos no sería posible.

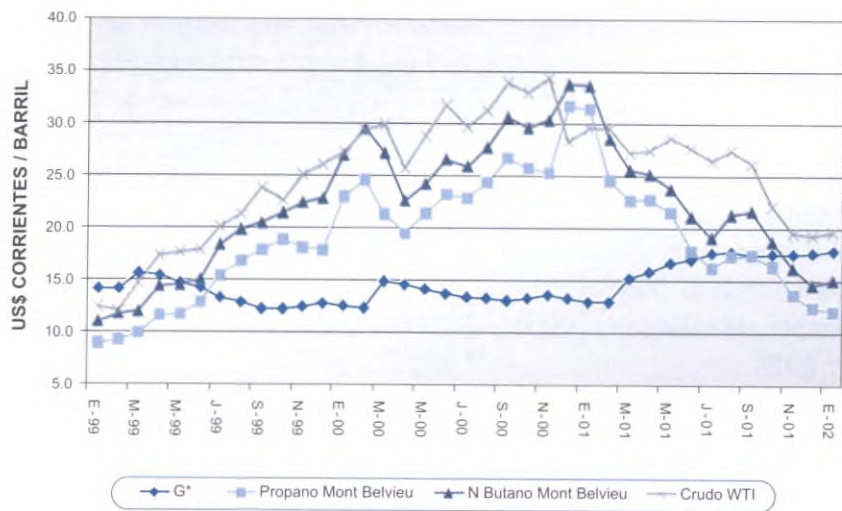
## 2.2. IMPORTACION

A diferencia del año 1999, cuando se importaron en promedio 180 Barriles por día calendario (BDC) de propano, los años 2000 y 2001 se reconocen por la ausencia de importaciones, probablemente por los altos precios del propano que han dominado en esos años producto del alza en el precio del crudo (Ver Gráfica siguiente), más que por un alto crecimiento en la demanda que no generó necesidades de importación.

<sup>2</sup> Ecopetrol. Portafolio de Inversiones en Refinación y Petroquímica.

<sup>3</sup> Ecopetrol. Carta Petrolera No. 100. Marzo - Abril de 2002.

**Comparación Precio Propano, Butano y Crudo West Texas Intermediate en Mont Belvieu; y del Gas Licuado del Petróleo en Colombia**



G\* = El valor corresponde al rubro de la fórmula tarifaria colombiana denominado Ingreso por Producto para el Gran Comercializador (G).

Fuente: Platt's. Pira. Bloomberg.

A junio del año 2002 no se habían reportado importaciones de gas licuado del petróleo.

### 3. DEMANDA

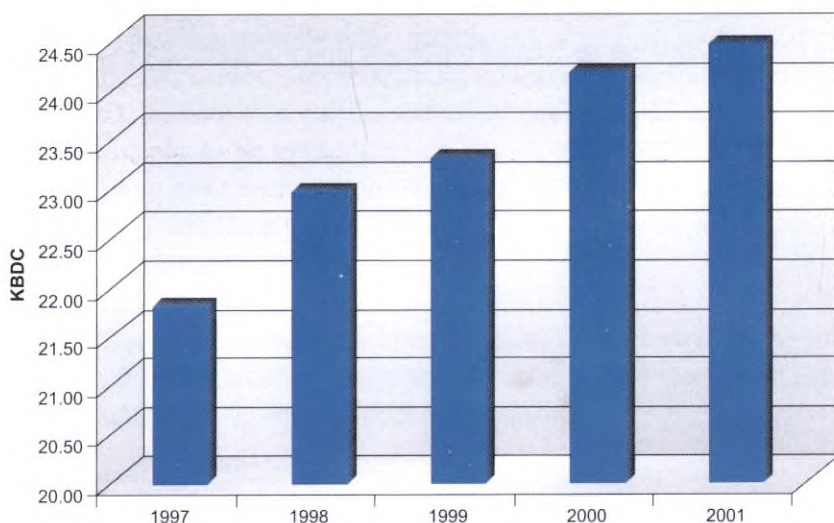
El presente capítulo muestra el comportamiento a nivel nacional de la demanda de gas licuado del petróleo en el país, incluyendo entre otros aspectos su consumo interno y exportaciones durante los años 2000, 2001 y a marzo de 2002.

#### 3.1. CONSUMO INTERNO

El consumo de gas licuado del petróleo creció en el 2000, 3.76% con respecto al año inmediatamente anterior y su nivel promedio diario fue 24.2 Miles de barriles por día calendario (KBDC). Para el año 2001 éste alcanzó los 24.47 Miles de barriles por día calendario (KBDC), un 1.14% superior con respecto al nivel para el año 2000.

El crecimiento del consumo interno de gas licuado del petróleo en el periodo 1997 - 2001 ha sido del 3% en promedio anual. A junio del año 2002, el consumo promedio estaba en 23.05 Miles de barriles por día calendario (KBDC), 5% por debajo del nivel de enero a junio del 2001.

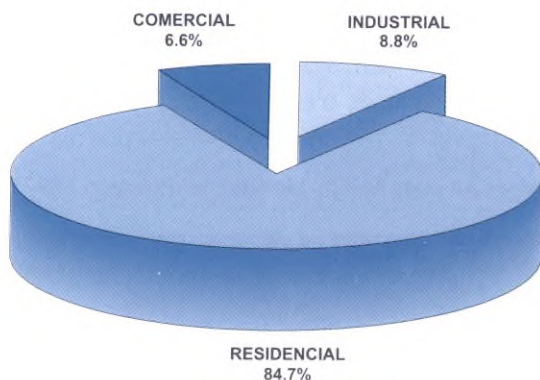
Consumo Interno de Gas Licuado del Petróleo 1997 - 2001



Fuente: Empresa Colombiana de Petróleos.

A nivel de sectores de consumo, el residencial continúa presentando la mayor participación sobre el consumo total nacional con el 85%, 20 Miles de barriles por día calendario (KBDC). Le sigue el sector industrial con el 9% (2.1 Miles de barriles por día calendario) y en tercer lugar el comercial con el 7% (1.6 Miles de barriles por día calendario); tal como muestra la siguiente gráfica.

## Distribución Sectorial del Consumo de Gas Licuado del Petróleo 2001

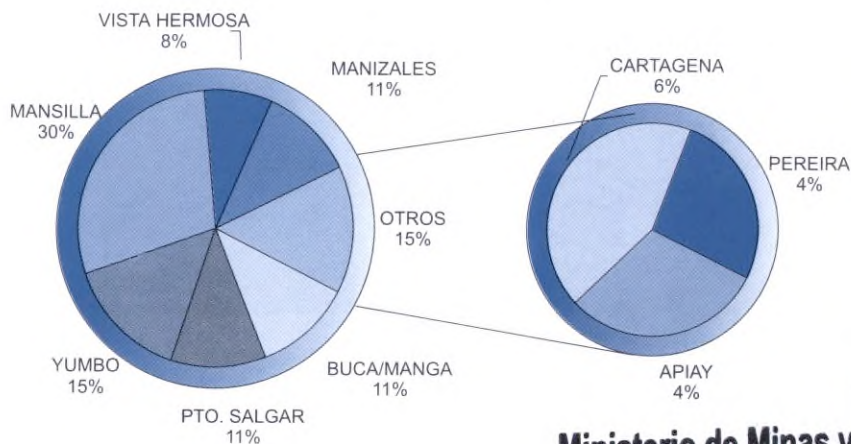


Fuente: Ecopetrol, Unidad de Planeación Minero Energética

Ecopetrol cuenta con 9 terminales de abastecimiento distribuidos en todo el territorio nacional, destacándose el de Mansilla, que participó en el 2001 con el 29.10% sobre el volumen total entregado de gas licuado del petróleo. Desde dicho terminal se abastece a los departamentos de Cundinamarca, Boyacá, Caquetá, Casanare, Huila y Tolima

Le sigue el terminal de abastecimiento de Yumbo que participó con el 14.64% sobre el volumen total entregado de gas licuado del petróleo, abasteciendo a los departamentos de Cauca, Huila, Nariño, Putumayo, Risaralda y Valle. (Ver siguiente gráfica).

### Participación de las Entregas de Gas Licuado del Petróleo por Terminal de Abastecimiento 2001



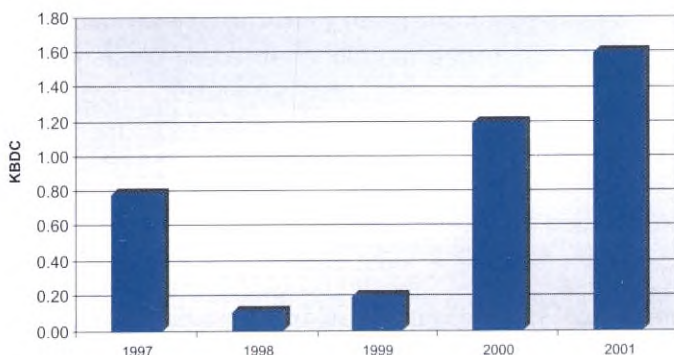
Fuente: Afomdigas

Ministerio de Minas y Energía  
BIBLIOTECA

### 3.2. EXPORTACIONES

En el año 2001 las exportaciones crecieron 34% llegando a 1.59 Miles de barriles por día calendario (KBDC), entre butano y gas licuado del petróleo, en comparación con 1.19 Miles de barriles por día calendario (KBDC) del año 2000. A junio del año 2002, el nivel de exportaciones creció 46% con respecto al primer semestre de 2001, llegando a un nivel de 1.76 Miles de barriles por día calendario (KBDC).

**Exportaciones Anuales de Gas Licuado del Petróleo 1997 - 2001**

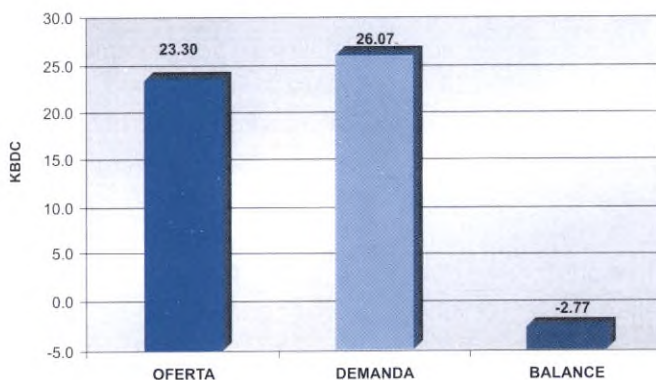


Fuente: Ecopetrol

### 3.3. BALANCE OFERTA / DEMANDA<sup>4</sup> 2001

Para el año 2001 se reconoció una demanda superior a la oferta de gas licuado del petróleo, en alrededor de 2.8 Miles de barriles por día calendario (KBDC), es decir, 1'012,117 Barriles en el año, que fue cubierta con el manejo de inventarios que entre el gran comercializador, los mayoristas y distribuidores (a través de cilindros y tanques estacionarios) alcanzan una capacidad de almacenamiento de 1'600,000 Barriles<sup>5</sup>.

**Balance Gas Licuado del Petróleo 2001**



Elaboración: Unidad de Planeación Minero Energética

<sup>4</sup> Demanda entendida como el consumo interno más exportaciones.

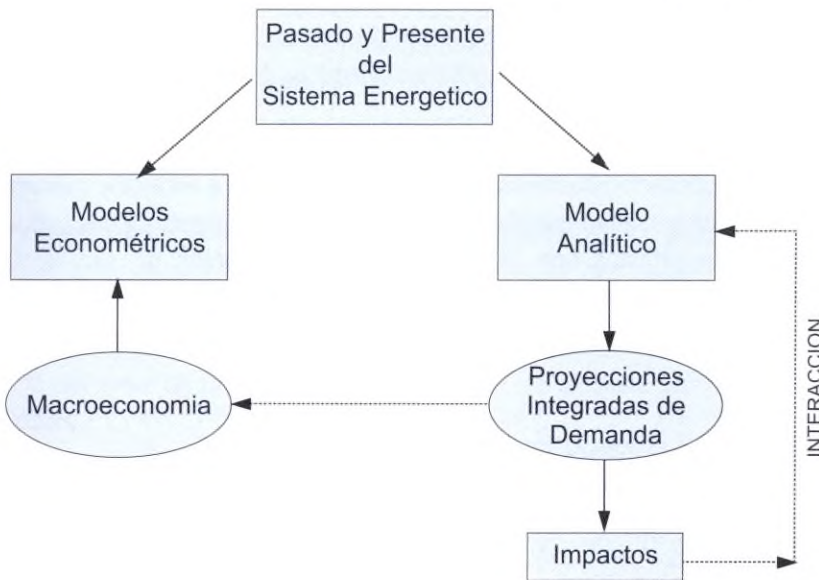
<sup>5</sup> Información obtenida de la publicación SuperCifras, revista No.4, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios; Tarifas de Almacenamiento de Derivados de Petróleo, Informe No.3. Félix Betancourt Aduen; La Cadena del Gas Licuado del Petróleo; Cuaderno No. 2. Unidad de Planeación Minero Energética. Estimado para el año 2000.

### 3.4. PROYECCION DE DEMANDA

La herramienta analítica utilizada por la Unidad de Planeación Minero Energética en sus análisis integrados de proyección de demanda de energía es el módulo Balance del Energy and Power Evaluation Program. Este usa una aproximación de equilibrio no lineal para determinar el balance de oferta de energía con la demanda. En esta formulación se diseña una red energética para trazar el flujo de energía desde las fuentes primarias (petróleo crudo, carbón) hasta las demandas de energía útil (agua caliente residencial, vapor industrial). La demanda es sensitiva a los precios de las diversas alternativas. El precio de la oferta es sensitivo a la cantidad demandada. El módulo Balance trata de encontrar la intersección de las curvas de oferta y demanda. En esta operación, encuentra simultáneamente la intersección para todas las formas de suministro de energía y todos los usos energéticos que se incluyen en la red.

El módulo Balance emplea un conjunto de submódulos, llamados nodos, para representar los diferentes componentes del sistema energético. Los nodos se conectan mediante ductos (links) que ligan dos piezas de información desde un nodo hacia otro: precio y cantidad. Existe libertad para definir sectores de oferta, transformación y demanda, así como los nodos y los links de cada sector, de manera que pueda cubrir los tópicos específicos que el análisis necesita.

#### Metodología de Proyección Integrada de Demanda de Energía



En esta red energética nacional los sectores de la oferta están tratados de manera simplificada pues no se modelaron los recursos de manera física, es decir, por yacimientos o minas específicas, sino que se consideró una estructura de tipo económico. Se agruparon los campos de las diferentes cuencas como recursos



iniciales en el sector petrolero, la extracción de carbón se agrupó como gran minería, mediana minería y pequeña minería. Los yacimientos de gas conservan una estructura de tipo regional: costa, santanderes y llanos.

Para estudiar los escenarios de sustitución se avanzó en la red hasta modelar los usos de energía en los sectores residencial, comercial, industrial y transporte.

Los usos considerados en el sector residencial y para los cuales existe posibilidad de sustitución (o bien de energético fuente o de tecnología de transformación) fueron cocción, subdividida en urbana y rural, calentamiento de agua, iluminación y refrigeración, para los usos de electrodomésticos no existe posibilidad de sustitución. El sector industrial fue modelado como generación de vapor, calor directo, fuerza motriz y otros usos. Sólo en la rama de otros usos no existe posibilidad de sustitución de energéticos. El sector transporte se modeló como urbano e interurbano. El urbano se subdividió en pasajeros privados, pasajeros públicos y carga. El interurbano fue subdividido en pasajeros y carga. El sector comercial es modelado como un solo nodo de demanda que agrupa los requerimientos para calentamiento de agua, cocción y usos cautivos de la electricidad. La demanda de energía en los demás sectores se trata como energía final y su modelamiento es solo econométrico.

A continuación se presenta la última proyección de demanda de gas licuado del petróleo tanto a nivel nacional como regional realizado por la Unidad de Planeación Minero Energética. El periodo de proyección comprende desde el año 2002 hasta el 2015. Esta actualización de la proyección de demanda fue terminada en Marzo de 2002 y recogió los últimos supuestos económicos, de precios y de oferta entre otros.

El nombre del escenario: Business As Usual, corresponde a aspectos meramente nemotécnicos que permiten una fácil identificación del escenario, de sus supuestos y principales resultados con respecto a otros ejercicios de proyección y especialmente con respecto al desarrollo del Plan Energético Nacional que actualmente la Unidad de Planeación Minero Energética está llevando a cabo.

#### 3.4.1. Supuestos de la Proyección Escenario Business As Usual

- Crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB):  
2002 - 2004, expectativas de crecimiento DNP – Ministerio de Hacienda  
2005 - 2015 se mantienen tasas sostenidas del 4.4%, que reflejan la media histórica.
- Expectativas de Crecimiento de la Población:  
De acuerdo al estudio de Proyección de Población 1995 - 2005 del Departamento Administrativo Nacional de Estadística, se tiene que la tasa media de crecimiento anual es de 1.8%. Para el resto del periodo de proyección, la tasa media se mantiene.

- Se considera la salida total del crudo de Castilla como energético a partir del 2002. El consumo de este energético era exclusivo en el sector industrial.
- Se considera la ampliación de la refinería de Cartagena (Plan Maestro), 65 Miles de barriles por día calendario (KBDC) adicionales de carga de crudo a partir del 2005.
- Se mantienen constantes las eficiencias de los procesos de conversión de energía en todos los sectores.
- Supuestos de Precios de los combustibles

Precios domésticos de hidrocarburos tendientes a reflejar el costo de oportunidad internacional y la posibilidad de entrada de nuevos agentes que generen competencia en un entorno de globalización.

Periodo de transición del sistema de precios regulados al de precios libres, tanto de combustibles líquidos como gaseosos.

Se consideran los precios de crudo conforme a las expectativas del mercado. Estabilización en US\$ 21 por barril; de acuerdo con el escenario establecido entre Ecopetrol y la Unidad de Planeación Minero Energética.

Para la determinación del precio del gas natural en boca de pozo al 2005 se aplicaron las resoluciones vigentes a la fecha (resolución 039, resolución 061 y resolución 023). Para el periodo 2006 a 2015 se estableció un precio único nacional en boca de pozo con base en las expectativas de los productores y una evaluación *netback* partiendo de precios de carbón como competidor en la industria y en generación de electricidad, para el establecimiento de precios mínimos y máximos respectivamente, estableciéndose un valor de US\$1.5 por mil pies cúbicos.

Para el gas natural vehicular, en el corto plazo (2001-2005), se consideró paridad entre el valor económico del gas natural vehicular por unidad energética y el valor de una unidad energética de Aceite Combustible para Motores (ACPM); y en el largo plazo una aproximación gradual para reconocer en el costo del combustible el 60% del valor de un equivalente energético de gasolina corriente a partir del año 2008.

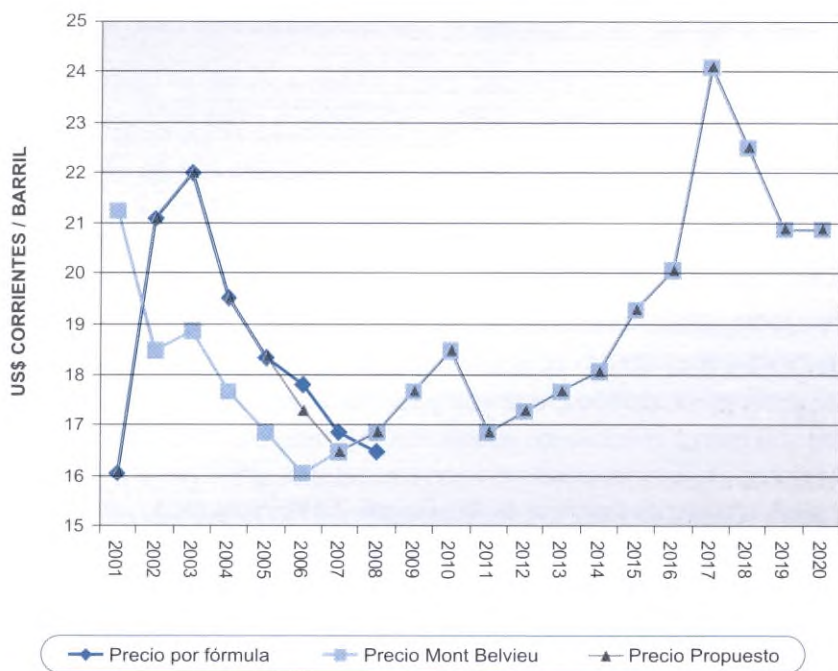
Para la Gasolina Corriente y el Aceite Combustible para Motores (ACPM) se aplicaron las Resoluciones del Ministerio de Minas y Energía 8-2438 y 8-2439 de 1998. Paridad internacional para la gasolina corriente. Escalas porcentuales de 3% al año para Aceite Combustible para Motores (ACPM).

Con respecto a la proyección del precio del GAS LICUADO DEL PETRÓLEO en el periodo 2001 - 2020 se consideraron los siguientes aspectos:

- Comportamiento del precio del propano y del n-butano en el mercado internacional que sigue el del precio del crudo West Texas Intermediate (WTI).
- Estructura tarifaria vigente al momento de la proyección.
- Paridad en el tiempo, entre el rubro del ingreso por producto para el gran comercializador y el precio internacional (mercado de Mont Belvieu) de los líquidos del gas natural (propano y n-butano).
- Devaluación promedio para el año 2002 del 7.77%, para el 2003 de 2.22% y para el periodo 2004 - 2020 del 1.3%, de acuerdo con las últimas proyecciones del Departamento Nacional de Planeación (22/08/01).
- Se mantiene el valor del contenido de butanos y más pesados, conocido en la fórmula tarifaria como alfa (a) en 0.447.
- Se asumen cero (0) importaciones y exportaciones, ya que por una parte no se conocen los planes de importación y exportación de Ecopetrol y por otro lado, el impacto de estas transacciones comerciales sobre el valor del Ingreso por producto para el gran comercializador es mínimo.
- Se considera la entrada de la planta de alquilación en Barrancabermeja, dentro de la producción de gas licuado del petróleo, teniendo en cuenta que es el proyecto más probable de desarrollo.
- Para establecer el año a partir del cual se daría paridad internacional entre el precio interno del producto y el de Mont Belvieu, se compararon éstos dos, el ingreso por producto para el gran comercializador, de acuerdo con la fórmula tarifaria establecida, y el precio del gas licuado del petróleo en Mont Belvieu, considerando el contenido de butanos en el combustible colombiano. De esta forma, se encontró que para el año 2007 la diferencia entre estos dos sería la menor en el horizonte de análisis y por lo tanto se podría en adelante ajustar el precio interno al mercado internacional. El desmorte durante los años 2006 y 2007 fue gradual, disminuyendo el rango de 3 años de promedio móvil establecido en la fórmula tarifaria.
- Se considera una inflación doméstica del 8% para el año 2001, de 6% para el 2002, de 5% para el 2003 y de 4% para el periodo 2004 - 2020.

- El valor del margen de seguridad considera el valor de la Resolución 012 de 2001 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas para el año 2001 y en adelante un ajuste con el Índice de Precios al Consumidor.
- Los márgenes de comercialización mayorista y distribución consideran un ajuste anual con base en el Índice de Precios al Consumidor.
- Los valores del gas licuado del petróleo en cilindro consideran los valores de la Resolución 010 de 2001 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas con los nuevos factores para el cálculo de galones a cilindro.
- La inflación externa se asumió en el 2% promedio anual.

**Proyección Ingreso por Producto para el Gran Comercializador**



El precio por fórmula corresponde al rubro del ingreso por producto para el gran comercializador de acuerdo a las resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

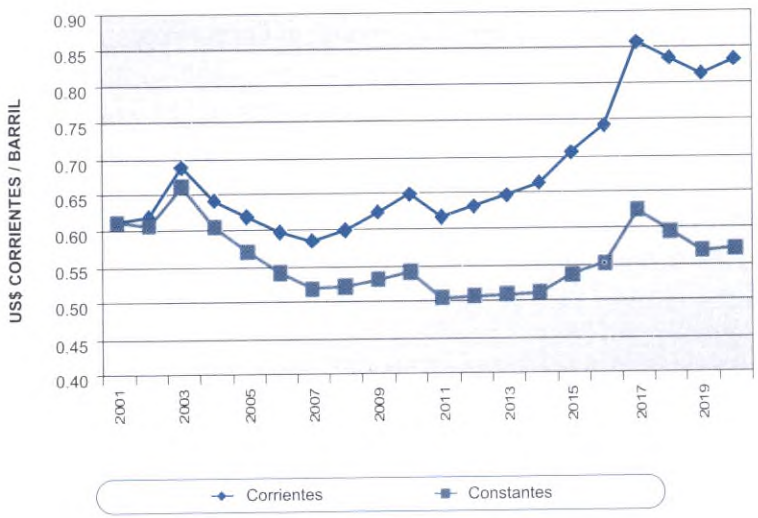
El precio en Mont Belvieu considera una composición del gas licuado del petróleo similar al colombiano.

El precio propuesto considera lo explicado en el párrafo de arriba.

Cálculos: Unidad de Planeación Minero Energética

De esta forma, el precio del gas licuado del petróleo para el periodo 2001 - 2020 crece el 2% promedio anual.

**Proyección Precio Gas Licuado del Petróleo en Carrotanque**



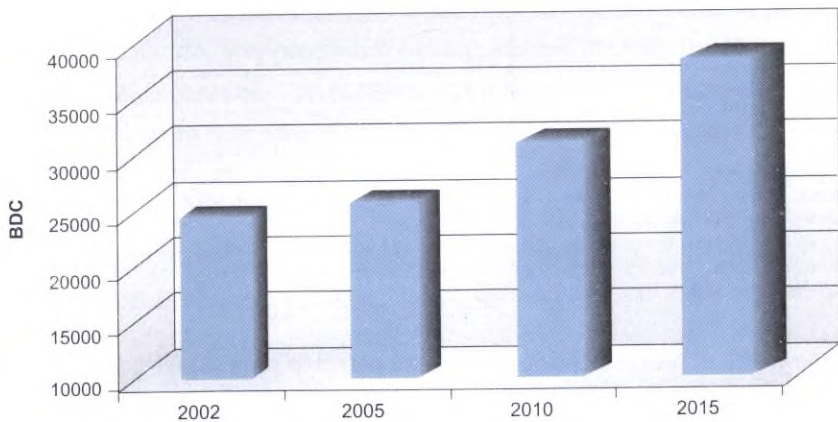
Cálculos: Unidad de Planeación Minero Energética

**3.4.2. Resultados de la Proyección Business As Usual**

Bajo este escenario de proyección, la demanda a nivel nacional muestra un crecimiento promedio anual en el periodo de análisis del 4%, que significa pasar de un nivel de 24.3 Miles de barriles por día calendario (KBDC) en el 2002 a 38.4 Miles de barriles por día calendario (KBDC) en el año 2015.

Como es de esperarse, la tasa de crecimiento más baja (2.0%) se presenta en el periodo 2002-2005, debido al alto dinamismo de la industria del gas natural durante esos primeros años, que compete con el mercado de gas licuado del petróleo y al menor crecimiento económico esperado para esos años.

**Proyección de Demanda de Gas Licuado del Petróleo 2002 - 2015 (Barriles Por Día Calendario)**



Cálculos: Unidad de Planeación Minero Energética

A nivel sectorial, se observa que mientras el industrial mantendrá su participación alrededor del 8% en todo el periodo de análisis, el sector residencial aún cuando seguirá presentando la mayor participación sobre el consumo de gas licuado del petróleo a nivel nacional, esta disminuirá ligeramente desde el 85% en el año 2002 al 81% hacia el final de la proyección (2015). Con respecto al sector comercial se observa un incremento en su participación, pasando del 7% en el año 2002 al 10% en el 2015.

**Proyección Anual de Demanda de Gas Licuado del Petróleo por Sectores 2002 - 2015 (Miles de Barriles por Día Calendario)**

Sector	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Industrial</b>	2.12	2.11	2.12	2.14	2.21	2.29	2.37	2.46	2.55	2.67	2.78	2.91	3.04	3.17
<b>Residencial</b>	20.57	20.67	21.01	21.56	22.28	23.13	23.97	24.80	25.71	26.78	27.87	28.98	30.11	31.23
<b>Comercial</b>	1.63	1.67	1.77	1.91	2.07	2.26	2.44	2.62	2.81	3.04	3.27	3.50	3.75	3.99
<b>Total</b>	24.32	24.45	24.89	25.60	26.56	27.68	28.79	29.88	31.08	32.49	33.92	35.39	36.90	38.39

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, marzo de 2002.

A nivel regional, se observa que la Costa Atlántica presenta la menor tasa de crecimiento durante todo el periodo de análisis (2002 - 2015), el 2.5%, debido principalmente al alto grado de madurez del consumo de gas natural en esta región.

Las regiones Central y Oriental presentan un crecimiento promedio anual del 3.8%, que en términos nominales corresponde a un crecimiento en el consumo de 3.5 Miles de barriles por día calendario (KBDC) y 3.1 Miles de barriles por día calendario (KBDC) respectivamente durante todo el periodo de análisis.

Con respecto a la región Pacífica la proyección de demanda muestra un incremento en el consumo del orden de 1.9 Miles barriles por día calendario (KBDC), que corresponde a un crecimiento promedio anual del 4.3% en el horizonte de proyección.

Finalmente, Bogotá en comparación con el resto de regiones, muestra el mayor crecimiento promedio anual del orden del 8.2% en el periodo 2002- 2015, debido a la alta participación de dicha región en el consumo total nacional de gas licuado del petróleo y al fuerte desarrollo actual del sector gas natural, que hace que en el corto plazo sólo presente un crecimiento en el consumo de gas licuado del petróleo del orden del 2.6% promedio anual (2002-2005) el cual a largo plazo y debido a la saturación del mercado se incrementará un promedio anual del 7% (2005 - 2015).

**Proyección Anual de Demanda de Gas Licuado del Petróleo por  
Regiones 2002 - 2015 (Miles de Barriles por Día Calendario)**

Región	2000	2005	2010	2015
Costa Atlántica	1.56	1.56	1.74	2.00
Oriental	6.85	7.32	8.53	9.93
Central	7.61	8.18	9.57	11.08
Bogotá	4.51	5.15	7.05	9.94
Pacífico	3.66	3.51	4.32	5.57
<b>Total Nacional</b>	<b>24.19</b>	<b>25.72</b>	<b>31.20</b>	<b>38.52</b>

La información para el año 2000 corresponde al dato histórico obtenido del análisis realizado por la Unidad de Planeación Minero Energética de información suministrada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Confedegas y Empresa Colombia de Petróleos.

Costa Atlántica: Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Guajira, Magdalena, San Andrés y Providencia y Sucre.

Oriental: Amazonas, Arauca, Boyacá, Casanare, Cundinamarca, Guainía, Meta, Norte de Santander, Putumayo y Santander.

Central: Antioquia, Caldas, Caquetá, Guaviare, Huila, Quindío, Risaralda y Tolima.

Bogotá se considera como una región independiente debido a su alta participación sobre el consumo total nacional.

Pacífico: Cauca, Chocó, Nariño y Valle.

Cálculos: Unidad de Planeación Minero Energética

## 4. BALANCE

En este capítulo se determina el excedente ó déficit anual de gas licuado del petróleo en el periodo 2002 - 2020, con base en el escenario de proyección de demanda denominado Business As Usual y en la proyección de oferta asumida como base, cuyas consideraciones se explican adelante.

Con respecto a la demanda, los supuestos y consideraciones aplicadas al escenario Business As Usual fueron presentadas en el capítulo anterior.

Con respecto a la oferta, el escenario denominado base considera básicamente los siguientes aspectos:

- El nivel de producción de la refinería de Apiay se mantiene durante todo el periodo de análisis (2002 - 2015).
- La producción de gas licuado del petróleo proveniente de los campos disminuye debido a la declinación normal de éstos.
- La nueva planta de alquilación de la refinería de Barrancabermeja entra a partir del año 2002.
- El Plan Maestro de la Refinería de Cartagena entra a partir del año 2005.

Las implicaciones de los diferentes proyectos sobre el nivel de producción de gas licuado del petróleo en el país, fueron explicados en el capítulo de oferta.

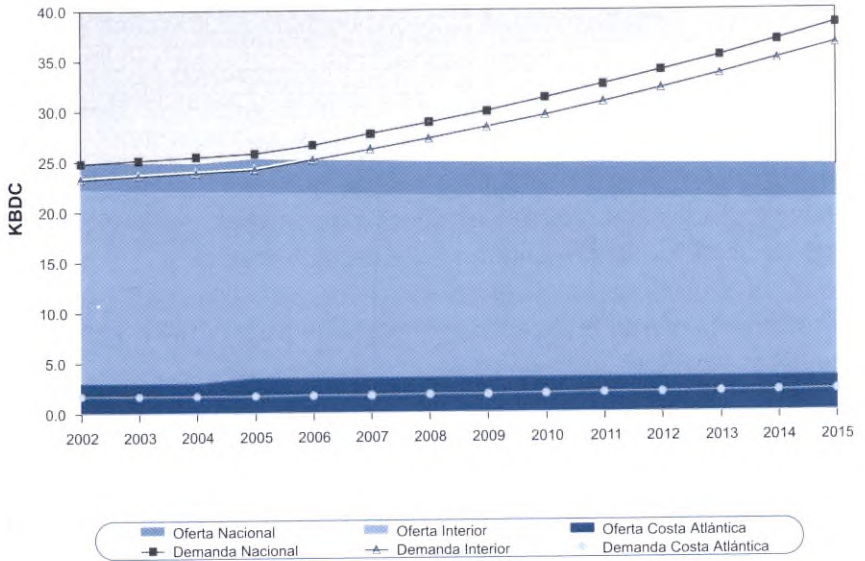
Bajo los supuestos mencionados, se observa que la oferta de la Costa Atlántica es suficiente para atender la demanda durante todo el periodo de proyección sucediendo todo lo contrario en el interior del país, donde a partir del 2002 se observan déficits que alcanzan los 2.4 Miles de barriles por día calendario (KBDC) en el 2005, 8.2 Miles de barriles por día calendario (KBDC) en el 2010 y 15.6 Miles de barriles por día calendario (KBDC) en el 2015.

A nivel nacional, y considerando que los excedentes de la Costa Atlántica son transportados al interior del país, se presenta déficit de gas licuado del petróleo a partir del año 2003 en alrededor de 340 Barriles por día calendario (BDC). En el año 2005 el déficit alcanza los 700 Barriles por día calendario (BDC), los cuales pueden ser cubiertos con los líquidos que se obtendrían del gas de los campos de Cusiana/Cupiagua; sin embargo, a futuro, y como ya se mencionó en el respectivo capítulo de Oferta, el volumen de tales líquidos dependerá del nivel de producción de gas, y de las variaciones de las condiciones del yacimiento (presión y temperatura).

En el 2010 el déficit alcanza los 6.6 Miles de barriles por día calendario (KBDC) y en el 2015 de 14.3 Miles de barriles por día calendario (KBDC).



**Balance de Gas Licuado del Petróleo 2002 - 2015 - Demanda Business As Usual y Oferta con Planta de Alquiler y Plan Maestro de la Refinería de Cartagena**



Cálculos: Unidad de Planeación Minero Energética

En el Anexo 1 se muestra otro balance de gas licuado del petróleo considerando una expectativa diferente en la oferta del combustible.

## 5. CALIDAD DEL GAS LICUADO DEL PETRÓLEO

En este capítulo se establecen las especificaciones técnicas del gas licuado del petróleo producido en el país y la composición química del combustible proveniente de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena. Además, muestra las implicaciones que sobre la composición química del gas licuado del petróleo tendrán los proyectos de la ampliación de la Refinería de Cartagena y la nueva planta de alquilación en la refinería de Barrancabermeja.

### 5.1. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

El gas licuado del petróleo es un gas inflamable a temperatura ambiente y presión atmosférica, por lo tanto deben aplicarse los estándares establecidos para el diseño de todas las instalaciones para su uso y manejo tales como tanques de almacenamiento, tuberías y plantas de llenado.

#### Gas Licuado del Petroleo

Clase: Gas Combustible Doméstico

Fecha de Actualización: Enero de 2001

Propiedades Método Unidades Especificación

	ASTM	Unidades	Mínimo	Máximo
Presión de Vapor a 37.8°C (1)	D 1267 (2)	mL/100mL		0.5
Residuo Volátil	D 1796	mL/100mL		2.0
Temperatura de Evaporación, 95% Volumen	D 4294 (1)	g/100g		1.7
Pentano y Fracciones más Pesadas	D 287		Reportar	
Material Residual	D 4868 (2)	kJ/kg	41500	
Residuo sobre evaporación de 100 mililitros	D 97	°C (°F)	60 (140)	15 (59)
Gravedad Específica 15.6/15.6°C	D 93	°C (°F)	180	
Corrosión Lámina de Cobre	D 445	SSF		300
Contenido de Agua Libre (3)				

NOTAS: Las presiones de vapor permisibles de los productos clasificados como mezclas propano - butano no deben exceder 1380 Mil pascales (kPa) y adicionalmente no deben exceder los valores calculados de las siguientes relaciones entre la presión del vapor observada y la gravedad específica observada.

Presión de vapor máxima = 1167 - 1880 (densidad relativa a 15.6/15.6°C)

Una mezcla específica debe designarse por la presión de vapor a 37.8°C, en Miles de pascales (kPa). Para cumplir con la especificación, la presión de vapor de la mezcla debe estar entre +0 y -68.9 Mil pascales (kPa) de la presión de vapor especificada.

Método alternativo ASTM 2598

La presencia o ausencia de agua deberá ser establecida por inspección visual de las muestras sobre las cuales se determina la gravedad específica.

Fuente: Catálogo de Productos. Gases Industriales y Domésticos. Empresa Colombiana de Petróleos.

Es importante tener en cuenta que el gas licuado del petróleo genera vapores desde una temperatura de  $-42^{\circ}\text{C}$ , los cuales al mezclarse con el aire en proporciones entre 1.9 y 9.5 % en volumen, forman mezclas inflamables y explosivas y como tiene una densidad aproximadamente 1.8 veces mayor que la del aire, un escape puede ser muy peligroso debido a que sus vapores tienden a concentrarse en zonas bajas y donde hay mayor riesgo de encontrar puntos de ignición tales como interruptores eléctricos, pilotos de estufas de gas, tomas de corriente eléctrica, lámparas y puntos calientes.

Al evaporarse el gas licuado del petróleo ocupa en forma gaseosa un volumen aproximado de 250 veces su volumen en forma líquida.<sup>6</sup>

## 5.2. COMPOSICIÓN QUÍMICA

El gas licuado del petróleo producido en la Refinería de Barrancabermeja es un producto con alto contenido de insaturados<sup>7</sup>. Sin embargo, con el desarrollo del proyecto de la planta de alquilación, se disminuirá el contenido de olefinas del *pool* de gas licuado del petróleo, debido a que la carga de ese producto aumentará (ver ítem 1.1.2.).

**Composición del Pool de Gas Licuado del Petróleo de la Refinería de Barrancabermeja**

	COMPOSICIÓN (% MOLAR) 2001	COMPOSICIÓN (% MOLAR) CON PLANTA ALQUILACION
Etano/Etileno	0.02	0.02
Propano	17.09	20.26
Propileno	21.03	24.94
Iso - Butano	21.02	16.79
N - Butano	12.28	14.56
Butilenos	28.04	22.80
C5+	0.52	0.62

Fuente: Empresa Colombiana de Petróleos - Vicepresidencia de Refinación y Mercadeo

El gas licuado del petróleo producido en la Refinería de Cartagena es un producto con alto contenido de propano y butano. Adicionalmente, con el desarrollo del Plan Maestro de la Refinería de Cartagena el contenido de éstos se incrementará como muestra la siguiente tabla.

<sup>6</sup> Catálogo de Productos. Gases Industriales y Domésticos. Empresa Colombiana de Petróleos.

<sup>7</sup> Material insaturado: etileno, propileno, butileno. En estos la molécula ha reemplazado o presenta ausencia de dos hidrógenos para formar un enlace doble carbono-carbono.

### Composición del Pool Gas Licuado del Petróleo de la Refinería de Cartagena

	COMP.(% MOLAR) 2001	% MOLAR CON PMD*
Propano	30.49	35
Propileno	14.48	
Iso - Butano	37.68	65
N - Butano	7.69	
Butilenos	9.35	
C5+ y más pesados	0.31	

\* Corresponde a la composición del GAS LICUADO DEL PETRÓLEO destinado a consumo en el país como combustible.

Fuente: Ecopetrol - Vicepresidencia de Refinación y Mercadeo

Desde el año 1997, la Comisión de Regulación de Energía y Gas estableció dentro de las fórmulas tarifarias aplicables a los grandes comercializadores (Ecopetrol) un valor de 0.541 que representaba el contenido promedio de butanos y más pesados.

Sin embargo, de acuerdo a las participaciones porcentuales de los componentes del pool de gas licuado del petróleo de las diferentes refinerías, se observa que el contenido de butanos y más pesados supera el valor establecido. En la refinería de Barrancabermeja la cual aporta el 84% de la producción nacional, alcanza un promedio del 62% mientras que la refinería de Cartagena cuya participación en la producción nacional es del 10%, el mencionado contenido alcanza el 54.7%.

Teniendo en cuenta la calidad del gas licuado del petróleo reportada por la Empresa Colombiana de Petróleos y a que la concentración de butano y más pesados corresponde aproximadamente al 62% de la mezcla, la Comisión de Regulación de Energía y Gas a través de la Resolución 011 de 2001 decidió fijar el valor del contenido de butanos y más pesados en 0.447, considerando<sup>8</sup>:

1. Económicamente es más eficiente para la prestación del servicio público de gas licuado del petróleo, utilizar altas concentraciones de propano frente a las de Butano y sus derivados, por cuando éstos últimos tienen un valor agregado significativo cuando se utiliza con fines diferentes al combustible, lo cual se refleja en su precio internacional.
2. Desde el punto de vista energético, se tiene información en el sentido que en cualquier condición climática de la geografía nacional, una mezcla de gas licuado del petróleo con mayor contenido de propano presenta un comportamiento adecuado para su uso como combustible.

<sup>8</sup> Resolución Comisión de Regulación de Energía y Gas 011 de 2001.

3. Las especificaciones técnicas de gran parte de los equipos y recipientes que se utilizan en la actualidad para la prestación del servicio público domiciliario de gas licuado del petróleo, no son de manufactura adecuada para una transición inmediata hacia una mezcla donde la participación de propano sea superior al 55.3%.

El impacto de la resolución se observa en el decrecimiento aproximado de 1.4% (\$13.68 pesos por galón) sobre el valor del Ingreso Máximo por producto del gran comercializador.

Precio Ingreso Máximo por Producto para el Gran Comercializador	Precio (\$/galón)	Variación Precio 2001/2000 (%)
Año 2000 ( $\infty$ : 0.541)	696.85	
Ejercicio con resolución Creg 084/97*	995.51	42.9 %
Ejercicio con resolución Creg 011/01**	981.83	40.9 %

\* Resolución Comisión de Regulación de Energía y Gas 084/97.  $\infty$  (Contenido de Butanos y más pesados)=0.541.

\*\* Resolución Comisión de Regulación de Energía y Gas 011/01.  $\infty$  = 0.447.

Cálculo: Unidad de Planeación Minero Energética

## 6. USO DEL GAS LICUADO DEL PETRÓLEO EN PETROQUÍMICA

La importancia del gas licuado del petróleo dentro de la industria petroquímica radica en que éste puede ser materia prima para la producción de petroquímicos básicos, con los que hoy en día el país no cuenta.

La zona de Mamonal en Cartagena tiene varias empresas privadas que presentan plantas de derivados petroquímicos para la producción de Cloruro de Polivinilo (PVC), Polipropileno (PP) y Poliestireno (PS).

Se carece de una integración de la cadena petroquímica, debido principalmente a la falta de Olefinas y Aromáticos como materia prima para la producción de otros petroquímicos. Sin embargo, el enlace lo podría constituir la instalación de la unidad de ruptura catalítica de olefinas junto con la expansión de la refinería de Cartagena.

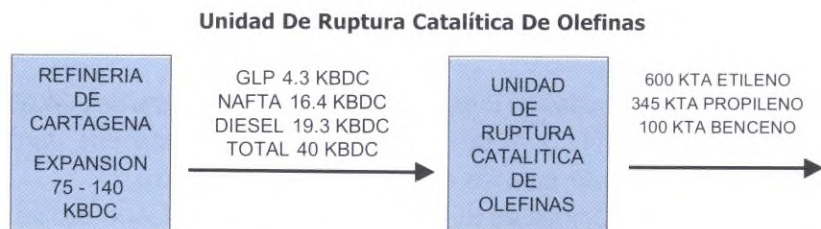
Ante la carencia de una producción de Olefinas y Aromáticos en el país (Etileno, Propileno, Butileno y Benceno) en cantidad suficiente para cubrir la demanda, se importan en la actualidad estos petroquímicos básicos.

### 6.1. UNIDAD DE RUPTURA CATALÍTICA DE OLEFINAS

La Compañía Promotora de Olefinas y Aromáticos del Caribe S.A está impulsando un proyecto privado, que consiste en construir una planta de olefinas y polietilenos en Cartagena.

El objetivo de la Unidad de Ruptura Catalítica es proveer las olefinas para producir petroquímicos derivados en cantidad suficiente, de manera que se cubra la demanda nacional, lo que generaría beneficios para el país por la generación de divisas, al sustituir importaciones y generar exportaciones de productos petroquímicos.

A continuación se presenta el diagrama de flujo de la Unidad de Ruptura Catalítica de Olefinas unido con la expansión de la refinería de Cartagena.



En la gráfica: KBDC (Miles de barriles por día calendario); KTA (Miles de Toneladas al año); GLP (Gas licuado del petróleo)

Elaboración: Unidad de Planeación Minero Energética

Las materias primas de la Unidad de Ruptura Catalítica de Olefinas podrían ser 40 Mil barriles por día (KBPD) de derivados entre gas licuado del petróleo, Nafta Virgen y Diesel que son productos que vienen de la expansión de la Refinería de Cartagena, en esta Unidad de Ruptura Catalítica se obtendrían 600 Mil toneladas al año (KTA) de Etileno, 345 Mil toneladas al año (KTA) de Propileno y 100 Mil toneladas al año (KTA) de Benceno, además existiría una planta de Polietilenos que Producirían 450 Mil toneladas al año (KTA) de Polietilenos (Alta Densidad, Lineal de Baja Densidad).

La inversión en este proyecto de la Unidad de Ruptura Catalítica ascendería a US\$ 859 millones de dólares de los que se espera que US\$ 560 millones de dólares provengan de inversión extranjera.

#### Requerimientos de inversión para el proyecto de Olefinas y Polietilenos

Plantas	Inversión (Millones de US\$)
Olefinas	466
Polietilenos	273
Proyectos en infraestructura asociada	120
Total	859

Fuente: Promotora de Olefinas y Aromáticos, Memorias al Congreso de Ingeniería Química. 2001

El gas licuado del petróleo es una de las principales materias primas para la Unidad de Ruptura Catalítica de Olefinas, anteriormente en el año 1996 se condujo un estudio de prefactibilidad de una planta de Olefinas en Cartagena basada en el gas licuado del petróleo de la producción de gas asociado de los principales campos petroleros de Colombia. Esta propuesta fue olvidada debido a diferentes factores como por ejemplo: la falta de certeza sobre el futuro de los planes de desarrollo del gas asociado, la magnitud del capital y los factores de riesgo involucrados en el desarrollo de tubería desde los campos petroleros del interior del país hasta Cartagena.

Existe una opción a largo plazo de producción de Olefinas en el país a partir de los líquidos del gas natural (Etano y gas licuado del petróleo) de Cusiana y Cupiagua, por lo tanto esta nueva Unidad de Ruptura Catalítica se debería ubicar en el interior del país, las opciones que podrían llevarse a cabo serían:

- Procesamiento en la Unidad de Ruptura Catalítica de una mezcla de LGN (Etano-gas licuado del petróleo), esta opción es valida si existe una demanda principalmente enfocada para los coproductos de propileno.
- Procesamiento en la Unidad de Ruptura Catalítica de solo Etano que se daría para la producción de etileno.

- La deshidrogenación selectiva de propano produciría principalmente propileno y etilenos.

En la refinería de Barrancabermeja, alrededor de 4,000 barriles por día de propileno son producidos y enviados al *pool* de gas licuado del petróleo, se han hecho estudios para mirar la posibilidad de la extracción del propileno de la corriente de la refinería.

Sin embargo, Ecopetrol aduce que por ahora la utilización de ese propileno no es posible como materia prima petroquímica pues se requiere para abastecer el gas licuado del petróleo del mercado doméstico de combustibles, pues si se llega a extraer el propileno se daría un déficit en el *pool* del gas licuado del petróleo. Adicionalmente, hay problemas de logística para el transporte del propileno recobrado entre Barrancabermeja y Cartagena.





## 7. TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO

A continuación se presenta la infraestructura actual de transporte de gas licuado del petróleo, y se establecen los parámetros regulatorios que establecen la capacidad de almacenamiento de la que deben disponer tanto comercializadores como distribuidores.

### 7.1. INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DEL GAS LICUADO DEL PETRÓLEO

La infraestructura actual de transporte de gas licuado del petróleo está formada por los siguientes sistemas de propanoductos y poliductos, así:

**PROPANODUCTOS:** Galán - Puerto Salgar, Puerto Salgar -Mansilla y Mansilla - Vista Hermosa.

**POLIDUCTOS:** Puerto Salgar - Mariquita, Mariquita - Cartago, Cartago - Yumbo y Galán - Bucaramanga, tal como muestra la figura de la página siguiente.

El sistema de transporte al interior del país del gas licuado del petróleo producido en la refinería de Cartagena o importado por ese punto, utiliza los muelles fluviales de las refinerías de Cartagena y de Barrancabermeja. Sin embargo, el transporte fluvial está determinado por factores como: la navegabilidad del río Magdalena, la seguridad, los equipos de transporte y el tráfico fluvial. La capacidad de transporte fluvial utilizada es de 45,000 Barriles al mes, es decir unos 1,500 Barriles por día aunque la capacidad efectiva alcanza los 75,000 Barriles al mes (2,500 Barriles por día).

Con respecto al muelle marítimo de la refinería de Cartagena, por donde se realizan las importaciones y exportaciones de gas licuado del petróleo, éste permite el recibo de buques pequeños, con un cargamento máximo de 30,000 Barriles.

A pesar de contar con infraestructura disponible, el actual esquema de transporte utilizado para el gas licuado del petróleo deja a departamentos como Tolima, Huila, Caquetá y Putumayo, aislados del sistema, lo que genera un sobrecosto por concepto de transporte durante la distribución del combustible, en el precio de venta al usuario final.

La distribución de gas licuado del petróleo por cualquier medio de transporte desde el sitio de producción hasta el usuario final se considera un servicio público domiciliario y está regida por la Ley 142/94 y por la Resolución Comisión de Regulación de Energía y Gas 074/96.

## INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE GAS LICUADO DEL PETRÓLEO



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética

### 7.2. INFRAESTRUCTURA DE ALMACENAMIENTO

La capacidad de almacenamiento de gas licuado del petróleo en el país está distribuida entre los diferentes agentes de la cadena comercial a saber, gran comercializador, comercializador mayorista, y distribuidor.

La Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 074 de 1996, determinó que las plantas almacenadoras de los comercializadores mayoristas, debían cumplir con una capacidad mínima de almacenamiento del 25% del volumen mensual manejado. Además, para el cumplimiento de dicha disposición sólo se contabilizaría la capacidad nominal de los tanques estacionarios que la planta

almacenadora tenía instalados para el almacenamiento, manejo y entrega mayorista de gas licuado del petróleo.

De otro lado, los comercializadores mayoristas que tuviesen una capacidad de almacenamiento inferior, tenían para complementarla un plazo de un año contado a partir de la expedición de dicha resolución (1996).

Posteriormente a través de la Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 083/97 definió el factor de almacenamiento como la relación entre la capacidad nominal de los tanques estacionarios instalados por el comercializador mayorista y la capacidad mínima de almacenamiento exigida por la Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 074/96. Dicha disposición aplicaría a partir del 20 de septiembre de 1997, al finalizar el plazo establecido en la Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 74/96.

También determinó que a partir de la segunda anualidad de aplicación de las fórmulas tarifarias las plantas almacenadoras de los comercializadores mayoristas deberían mantener como mínimo un inventario promedio de gas licuado del petróleo del 25% del volumen promedio mensual manejado en los últimos 12 meses.

El gran comercializador tendría en cuenta al momento de facturar si el comercializador mayorista cumplía o no con la capacidad definida a través de la resolución, por medio de la afectación directa a su margen, de tal forma que los valores se le reconocían al gran comercializador para que pudiera suplir la falta de capacidad de almacenamiento del comercializador mayorista respectivo y por lo tanto, garantizar la prestación del servicio en forma eficiente, continua, ininterrumpida y segura.

Sin embargo, la Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 008 de 1999 definió que las plantas almacenadoras de los comercializadores mayoristas deberán mantener un inventario de gas licuado del petróleo, de acuerdo con los requerimientos que exija la atención del mercado por ellos abastecido, quitando restricciones impuestas en lo referente a la capacidad de almacenamiento.

La capacidad de almacenamiento de los comercializadores mayoristas alcanza los 234 Mil barriles, mientras que la de la Empresa Colombia de Petróleos como gran comercializador alcanza los 278 Mil barriles.

Con respecto a la capacidad de almacenamiento de los distribuidores, la Resolución 074/96 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, define que toda planta de envase cuyo volumen de suministro mensual sea igual o superior a 30,000 galones, debe disponer de un almacenamiento estacionario con capacidad mínima equivalente al 20% del volumen suministrado.

## 8. ESTRUCTURA DE MERCADO

En el mercado de gas licuado del petróleo en el país se reconocen los siguientes agentes: gran comercializador, el llamado comercializador mayorista, el distribuidor y transportador.

El gran comercializador es quien importa o produce gas licuado del petróleo para el suministro al por mayor a los comercializadores mayoristas, a través de tubería, carrotanque y/o vía fluvial y el almacenamiento y la entrega lo realiza en los terminales de entrega. De otro lado, el comercializador mayorista es quien almacena, maneja y suministra el combustible a granel a distribuidores, por medio de vehículos tanque y lo almacena en las plantas de abasto o almacenadora. Finalmente, el distribuidor es quien suministra el combustible por medio de tanques estacionarios, red local y/o cilindros y lo almacena en la planta envasadora, depósito o expendio.

La siguiente tabla, muestra la evolución en el periodo 1999 - 2001 de los agentes que componen la cadena comercial del gas licuado del petróleo.

Agente	1999	2000	2001***	Principales Agentes 1999*	Principales Agentes 2000*	Principales Agentes 2001*
	Número de agentes					
Gran comercializador	1	1	1	Ecopetrol	Ecopetrol	Ecopetrol
Comercializador Mayorista	28	28	28	Almagas; Asogas	Almagas; Asogas; Colgas	Almagas; Colgas; Asogas
Distribuidores	149	144	130	Colgas Occ; Unigas de la Sabana; Gasan; Colgas; Ramírez; González Rojas; Norgas; Gases de Antioquia	Colgas de Occidente; Cia. Col. De Gas; Gasan; Ramírez González Rojas; Unigas Colombia; Norgas	Colgas Occidente; Ramírez González Rojas; Colgas; Unigas Col; Gasan

\* Se mencionan las empresas que tienen alrededor del 25% del mercado.

\*\*\* De acuerdo con estadísticas de enero a marzo / 2001.

Fuente: Confedegas.

Como puede observarse de la tabla, la actividad de producción o importación en el país, es un monopolio, debido a que el único agente que realiza la actividad es Ecopetrol. Aún cuando no existen restricciones a nivel regulatorio para realizar importaciones<sup>9</sup> de este combustible, si existen a otros niveles, como por ejemplo por infraestructura de almacenamiento para importaciones y transporte.

Con respecto a la actividad de comercialización mayorista se observa para el 2001 una permanencia en el número de agentes en el mercado, de 28 en total, presentando una razonable competencia.

<sup>9</sup> Decreto 1082 de 1994 permite que toda persona interesada pueda importar combustible para comercializarlo o para su propio consumo. Sólo necesita la inscripción ante el Ministerio de Minas y Energía, según lo dispuesto en el mismo Decreto y en la Resolución Ministerio de Minas y Energía 18411 de 1994.

En el año 2001 de este total de 28 comercializadores mayoristas, los tres (3) más grandes manejan el 31% del mercado, manejando la más grande el 12.57% (Almagas).

La participación en el mercado ha variado de forma que se ha incrementado la competencia. Es así, como en 1999 alrededor del 27% del mercado se concentraba en dos empresas (Almagas y Asogas), en el año 2000 estas mismas dos empresas representaron sólo el 22% del mercado y el 21% en el 2001.



Fuente: Afomdigas  
Cálculos: Unidad de Planeación Minero Energética

En el ámbito de la distribución existe integración horizontal de la propiedad y dado que es un servicio sin conexión física, no existen límites claros sobre el área atendida por cada empresa.

El número de agentes en la distribución ha disminuido alrededor de un 13% por año en el periodo 1999 - 2001, presentándose la mayor caída en el 2001 del 10% con respecto al 2000. De hecho, con la disminución en el número de agentes de mercado se ha visto un crecimiento en la participación en algunas de las empresas, la salida y el ingreso de otras dentro de las que pueden llamarse principales (que manejan alrededor del 25% del mercado).

Así, de 140 empresas distribuidoras en el año 2001, el 28% del mercado estaba concentrado en cinco de ellas: Colgas de Occidente, Colgas, Ramón González Rojas, Unigas Colombia, Gasán, de las cuales la principal participó con el 7%. Sin embargo, si se considera la propiedad accionaria de las empresas, se verían aún mayores niveles de concentración.

Con respecto a la actividad de transporte por poliductos y/o propanoductos, éste lo realiza totalmente Empresa Colombiana de Petróleos, generándose un monopolio. En áreas alejadas de los terminales de almacenamiento, el transporte se realiza por carrotanques de propiedad de las empresas mayoristas de gas licuado del petróleo.

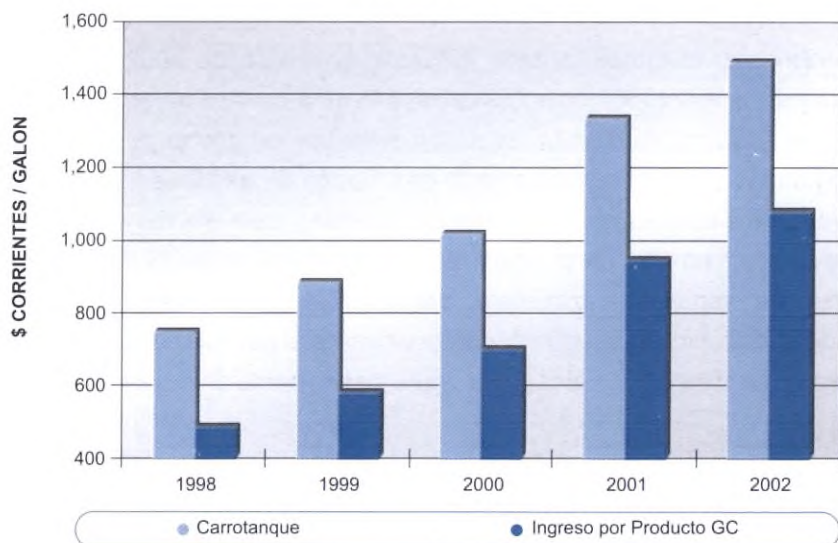
## 9. COMPORTAMIENTO DEL PRECIO

El alza en el precio al usuario final, registrada para el 2001 fue motivada principalmente por el aumento en los precios del crudo en el año 2000, que aunque fue amortiguado por los promedios de bajos precios de los años 1998 y 1999, incrementó el rubro de ingreso por producto para el gran comercializador en 40%.

En sentido contrario, debido a los bajos precios registrados durante los años 1997, 1998 y 1999 en los líquidos del gas natural (propano y n-butano), el incremento en el precio del ingreso por producto para el gran comercializador, en el año 2000 sólo llegó al 20%.

Finalmente, el año 2002 registró incrementos graduales mensuales desde marzo de ese año, hasta alcanzar el total del ajuste en el precio del ingreso por producto para el gran comercializador del 18%, mientras que el precio al usuario final por galón se incrementó sólo un 14%.

**Precio Gas Licuado del Petróleo Ingreso por Producto Gran Comercializador y en Carrotanque**



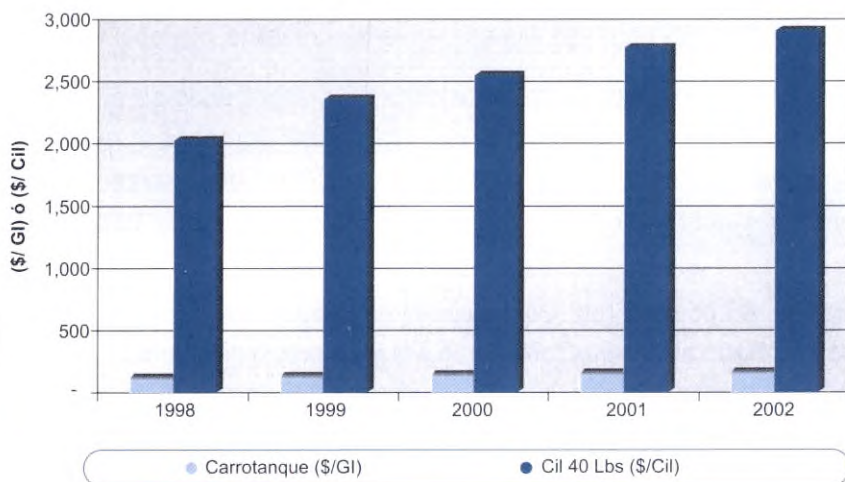
Los precios anuales corresponden al promedio de los precios mensuales durante cada año.

Fuente: Empresa Colombiana de Petróleos y Diarios de Circulación Nacional

Cálculos: Unidad de Planeación Minero Energética

El margen de distribución para el año 2002 tuvo un incremento del 7% al pasar de \$145 pesos por galón en el año 2001 a \$155 pesos por galón, mientras que dicho aumento para la distribución en cilindros de 40 libras se reflejó al pasar de \$2,770 pesos por cilindro a \$2,976 pesos por cilindro.

#### Evolución del Margen de Distribución de Gas Licuado del Petróleo en Carrotanque y en Cilindro 40 Libras

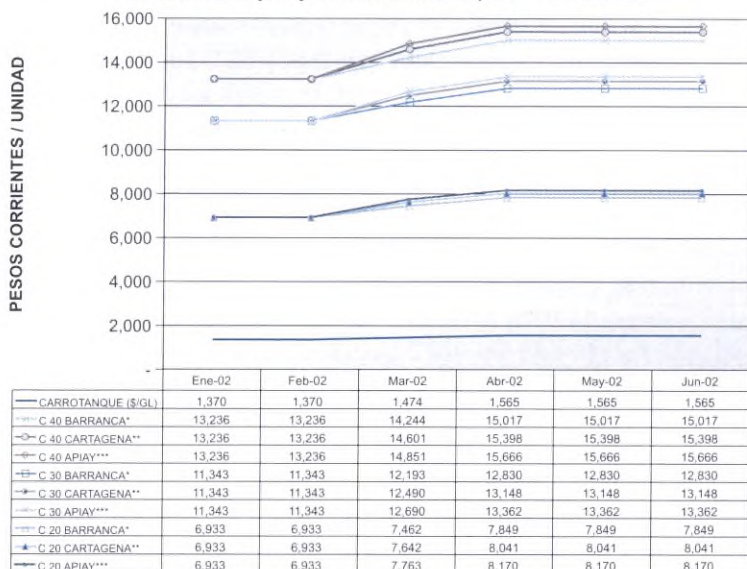


En la gráfica: \$/GI (pesos por galón); \$/Cil (pesos por cilindro)

Fuente: Empresa Colombia de Petróleos. Diarios de Circulación Nacional.

Adicionalmente, el ajuste tarifario realizado en marzo de 2002 consideró la aplicación de la Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 009 de 2002, que fijó unos nuevos factores que permiten establecer la capacidad en galones de los cilindros utilizados en la distribución de gas licuado del petróleo, diferentes a los establecidos. En términos generales, para efectos de calcular los precios de venta en cilindros al usuario final, que resultan de las fórmulas tarifarias vigentes, las empresas distribuidoras aplicarán los factores indicados en dicha resolución de acuerdo con el sitio de donde provenga el gas licuado del petróleo que distribuyen en cilindros. En el capítulo siguiente se abordará nuevamente el tema.

### Evolución del Precio Máximo al Público en el Área de Influencia de los Terminales donde Ecopetrol Entrega el Gas Licuado del Petróleo, en Carrotanque y Cilindros de 40, 30 Y 20 Libras

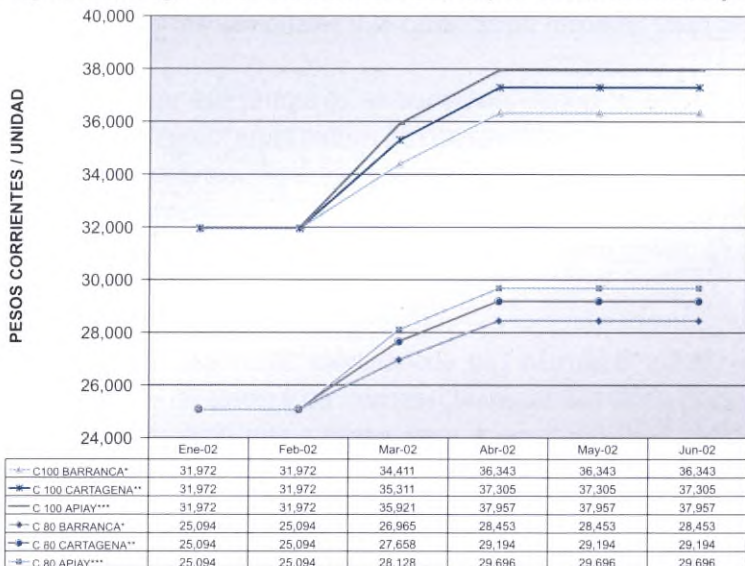


Nota: Los valores corresponden al precio máximo al público en el área de influencia de los terminales donde Ecopetrol entrega el gas licuado del petróleo: Mansilla, Yumbo, Puerto Salgar, Bucaramanga, Manizales, Mosquera, Cartagena, Apiay, Pereira, Barrancabermeja.

Considera además la Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 009 de 2002 la cual establece los factores de capacidad de acuerdo a la fuente de producción.

Fuente: Empresa Colombia de Petróleos. Diario La República, Febrero 27 de 2002 y Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 009 de 2002. Diarios de Circulación Nacional.

### Evolución del Precio Máximo al Público en el Área de Influencia de los Terminales donde Ecopetrol Entrega el Gas Licuado del Petróleo, en Cilindros de 100 y 80 Libras



Nota: Los valores corresponden al precio máximo al público en el área de influencia de los terminales donde Ecopetrol entrega el gas licuado del petróleo: Mansilla, Yumbo, Puerto Salgar, Bucaramanga, Manizales, Mosquera, Cartagena, Apiay, Pereira, Barrancabermeja.

Considera además la Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 009 de 2002 la cual establece los factores de capacidad de acuerdo a la fuente de producción.

Fuente: Empresa Colombia de Petróleos. Diario La República, Febrero 27 de 2002 y Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 009 de 2002. Diarios de Circulación Nacional.



Algunos cambios regulatorios que se presentaron durante el 2000 y el 2001 y que modificaron los valores de la estructura de precios fueron los siguientes:

En el mes de septiembre del año 2000, con la expedición de la Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 052, se modificó el valor del componente de la fórmula tarifaria denominado Cargo Estampilla Base por Transporte (Eo). La resolución define en uno de sus considerandos que, actualizando el cargo estampilla por transporte establecido mediante la Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 144/97, en la forma aprobada y sumando el valor correspondiente a la entrega del producto en San Andrés, el valor resultante es \$67.66/galón a pesos de 1998, y no \$82.70/galón a pesos de 1998, como aparece en la Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 035/1998. La reducción así planteada de dicho cargo generó una disminución en el precio al usuario final en un 2%.

En el mes de febrero de 2001 se expide la Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 044, por la cual se establecen las fórmulas tarifarias de las actividades de los distribuidores de los gases licuados del petróleo en cilindros de 30 libras y 80 libras nominales y las fórmulas tarifarias para determinar su precio de venta al público. De igual forma, fueron expedidas las resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 011 y 012 de 2001, las cuales son tratadas más adelante en el capítulo 11 (Política Regulatoria de Precios y Tarifas).

## 10. POLÍTICAS ENERGÉTICAS

A continuación se presentan brevemente las políticas que en materia de gas licuado del petróleo han sido establecidas a través de documentos del Consejo Nacional de Política Económica y Social (Conpes) y de los Planes Energéticos Nacionales.

### 10.1. Documentos del Consejo Nacional de Política Económica y Social (Conpes) y Programas de Uso del Gas Licuado del Petróleo

#### ● DOCUMENTO DEL CONSEJO NACIONAL DE POLÍTICA ECONOMICA Y SOCIAL, CONPES 2571: PROGRAMA PARA LA MASIFICACIÓN DEL CONSUMO DE GAS 1991.

Documento expedido el 18 de diciembre de 1991 destinado a mejorar la oferta de energía a los usuarios, reducir sus costos y promover la conservación y uso racional de los recursos energéticos.


Son diversas las causas que llevaron a que se desarrollara un documento de esta naturaleza que guiara el desarrollo del sector del gas combustible, gas natural y gas licuado del petróleo, una de ellas fue el hecho de que la oferta de energía en el país no había obedecido a parámetros de eficiencia económica debido a la incoherencia en la estructura de precios, limitación de fuentes energéticas, numerosos problemas institucionales y la carencia de recursos financieros.

La crisis energética de ese entonces se superaría, según lo establecido en el Conpes, con la modificación en el patrón de consumo de todos los sectores y una oferta adecuada de energía. Para lograrlo sería necesario masificar el uso del gas<sup>10</sup>. Este objetivo se debía basar en una política integral que considerara costos, precios, sustitutos y la amplia participación del sector privado dentro de un marco institucional adecuado.

El programa de masificación del consumo de gas permitiría inducir el ahorro energético en términos de costos y cantidades, garantizar una oferta de energéticos flexible, suficiente y diversificada e incrementar la competitividad estimulando la inversión privada. El objetivo a largo plazo era obtener una distribución del consumo final que se reflejara en una matriz más equilibrada.

La estrategia para incrementar aceleradamente el consumo de gas en el país y obtener los beneficios derivados de su utilización durante la década de los noventa tuvo los siguientes componentes:

<sup>10</sup> Entendido como gas combustible, gas natural y gas licuado del petróleo.

- 
- a) *Masificar el consumo de gas propano en la mayor parte de las principales ciudades del país e introducir su uso en las zonas rurales para combatir la tala de árboles.*
  - b) *Incentivar la participación privada en la producción y comercialización de energía. El fortalecimiento de las empresas productoras, transportadoras y distribuidoras de gas natural y propano consolidará la base para la prestación del servicio por parte de la empresa privada.*
  - c) *Acercar los precios a los costos reales de producción y prestación de los servicios.*
  - d) *Optimizar la utilización de las reservas de gas natural disponibles mediante la construcción de la red troncal de transporte de cobertura nacional.*

De otro lado, para el corto plazo se estableció el incremento de la producción interna e importación de los volúmenes de gas licuado del petróleo requeridos por los distribuidores y la Empresa Colombiana de Petróleos. Además de continuar con los programas de gasificación en las zonas conectadas, suministrando en forma subsidiada estufas y cilindros para consumo de propano. Lo anterior se desarrollaría en los primeros dos años del Programa de Masificación, 1992 y 1993.

En el mediano plazo, 1996 se establecería la segunda fase que consistía en llevar gas natural y propano a más de 3.7 millones de familias con la consolidación de la red troncal y de distribución necesaria en los principales centros de consumo del país.

- **DOCUMENTO DEL CONSEJO NACIONAL DE POLITICA ECONOMICA Y SOCIAL, CONPES 2646: ESTRATEGIA PARA EL DESARROLLO DEL PROGRAMA DE GAS 1993.**

Este documento fue expedido el 18 de marzo de 1993 como necesidad de replantear la estrategia inicial del Programa para la Masificación del Consumo de Gas, ante el descubrimiento de nuevas reservas de gas natural en Cusiana.

Las estrategias se concentraron sobre el gas natural y establecieron para el gas licuado del petróleo que en aquellas poblaciones donde no fuese económicamente factible extender la red de transporte de gas se debería estudiar e implantar el sistema de suministro más adecuado, que considere el gas licuado del petróleo, por red o cilindros y el gas natural comprimido. Además, debido a que el precio del gas licuado del petróleo estaba muy por debajo de su valor económico, se requeriría un aumento del 30% al productor, en términos reales, en el precio de venta al público. Para evitar distorsiones en el mercado, se deberían eliminar las diferencias tributarias con respecto al gas propano entre el sector doméstico y el industrial.

del desarrollo de una política energética que incluye entre otros aspectos precios y oferta de energía y para dar inicio a un proceso de Planificación Energética Integrada que culminó con el Plan Energético Nacional de 1994, y que contiene políticas y estrategias para lograr los siguientes objetivos: alcanzar una eficiente gestión de la demanda y un uso racional de la energía; lograr el abastecimiento pleno y eficiente de energía con una adecuada infraestructura y la asignación óptima de recursos entre subsectores energéticos; optimizar la contribución de las exportaciones energéticas; energizar las áreas rurales y contribuir al desarrollo regional; v) mejorar y conservar la calidad ambiental; impulsar decididamente la investigación y el desarrollo científico y tecnológico; y consolidar la modernización institucional.

En el año de 1997 se realiza la actualización del Plan Energético Nacional que se conoce como Autosuficiencia Energética Sostenible: Plan Energético Nacional 1997-2010, que se reconoce por la continuación del mismo lineamiento de política del anterior. Su principal estrategia energética se orientó a "incrementar los volúmenes de reservas de hidrocarburos y a contar en el futuro con los niveles de producción de petróleo, de gas natural y de carbón que garanticen no sólo la autosuficiencia energética, sino el creciente aporte del sector energético al desarrollo económico del país y a la consolidación de Colombia como gran exportador de energía, dentro de un contexto de sostenibilidad ambiental y económica en el largo plazo<sup>13</sup>". Además, al desarrollo de una gestión eficiente de la demanda y uso racional de energía, y la elaboración de una política integral de precios de los energéticos, que permita su utilización eficiente.

Como ya se mencionó, la Gestión Eficiente de la Demanda y el Uso Racional de la Energía constituyen las principales estrategias del Plan Energético Nacional para el logro de los objetivos propuestos. Para ello establecieron unas líneas de acción en cuanto a política de precios y subsidios de energéticos, sustitución de energéticos y gestión de la demanda de energía.

La política de energización rural, propicia la disminución en el consumo de leña comercial mediante la promoción de la penetración de fuentes o tecnologías energéticas alternas como el gas licuado del petróleo, las briquetas de carbón y los bosques energéticos, en un contexto de desarrollo rural integral.

En resumen, el cuadro anexo presenta las estrategias presentadas en los documentos del Consejo Nacional de Política Económica y Social y los Planes Energéticos Nacionales, con relación al sector del gas licuado del petróleo:

<sup>13</sup> Extraído del Plan Energético Nacional 1997 - 2010. Autosuficiencia Energética Sostenible.

## Documento

## Estrategias Propuestas

Consejo Nacional de Política Económica y Social 2571 - Programa para la Masificación del Consumo de Gas - 1991

1. Masificar el consumo de gas propano en la mayor parte de las principales ciudades del país e introducir su uso en las zonas rurales para combatir la tala de árboles.
2. Incentivar la participación privada en la producción y comercialización de energía. Fortalecimiento de las empresas productoras, transportadoras y distribuidoras de gas natural y propano para consolidar la base para la prestación del servicio por parte de la empresa privada.
3. Acercar los precios a los costos reales de producción y prestación de los servicios

Consejo Nacional de Política Económica y Social 2646 - Estrategia para el Desarrollo del Programa de Gas - 1993

1. En aquellas poblaciones donde no sea económicamente factible extender la red de transporte de gas se deberá estudiar e implantar el sistema de suministro más adecuado que considere el gas licuado del petróleo (por red o cilindro) y el gas natural comprimido
2. Igualar el precio del gas licuado del petróleo a su valor económico
3. Eliminación de diferencias tributarias con respecto al gas propano entre el sector doméstico y el industrial.

Consejo Nacional de Política Económica y Social 2801 - Estrategias y Acciones para Fomentar el Uso Eficiente y Racional de Energía - 1995

1. Sustitución de gasolina por gas, comprimido ó propano, mediante la promoción de su utilización, por parte del Ministerio de Minas y Energía, de Transporte, y autoridades ambientales.
2. Sustitución de leña por gas licuado del petróleo en áreas rurales.

Plan Energético Nacional 1994 y 1997

1. Gestión eficiente de la demanda y un Uso Racional de Energía, por medio de una política integral de precios de los energéticos.
2. Por medio de la política integral de precios se incentive el uso del gas licuado del petróleo para regiones donde no esté prevista la entrada de gas natural y en aquellas que no tengan vocación al consumo de carbón
3. Incentivar el uso del gas licuado del petróleo en automotores, como complemento para el gas natural comprimido y para propósitos específicos como las flotas dedicadas.

Elaboración: Unidad de Planeación Minero Energética

En conclusión, se puede decir que los objetivos de política con respecto al gas licuado del petróleo han estado orientados básicamente a:

- Incentivar la participación privada en todos los eslabones de la cadena.
- Incentivar el uso del gas licuado del petróleo en aquellas zonas donde: no es económicamente viable tender la red de gas natural y en zonas rurales para evitar la tala de árboles.

Todo lo anterior dentro de un marco de oferta suficiente del combustible.

# 11. POLÍTICA REGULATORIA DE PRECIOS Y TARIFAS

Después de la expedición de las leyes de servicios públicos y eléctrica en 1994, además del lanzamiento del Plan de Masificación de Gas Combustible en 1993, se dieron los principales lineamientos para la prestación de los servicios públicos los cuales han venido siendo desarrollados mediante resoluciones, por el Ministerio de Minas y Energía y la Comisión de Regulación de Energía y Gas a fin de lograr una apropiada prestación de los servicios. Para esto, se optó por segmentar los mercados separando las actividades de generación/producción, transporte y distribución; y se creó la figura del comercializador.

En el sector energético existen diversos esquemas de formación de precios y de regulación de los mismos. En términos generales, la política de precios busca que estos reflejen los costos económicos en el sector. Para ello, se viene desregulando los precios de los energéticos en los que es posible la existencia de un mercado con algún grado de competencia y se vienen regulando aquellos en los que existen monopolios naturales o en los que las condiciones para la creación de mercados competitivos son incipientes.

Para el caso del gas licuado del petróleo es el siguiente:

Gran Comercializador	Comercializador Mayorista	Distribuidor	Impuestos	Transporte	Subsidios o Contribuciones
Regulado	Regulado	Regulado	Ninguno	Estampilla por poliducto o propanoducto y carretero	No sujeto

La siguiente parte se centrará en explicar la forma como se ha venido regulando a nivel tarifario cada uno de los agentes de la cadena comercial del gas licuado del petróleo. Por tal motivo a continuación se presenta un resumen de la estructura tarifaria:

COMPONENTES DEL PRECIO

DEFINICION

<p>1. G (Ingreso Máximo por Producto para el Gran Comercializador)</p>	<p>Valor adquirido por el Gran Comercializador por la venta de cada galón de gas licuado del petróleo. <i>(Resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 111/96; 084/97; 144/97; 011/01)</i></p>
<p>2. E (Ingreso Máximo por Transporte del Gran Comercializador)</p>	<p>Valor adquirido por el gran comercializador por transportar cada galón de gas licuado del petróleo hasta la planta envasadora del comercializador mayorista, por ducto, e incluye el trasiego y manejo. Incluyen la entrega del producto por parte del gran comercializador en la Isla de San Andrés. <i>(Resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 111/96; 084/97; 144/97; 052/00)</i></p>
<p>3. Z (Margen de Seguridad)</p>	<p>Valor retenido por el gran comercializador al efectuar el suministro de gas licuado del petróleo a los comercializadores mayoristas, que será entregado posteriormente a la fiducia para el mantenimiento, reparación y reposición de cilindros portátiles, tanques estacionarios, otros recipientes, partes y accesorios de los mismos y demás conceptos relacionados con estas actividades, y para los pagos que genere el contrato de fiducia y su interventoría; y para el desarrollo y cambio de las válvulas de los cilindros portátiles de gas licuado del petróleo, por unas de seguridad. <i>(Resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 074/96; 096/96; 111/96; 083/97; 146/97; 035/98; 048/00; 012/01; 131/01; 146/01; Ley No. 689/01; Resoluciones del Ministerio de Minas y Energía 82637/97 y 80091/98).</i></p>
<p>4. Precio de suministro al comercializador mayorista</p>	<p>Valor al que adquiere el comercializador mayorista cada galón de gas licuado del petróleo. Precio en terminal</p>
<p>5. N (Margen del Comercializador Mayorista)</p>	<p>Ganancia del comercializador mayorista por galón de gas licuado del petróleo vendido al Distribuidor. <i>(Resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 111/96; 083/97; 035/98).</i></p>
<p>6. Precio de suministro en planta del comercializador mayorista</p>	<p>Precio de venta al distribuidor de cada galón de gas licuado del petróleo. Precio en planta envasadora o de abasto.</p>
<p>7. D (Margen de distribución)</p>	<p>Ganancia del distribuidor por galón o cilindro vendido al Usuario Final. <i>(Resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 111/96; 083/97; 035/98; 010/01; 044/01)</i></p>
<p>8. M (Precio máximo al público)</p>	<p>Precio al que el Usuario Final adquiere cada galón o cilindro de gas licuado del petróleo, en el lugar donde haya terminal de entrega, es decir donde la Empresa Colombiana de Petróleos entregue el producto. <i>(Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 009/02)</i></p>

Elaboración: UPME

## Estructura Tarifaria

Precio de Venta al Público

$$PVP = G + E + Z + N + D$$

Ingreso Máximo por Producto para el gran comercializador (G)

$$G = (TRM/42*36) * \Sigma i=1,36 \{ (1-\alpha) PPI + \alpha * PBi + (Qli * Tli - QEi * TEi) / (QNi + Qli) \}$$

TRM = Tasa de cambio del 15 de febrero del año de aplicación de la fórmula.

$\Sigma i=1,36$  = Sumatoria de los 36 meses inmediatamente anteriores a la aplicación de la fórmula

PPI y Pbi = Promedio mensual del precio internacional del propano y butano en Mont Belvieu. (Dólares de Estados Unidos / Barril)

$\alpha$  = Contenido promedio de butanos y gases más pesados en el gas licuado del petróleo nacional.

Ql, QE y QN = Barriles importados, exportados y producidos en el país.

Tl y TE = Promedio mensual del transporte por barril de gas licuado del petróleo importado y exportado entre Cartagena y el lugar de compra o venta.

Ingreso Máximo por Transporte del Gran Comercializador (E)

$$E = Eo * A$$

Eo = Cargo estampilla base por transporte por ducto.

A = Factor de actualización y eficiencia.

Margen de Seguridad (Z)

$$Z$$

Precio de suministro al comercializador mayorista

$$G + E + Z$$

Margen del comercializador mayorista (N)

$$N = No * Ca * A$$

No = Margen base del comercializador mayorista.

Ca = Factor de almacenamiento.

A = Factor de actualización y eficiencia

Precio de suministro en planta del Comercializador Mayorista

$$G + E + Z + N$$

Margen del distribuidor minorista (D)

$$D = Do * A$$

Do = Margen base del distribuidor. Su valor está definido de

acuerdo con el medio como se realice la distribución (carrotanque, cilindro)

A = Factor de actualización y eficiencia

ANOTACIONES

Para calcular el precio de venta al público en cilindros, se utilizan los siguientes factores establecidos a través de la Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 009/02



A continuación se presentan los aspectos relevantes que se observan en cada una de las actividades del sector del gas licuado del petróleo: comercialización, distribución, y transporte con la aplicación del régimen tarifario.

### 11.1 GRAN COMERCIALIZACION

La actividad de producción o importación es realizada por el agente conocido como gran comercializador, el cual suministra al por mayor el gas licuado del petróleo a los comercializadores mayoristas.

11.1.1. Ingreso Máximo por Producto para el Gran Comercializador  
La fórmula tarifaria establecida para reconocer los costos de la actividad, reconoce la importación y exportación que realice el agente, reconociendo las necesidades de importación a través del incremento sobre el precio (cuando son mayores que las exportaciones), como una fracción sobre el gas licuado del petróleo total que se produce en el país. De otro lado, si las exportaciones son mayores que las importaciones se reconoce en un momento dado el impacto sobre el abastecimiento interno, a través de la reducción en el precio de la fracción que representen las exportaciones sobre la oferta total nacional.

La tarifa tiene en cuenta el contenido de propano y butano del gas licuado del petróleo producido en el país. De otro lado el precio está indexado con el movimiento de los precios de dichos componentes en el mercado internacional de referencia, Mont Belvieu. Los precios de referencia adoptados hacen que la tarifa se aproxime a lo que serían los precios de un mercado competitivo, garantizando así la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo expansión, reposición y el mantenimiento permitiendo remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable y permitiendo utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garantizan la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus usuarios.

Además, los precios de referencia del propano y del n-butano en el mercado de Mont Belvieu serían afectados por los porcentajes de composición del gas licuado del petróleo producido en el país, reconociendo así la calidad en la producción.

El Decreto 1082 de 1994 del Ministerio de Minas y Energía dió libertad para que toda persona interesada en importar combustibles para comercializarlo o para su propio consumo pueda hacerlo. Sólo se necesita la inscripción ante el Ministerio de Minas y Energía, según lo dispuesto en el mismo decreto y en la Resolución 18411 de 1994.

Todo lo anterior, tanto las importaciones, como exportaciones y los precios estarían afectados por un promedio móvil de 36 meses aplicados sobre éstos.

Tal como está diseñada la fórmula tarifaria se encuentra lo siguiente:

1. Con respecto a la composición del gas licuado del petróleo: Antes de la expedición de la Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 011 de 2001, a través de la fórmula tarifaria de la Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 084 de 1997, se reconoció un gas licuado del petróleo con una proporción de butanos y gases más pesados versus propano de 54.1% / 45.9 %. Sin embargo, la Comisión de Regulación de Energía y Gas motivada por reportes diarios de la refinería adecuó estos valores, debido a que se observó que el producto tiene una concentración de Butano y más pesados del 62%.

De esta forma, a través de la Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 011 de 2001, se estableció un valor de alfa ( $\alpha$ ) de 0.447, que implicaría un porcentaje de butanos y más de pesados del 44.7%.

La medida adoptada aún cuando castiga al gran comercializador vía precio, por la producción de un gas licuado del petróleo con mayor contenido de butanos y más pesados presiona por el ofrecimiento de un producto con mayor contenido de propano por dos razones básicas que menciona la Comisión en su Resolución 011/2001: Primero, económicamente se considera más eficiente para la prestación del servicio público de gas licuado del petróleo, utilizar altas concentraciones de propano frente a las de butano, por cuanto éstos últimos tienen un valor agregado significativo cuando se utiliza con fines pertinentes al combustible, lo cual se refleja en su precio internacional y segundo en cualquier condición climática de la geografía nacional, una mezcla de gas licuado del petróleo con igual o mayor contenido de propano presenta un comportamiento adecuado para su uso como combustible.

Es así como se dieron las señales para inducir una mayor eficiencia económica y energética en la prestación del servicio público domiciliario de gas licuado del petróleo.

El cambio establecido a través de la Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 011 genera un decrecimiento aproximado de 1.4% (\$13.68pesos/galón) sobre el valor del ingreso máximo por producto para el gran comercializador.

Precio Ingreso Máximo por Producto para el Gran Comercializador	Precio (\$/galón)	Variación Precio 2001/2000 (%)
Año 2000 ( $\infty$ : 0.541)	696.85	
Año 2001. Ejercicio con resolución antigua*	995.51	42.9 %
Año 2001. Ejercicio con resolución nueva**	981.83	40.9 %

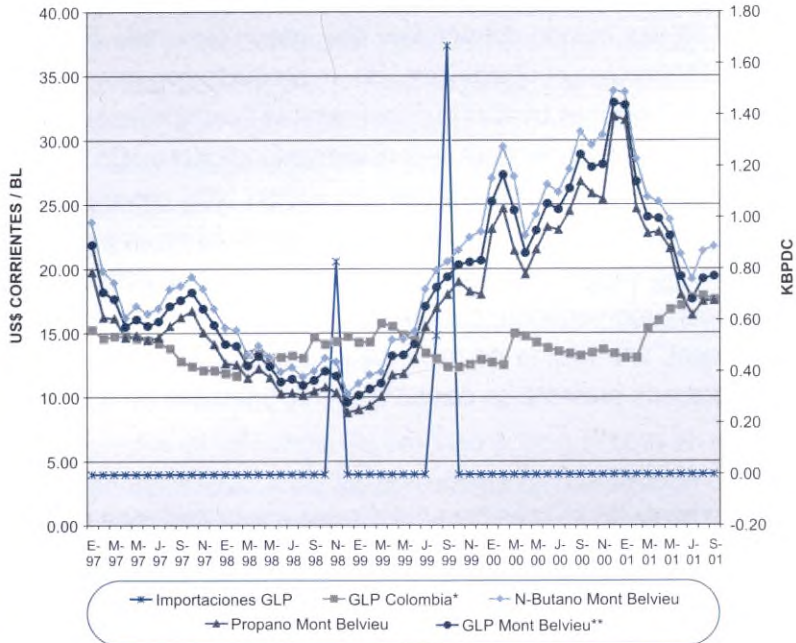
\* Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 084/97.  $\infty$  = 0.541.  
 \*\* Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 011/01.  $\infty$  = 0.447.  
 Cálculo: Unidad de Planeación Minero Energética

Con respecto al promedio móvil de 36 meses: La aplicación del promedio móvil ha generado restricciones para la realización de importaciones, para la entrada de nuevos agentes y para la liberación de la demanda, la cual siempre ha estado atada a la oferta.

La aplicación del promedio ha hecho que en algunas temporadas el precio que se le reconoce al gran comercializador por la producción o importación sea menor que el valor en el mercado internacional, lo cual no incentiva la importación del producto. Lo anterior ha hecho que la Empresa Colombiana de Petróleos solamente realice importaciones en caso de emergencia. La aplicación de un promedio móvil tan extenso (36 meses), que aplanar tanto el precio, no resulta ni atractivo ni rentable para inversionistas privados interesados en importar.

Por otra parte, este promedio móvil ha permitido mantener una estabilidad en los precios que de otra manera no hubiera existido y habría sometido a los usuarios a los vaivenes de los precios internacionales.

**Precio e Importaciones de Gas Licuado del Petróleo**



Gas Licuado del Petróleo Colombia\*: Corresponde al rubro del Ingreso por Producto para el gran comercializador.  
 Gas Licuado del Petróleo Mont Belvieu\*\*: Corresponde al rubro de los precios del propano y del n-butano en el mercado de Mont Belvieu ajustados con la composición de propano y butanos definidos por la regulación para el gas licuado del petróleo colombiano.

Fuente: Platts, Banco de la República.  
 Cálculos y Elaboración: Unidad de Planeación Minero Energética

### 11.1.2. Ingreso Máximo por Transporte del Gran Comercializador

Con respecto al costo del transporte del combustible por tubería, es necesario considerar que el gas licuado del petróleo a pesar de transportarse en estado líquido, es considerado como gas combustible, motivo por el cual la reglamentación para combustibles líquidos no aplica a este producto. Su definición, parte de la misma regulación como se aprecia en diferentes artículos así:

Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 018 de 1995: Gas combustible es cualquier fluido que se considere en cualquiera de las siguientes definiciones: gas natural, gas licuado del petróleo y gas natural comprimido (GNC).

Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 074 de 1996: Los gases licuados del petróleo son mezclas de hidrocarburos extraídos del procesamiento del gas natural o del petróleo, gaseosos en condiciones atmosféricas, que se licúan fácilmente por enfriamiento o compresión, constituidos principalmente por propano y butanos. Se denominan comúnmente gas licuado del petróleo o gas propano. El gas licuado del petróleo es un gas combustible.

Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 057 de 1996: Considera como gas combustible, cualquier gas que se encuentre comprendido en cualquiera de las siguientes definiciones, independientemente de que sea finalmente utilizado o no para combustión: gas natural, gas no asociado, gas licuado del petróleo gas natural comprimido (GNC). Define el gas licuado del petróleo como una mezcla de hidrocarburos extraídos del procesamiento del gas natural o el petróleo, gaseosos en condiciones atmosféricas, que se licúan fácilmente por enfriamiento o compresión. Principalmente constituido por propano y butano.

De esta forma, el rubro de transporte desde el gran comercializador hasta el comercializador mayorista fue definido a través de la Resolución de la Comisión de la Regulación de Energía y Gas 084/1997, que estableció las fórmulas tarifarias para el sector del gas licuado del petróleo:

Fue establecido un cargo fijo por estampilla de transporte por ductos (propanoducto y/o poliducto), independiente del tramo por el cual se transportará. El valor establecido fue \$82.70 pesos de 1998/galón (Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 035/98). Adicionalmente, el cargo establecido incluye la entrega del producto por parte del gran comercializador en la Isla de San Andrés y su actualización se realizaría anualmente con base en la variación de índices de precios al consumidor.

Sin embargo, por medio de la Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 052 de 2000 fue actualizado el valor establecido y quedó en \$67.66 pesos de enero de 1998/galón.

El ajuste realizado en dicho rubro, generó una disminución en los diferentes factores de la fórmula tarifaria (alrededor del 2% en el precio de venta al usuario final) y directamente en el ingreso máximo por transporte del gran comercializador en un 18%.

## 11.2. COMERCIALIZACION MAYORISTA

El comercializador mayorista es la empresa de servicios públicos que almacena, maneja y suministra gas licuado del petróleo a granel a distribuidores y su entrega la efectúa generalmente a través de vehículos - tanque.

La fórmula tarifaria que remunera esta actividad comprende el conocido margen del comercializador mayorista, que consiste en un margen base afectado básicamente por un factor de almacenamiento y por el factor de actualización y de eficiencia.

## 11.3. DISTRIBUCION MINORISTA

El distribuidor es la empresa de servicios públicos que maneja, envasa y suministra gas licuado del petróleo a usuarios, a través de cilindros y tanques estacionarios en fase líquida o a través de una red local en fase gaseosa.

Adicionalmente, la actualización del margen se hace anualmente con base en la variación de los índices de precios al consumidor.

La actividad de distribución está remunerada a través del denominado margen de distribución, definiéndose una distribución en carrotanque y otra en cilindro.

### 11.3.1. Factores de Conversión (Galones por Cilindro)

Para la venta del gas licuado del petróleo en cilindros, la Comisión de Regulación de Energía y Gas estableció una serie de factores de conversión que relacionaban la capacidad en galones de cada cilindro, los cuales surgieron con base en el peso del combustible.

Así, la Resolución Comisión de Regulación de Energía y Gas 083 de 1997 estableció los siguientes factores:

Para Cilindro de 100 Libras	=	23.7023 galones
Para Cilindro de 40 Libras	=	9.4809 galones
Para Cilindro de 20 Libras	=	4.7405 galones

Dichos factores tuvieron en cuenta un gas licuado del petróleo compuesto por propano puro con una densidad relativa de 0.507 y un peso específico de 4.22 libras por galón.

Sin embargo, en febrero del año 2001 la Comisión de Regulación de Energía y Gas expidió la Resolución 010, la cual estableció unos nuevos factores, considerando que de acuerdo a reportes diarios de la Empresa Colombia de Petróleos de la composición del gas licuado del petróleo suministrado, éste contiene además de propano, hidrocarburos tales como butano, butilenos, pentanos y más pesados, siendo entonces la densidad relativa superior a la asumida anteriormente de 0.563, y con un peso específico de 4.68 libras por galón. Así, esta resolución estableció los siguientes factores:

Para Cilindro de 100 Libras	=	21.347 galones
Para Cilindro de 40 Libras	=	8.538 galones
Para Cilindro de 20 Libras	=	4.269 galones

El ajuste realizado a través de la Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 010/01 generó una disminución promedio alrededor de 7.7% (\$ 1,282 pesos) en el precio de venta del gas licuado del petróleo en cilindro, al usuario final, traduciéndose en menores ingresos para el distribuidor; pues aún cuando en teoría no afectó los márgenes de distribución, ésta diferencia era asumida por los distribuidores como parte del mismo.

Precio Gas Licuado del Petróleo - Estructura Tarifaria	Resolución Anterior*	Resolución Nueva**	Variación (%)
Precio Máximo al Público			
En Carrotanque (\$/galón)	1,165.00	1,165.00	0.00 %
En Cilindro de 100 libras (\$/cilindro)	29,991.00	27,588.00	-8.01 %
En Cilindro de 40 libras (\$/cilindro)	12,445.00	11,483.00	-7.73 %
En Cilindro de 20 libras (\$/cilindro)	6,538.00	6,057.00	-7.36 %

No se utilizaba menos producto para llenar el cilindro, debido a que la calidad en sí del producto no varió, la cantidad de llenado seguía siendo la misma, simplemente el ajuste realizado afectaba directamente vía precio, por factores de conversión

\* Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 083/97.

\*\* Resolución Comisión de Regulación de Energía y Gas 010/01

Fuente: Diarios de circulación nacional. Cálculos: Unidad de Planeación Minero Energética

Aun cuando la medida de la Comisión de Regulación de Energía y Gas es correcta, pues se está ajustando con la realidad del producto distribuido, el margen actual puede no ser el suficiente para reconocer los costos propios de la actividad.

De acuerdo con el estudio contratado por la Unidad de Planeación Minero Energética, la Asociación Gremial Colombiana de Comercializadores de Gas y la Confederación de la Industria y el Comercio del Gas<sup>14</sup>, con el objeto de analizar el

<sup>14</sup> Realizado por Econometría.

impacto de la resolución sobre la viabilidad financiera de las empresas distribuidoras de gas licuado del petróleo, se concluyó entre otros aspectos lo siguiente:

La aplicación de la Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 010/01 en el año 2000 significaría una reducción en las ventas del 4.9% y una pérdida para el sector de \$9,022 millones de pesos.

Para el 2001, de acuerdo con los Planes de Gestión y los cálculos de Econometría S.A., el ingreso por las ventas se reduciría en 5.3%, por la aplicación de la Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 010/01.

La Utilidad Operativa para el año 2001 sería entonces el 1.64% del valor de las ventas, según ajustes a la información y cálculo de Econometría sin embargo, las empresas de la muestra estiman para el año 2001 pérdidas en el sector del 3.9% de las ventas.

El estudio recomendó:

- Una revisión del margen de distribución para las empresas minoristas de gas licuado del petróleo.
- La realización de lo que podría llamarse la Fase III de los estudios sobre gas licuado del petróleo en Colombia, para culminar en una propuesta adecuada sobre la regulación del sector.

Posteriormente, la Comisión de Regulación de Energía y Gas mediante Resolución 009 de 2001 cambió los factores que permiten establecer la capacidad, en galones, de los cilindros utilizados en la distribución de gas licuado del petróleo, de acuerdo con la fuente de producción, Refinería de Cartagena, Barrancabermeja o Apiay, de forma tal que se reflejaran las verdaderas condiciones de calidad del producto.

Cilindro	Resolución 83/1997	Resolución 10/01	Resolución 44/01	Resolución 009/02		
				Barranca	Apiay	Cartagena
100 Libras	23.7023	21.347		21.353	22.497	22.035
80 Libras			16.469	16.442	17.323	16.967
40 Libras	9.4809	8.538		8.54	9.00	8.81
30 Libras			7.056	7.047	7.424	7.272
20 Libras	4.7405	4.269		4.271	4.499	4.407

Elaboración: Unidad de Planeación Minero Energética

Como se observó en el desarrollo del marco tarifario, son muy específicos los inconvenientes presentados en cada una de las actividades de la cadena comercial

del gas licuado del petróleo con respecto a las tarifas a las que están sujetos los diversos agentes. Es así como se pueden reconocer los siguientes aspectos:

- Una tarifa de transporte por ducto, que mantiene aislada la región sur del país (Tolima, Huila, Caquetá y Putumayo), del sistema nacional de transporte de gas licuado del petróleo.
- El precio al productor basado en un promedio móvil de 36 meses que si bien le da estabilidad a los precios al usuario final, afecta la entrada de inversionistas privados, ata la demanda a la oferta y no favorece las importaciones del combustible.
- Volatilidad en la proporción de propanos y butanos en la composición del gas licuado del petróleo en los puntos de producción en el país (refinerías de Cartagena, Barrancabermeja y Apiay).



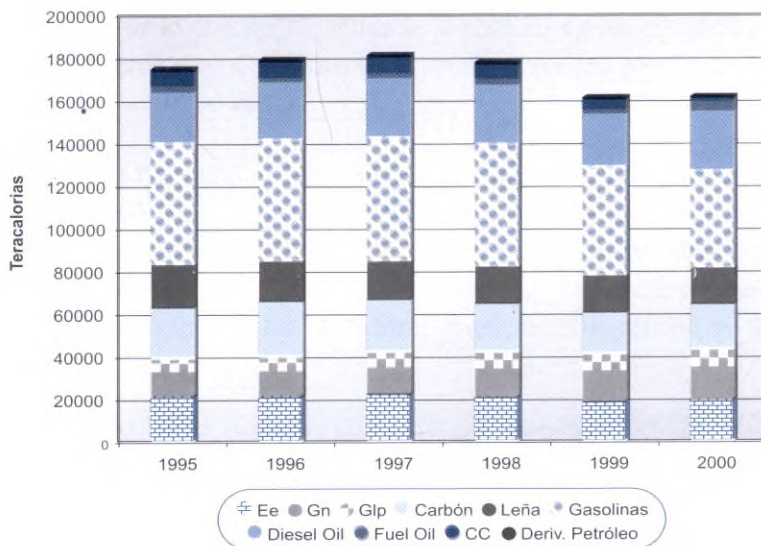
## 12. ANÁLISIS DE MERCADOS

Se han visto las implicaciones del régimen tarifario en el desarrollo de las actividades del sector del gas licuado del petróleo y hasta en la estructura de mercado. Ahora se dará un vistazo a las implicaciones de los precios sobre su consumo a nivel nacional, haciendo énfasis en el sector residencial, donde a nivel sectorial, éste representa alrededor del 85%. Sin embargo, es importante mencionar que el análisis se realizará por sectores de consumo, de forma tal que se pueda observar además de las mencionadas implicaciones del precio sobre su consumo, la participación de los demás energéticos con el que el gas licuado del petróleo compite en los sectores residencial e industrial.

En términos generales, la participación del gas licuado del petróleo dentro del consumo total de energía a nivel nacional ha sido alrededor del 4% para el periodo 1995 - 2000. En primer lugar se reconoce la gasolina motor con una participación del 26% en el año 2000, seguido por el diesel oil, el carbón, energía eléctrica, la leña y el gas natural, éste último con un 10%.

Consumo Nacional Anual de Energía 1995 - 2000

Consumo Nacional Anual de Energía 1995 - 2000



En la gráfica: EE (energía eléctrica), GN (gas natural), GLP (gas licuado del petróleo), CC (crudo de Castilla). Las cifras totales de gas natural no incluyen consumo para generación de electricidad.  
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética

El gas licuado del petróleo como combustible es consumido en los sectores residencial/comercial e industrial. En el sector residencial comparte su consumo con el gas natural, la electricidad, el carbón, la leña y algunos derivados del petróleo mientras en el industrial con gas natural, gasolina corriente motor, aceite combustible para motores (ACPM), fuel oil, crudo de castilla y carbón.

## 12.1 SECTOR RESIDENCIAL

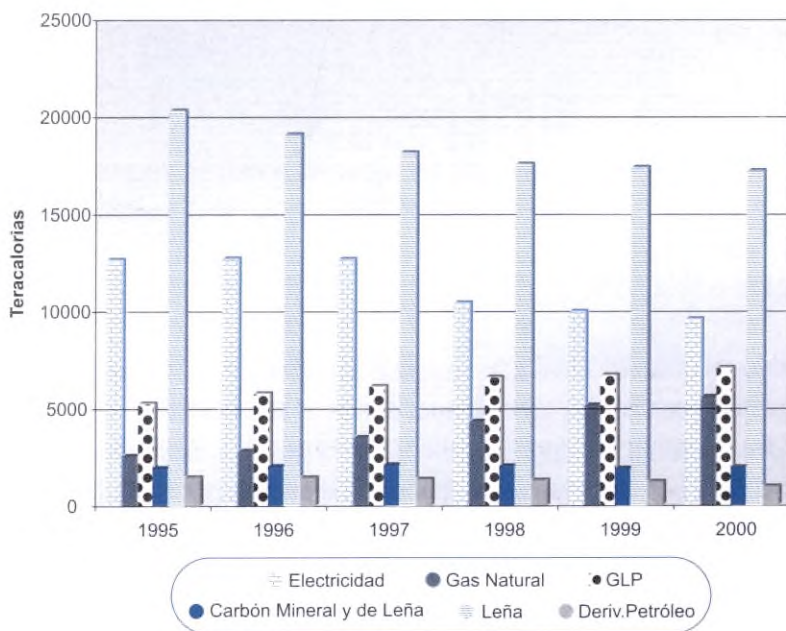
Los usos en este sector se concentran en cocción, calentamiento de agua, iluminación y usos cautivos de la electricidad (electrodomésticos), aunque el tercero es considerado igualmente un uso cautivo de ésta. Es mínimo el porcentaje de participación de fuentes diferentes a la electricidad en el uso de la iluminación.

En cuanto a la cocción y el calentamiento de agua, son diferentes los energéticos utilizados por lo que la disponibilidad de éstos y sus precios determinan la atención de la demanda de energía en estos usos. Adicionalmente, la cocción concentra el 86% de la energía consumida en el sector, de ahí que la competencia entre energéticos se da principalmente en este uso.

Se concentrará la atención en los energéticos diferentes a la leña y el carbón mineral. Con respecto a la leña su valoración llega a ser más difícil ya que más del 90% de la leña que se consume es autoapropiada. Con respecto al carbón se espera que siga dando paso a otros energéticos más eficientes.

En el sector residencial, en términos de energía final, se reconoce la importancia del consumo de leña, energía eléctrica, seguido por el gas licuado del petróleo y el gas natural y en menor proporción por el carbón y algunos derivados del petróleo.

Consumo Nacional Anual de Energía en el Sector Residencial 1995 - 2000



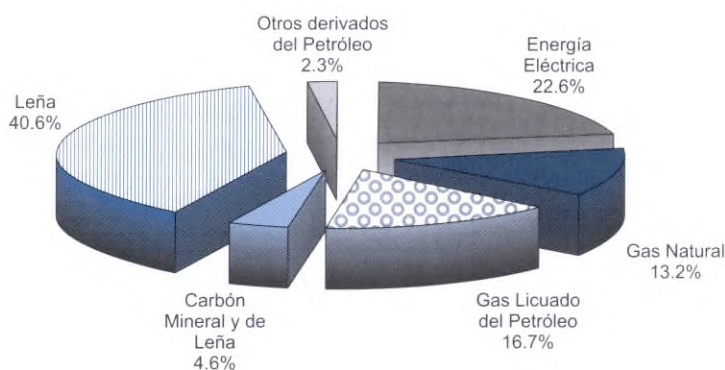
En la gráfica: GLP (gas licuado del petróleo)

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética

En este sector se reconoce la importancia de la leña como el principal energético de consumo en el año 2000 con una participación del 41%, seguido por la energía eléctrica con una participación del 23%, el gas licuado del petróleo con una participación del 17% y el Gas Natural (13%). En los últimos lugares el carbón (5%) y algunos derivados del petróleo (2%).

Para el año 2000, el consumo de energía del sector residencial alcanzó las 42,392 Teracalorías (26% sobre el consumo total nacional de energía, de las cuales 17,215 Teracalorías correspondieron a leña, alrededor de 9,500 teracalorías a energía eléctrica, 7,084 Teracalorías a Gas Licuado del Petróleo, y 5,598 teracalorías a Gas Natural.

#### Distribución del Consumo Nacional de Energía En El Sector Residencial 2000

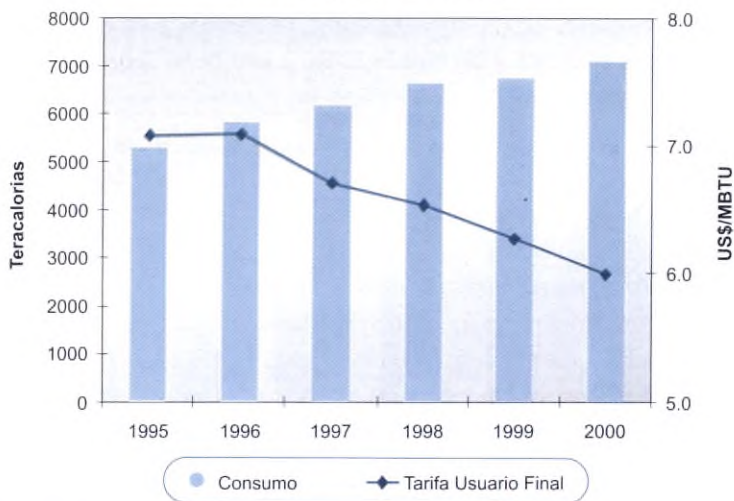


Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética

Con respecto al comportamiento del consumo vía precio se observa lo siguiente, no sin antes anotar que existen aspectos tales como el desempeño económico del país, aspectos de fuerza mayor, que pueden afectar el consumo de un combustible en especial.

**GAS LICUADO DEL PETROLEO:** Se observa un crecimiento del consumo durante todo el periodo de análisis, en correspondencia al decrecimiento observado en el precio para el mismo periodo. Se observa entonces una elasticidad al precio del gas licuado del petróleo durante el periodo de análisis 1995-2000, en donde el decrecimiento del precio al usuario final (> al 3% promedio anual) ha llevado a un incremento en su consumo, mayor al 3% promedio anual.

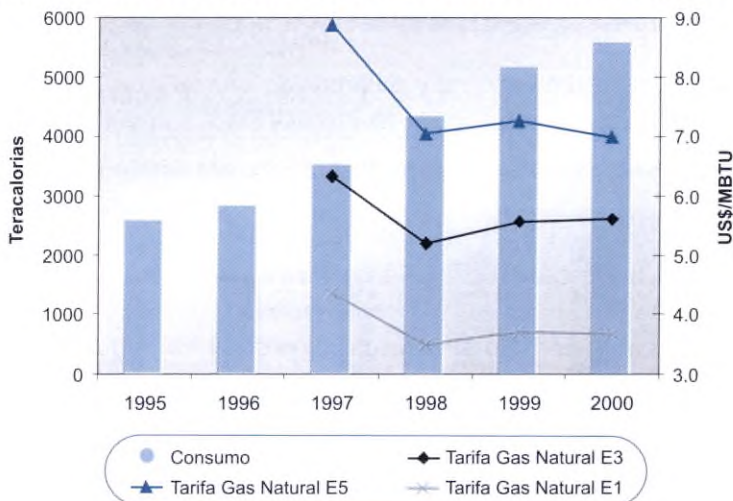
### Consumo y Tarifas al Usuario Final del Gas Licuado del Petroleo en el Sector Residencial 1995 - 2000



Elaboración: Unidad de Planeación Minero Energética

**GAS NATURAL:** Se observa un comportamiento creciente en el consumo de gas natural en todo el periodo de análisis. Además, se establece una elasticidad al precio si se considera que en el periodo de análisis el precio al usuario final ha presentado una tendencia decreciente (> al 3%), mientras que el consumo de gas natural ha mostrado un crecimiento en el mismo periodo, mayor al 3% anual.

### Consumo y Tarifas al Usuario Final de Gas Natural en el Sector Residencial 1995 - 2000



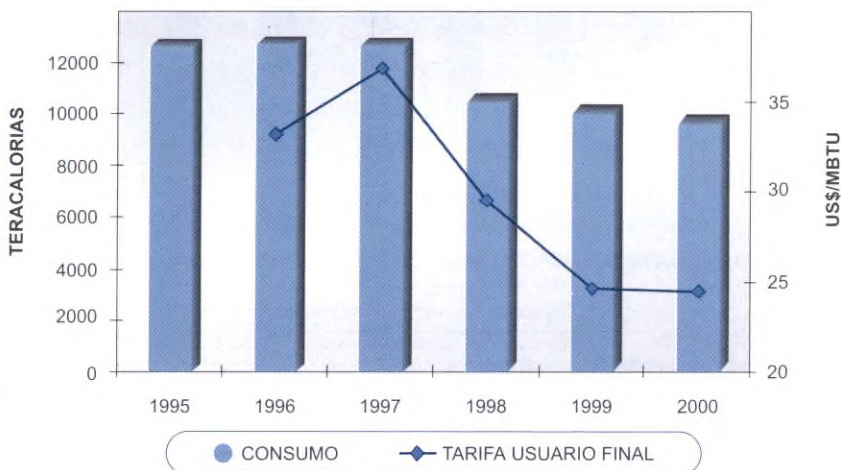
Elaboración: Unidad de Planeación Minero Energética

**ENERGIA ELECTRICA:** Se observa un descenso en su consumo a partir del año 1998, con el fuerte desarrollo del programa de masificación de gas natural<sup>15</sup>. En

<sup>15</sup> El número de instalaciones domiciliarias en el año 1997 fueron 210,182 más que en el año anterior y en 1998 277,878 más que en 1997.

términos generales, se aprecia una inelasticidad al precio, ya que el descenso en el precio de la energía eléctrica al usuario final no cambió el comportamiento decreciente de su consumo. El impacto sobre la demanda ha sido la entrada de un energético más eficiente y de menor costo a competir con ella, como lo es el gas natural.

#### Consumo y Tarifas al Usuario Final de Energía Eléctrica Sector Residencial 1995 - 2000

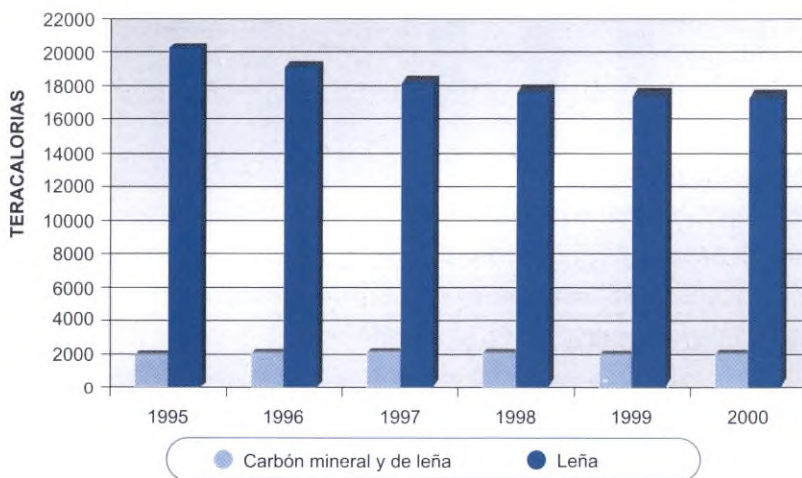


Elaboración: Unidad de Planeación Minero Energética

**LEÑA Y CARBÓN:** Con respecto a la leña se observa un comportamiento decreciente en su consumo mayor al 3% en promedio anual durante el periodo 1995 - 2000 mientras que el consumo de carbón ha crecido menos del 3% en promedio al año para el mismo periodo.

Para los precios del carbón mineral y el carbón de leña, al igual que la leña, no se consideran debido a que en el sector residencial éstos son autoapropiados.

#### Consumo de Leña y Carbón Mineral y de Leña 1995 - 2000

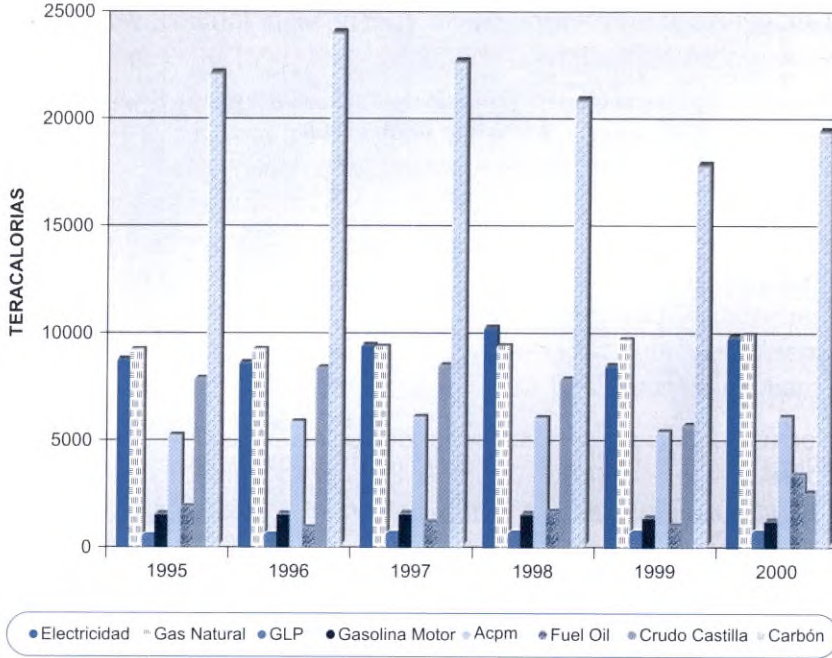


Elaboración: Unidad de Planeación Minero Energética

## 12.2. SECTOR INDUSTRIAL

En este sector se reconoce la importancia del consumo del carbón, seguido por el gas natural y de forma muy cercana a éste, por la electricidad.

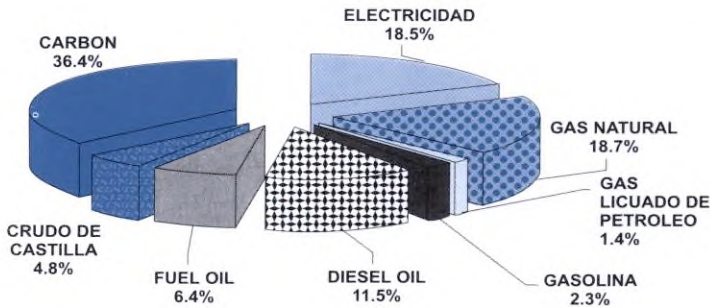
**Consumo Nacional Anual de Energía en el Sector Industrial  
1995 - 2000**



En la gráfica: GLP (gas licuado del Petróleo), Acpm (Aceite combustible para motores)  
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética

En el año 2000, la matriz energética estuvo liderada por el carbón, con el 35%, seguido por el gas natural y la electricidad con el 18% y 17.8%, respectivamente. Mientras que el consumo de gas licuado del petróleo es mínimo, representando solamente un 1.4%.

**Distribución del Consumo Nacional de Energía en el Sector Industrial 2000**

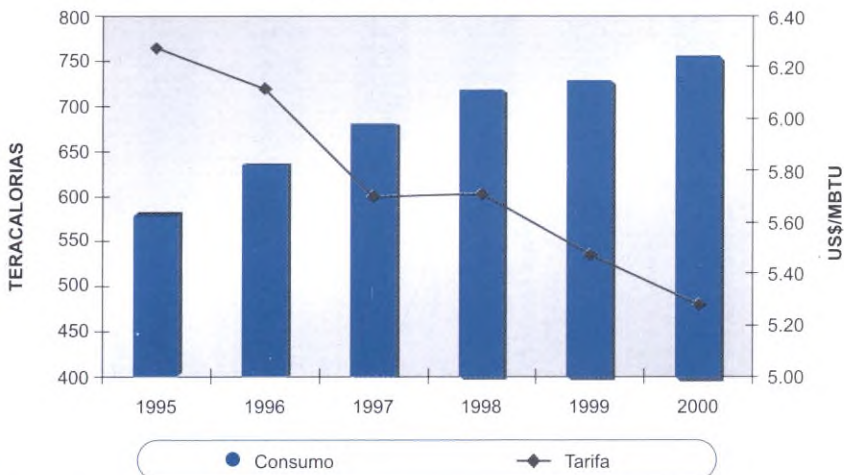


Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética

Con respecto al comportamiento del consumo vía tarifas se observa lo siguiente, no sin antes anotar que existen aspectos tales como el desempeño económico del país, aspectos de fuerza mayor, que pueden afectar el consumo de un combustible en especial, además del incremento o decrecimiento del precio al público.

**GAS LICUADO DEL PETROLEO:** El consumo en el sector industrial ha presentado durante todo el periodo de análisis una tendencia creciente, con un rezago en su velocidad, generado probablemente por el incremento tarifario, y la penetración del gas natural en dicho sector.

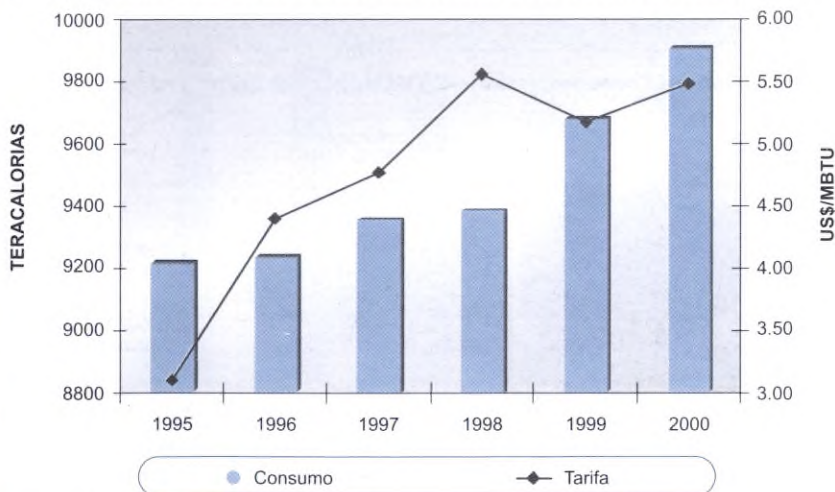
**Consumo y Tarifas al Usuario Final del Gas Licuado del Petróleo en el Sector Industrial 1995 - 2000**



Elaboración: Unidad de Planeación Minero Energética

**GAS NATURAL:** Con respecto al gas natural, se observa de igual forma una inelasticidad al precio, reflejado en el incremento del consumo durante el periodo de análisis 1995 - 2000, independiente del incremento en el precio.

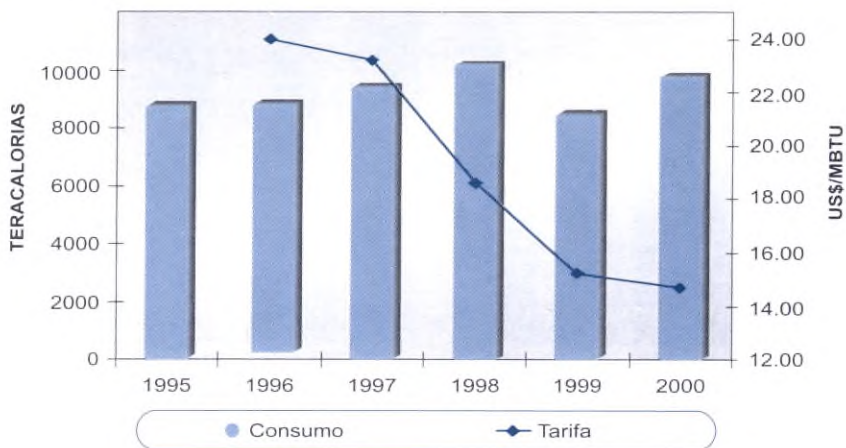
**Consumo y Tarifas al Usuario Final de Gas Natural en el Sector Industrial 1995 - 2000**



Elaboración: Unidad de Planeación Minero Energética

**ENERGIA ELECTRICA:** Se observa un crecimiento en el consumo a pesar del incremento en el precio, también realizado en el mismo periodo además de un descenso en el consumo durante el año de 1999, independiente de la subida en el precio, y un crecimiento en el consumo para el año 2000 independiente del aumento del precio. Todo lo anterior refleja una inelasticidad al precio.

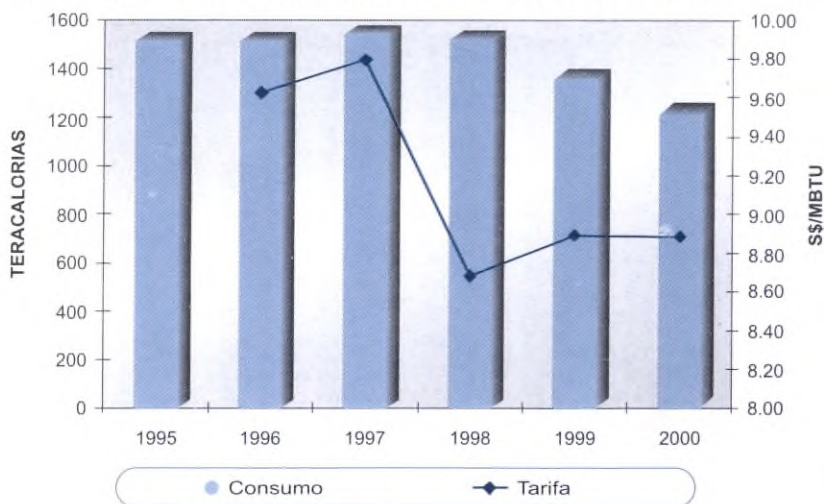
**Consumo y Tarifas al Usuario Final de Energia Electrica Sector Industrial 1995 - 2000**



Elaboración: Unidad de Planeación Minero Energética

**BENCINA:** En el periodo 1995 - 1997 se observa un leve incremento anual en su consumo, independiente del incremento también presentado en el precio. En los años siguientes y probablemente motivado por los incrementos en el precio, más fuertes que los incrementos de años anteriores, llevó a un decrecimiento en el consumo de este tipo de gasolina.

**Consumo y Tarifas al Usuario Final de Bencina Sector Industrial 1995 - 2000**

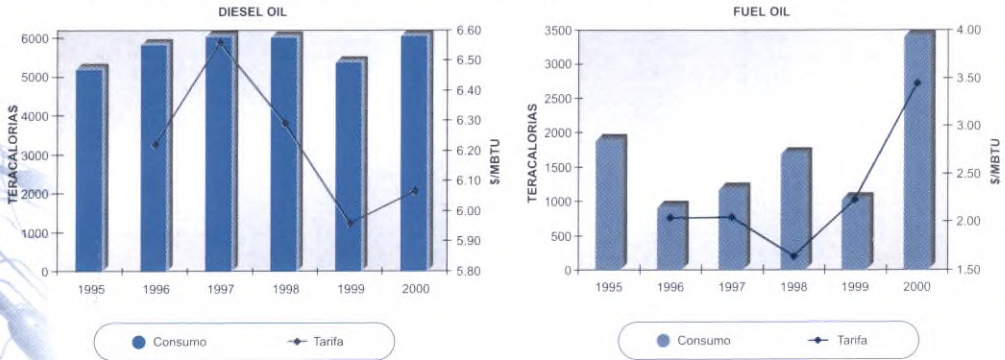


Elaboración: Unidad de Planeación Minero Energética



**DIESEL Y FUEL OIL:** Con respecto al Diesel Oil se observa una tendencia creciente, independiente del crecimiento anual en el precio, que muestra inelasticidad al precio. Sin embargo, la caída en el consumo durante el año 1999 pudo estar motivada en otros aspectos tales como la recesión económica. Con respecto al fuel oil en el sector industrial se muestra una tendencia en el consumo variable de año en año, que demuestra inelasticidad del consumo al precio fortalecido por el hecho del crecimiento en el consumo en el año 2000 aún con el más fuerte incremento presentado en el precio en el periodo de análisis.

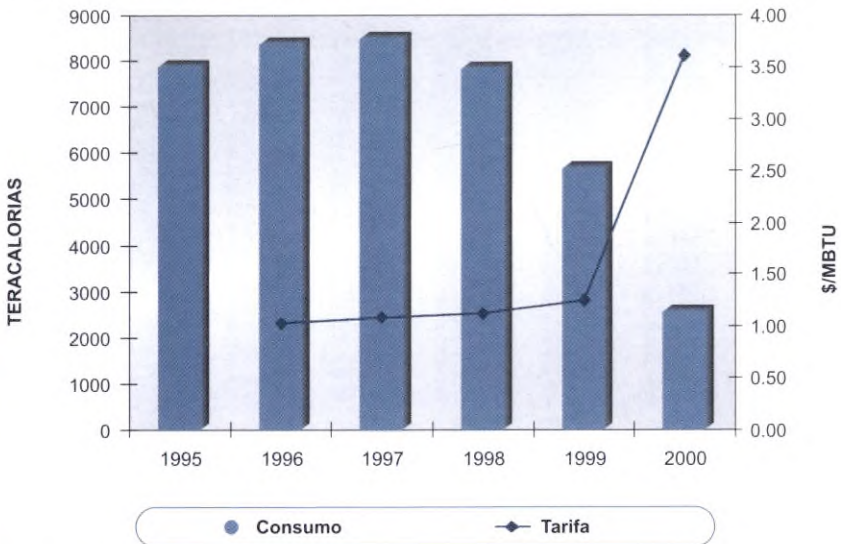
**Consumo y Tarifas al Usuario Final de Diesel y Fuel Oil Sector Industrial 1995 - 2000**



Elaboración: Unidad de Planeación Minero Energética

**CRUDO DE CASTILLA:** Se observa una tendencia creciente en el consumo durante el periodo 1995 - 1997, aún con incrementos anuales en el precio. Sin embargo, a partir del año 1998 se observó un comportamiento contrario en el consumo motivado especialmente por la determinación del Ministerio del Medio Ambiente de prohibir su consumo paulatinamente hasta desaparecer totalmente en el año 2002.

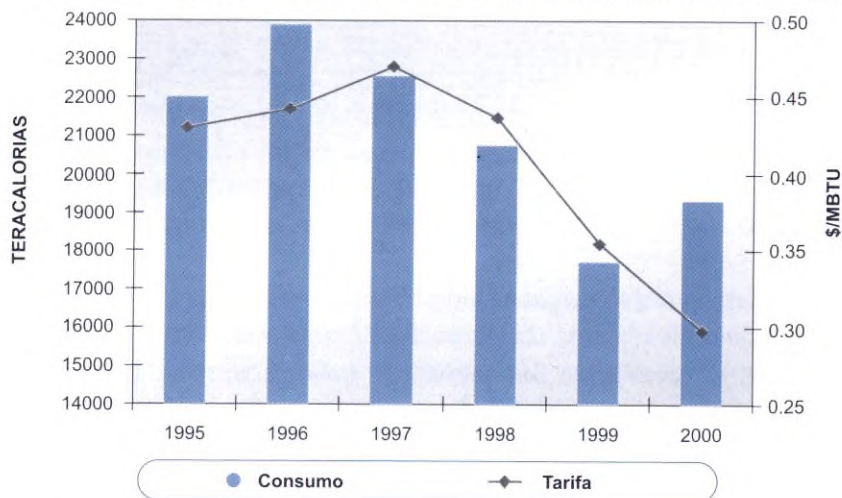
**Consumo y Tarifas Al Usuario Final del Crudo de Castilla Sector Industrial 1995 - 2000**



Elaboración: Unidad de Planeación Minero Energética

**CARBÓN:** Se observa una irregularidad en el comportamiento de consumo motivado por factores diferentes al precio, tal como se observa en el periodo 1998 - 2000, en donde bajo una estabilidad en el precio, se observa la variabilidad anual en el consumo.

**Consumo y Tarifas al Usuario Final de Carbon Sector Industrial 1995 - 2000**



Elaboración: Unidad de Planeación Minero Energética

La tabla que a continuación se presenta, muestra en forma resumida el comportamiento de la demanda del combustible, ante la variación promedio en el precio en el periodo 1995 - 2000, para los diferentes combustibles en sectores residencial e industrial.

Combustible	Precios		Demanda	
	Crecimiento > 3%	Decrecimiento < 3%	Crecimiento > 3%	Decrecimiento < 3%
<b>Sector Residencial</b>				
Energía Eléctrica		X		X
Estrato 1		X		
Gas Natural		X	X	
Estrato 3		X		
Estrato 5		X		
GLP		X	X	
Carbón Mineral Y Carbón De Leña		X		X
Leña				
Derivados del Petróleo	X			X
<b>Sector Industrial</b>				
Energía Eléctrica		X		X
Gas Natural	X			X
GLP		X	X	
Gasolinas	X			
Corriente	X			
Bencina			X	X
Diesel Oil			X	X
Fuel Oil			X	
Crudo de Castilla	X			X
Carbón Mineral y Carbón de Leña		X		X

Elaboración: UPME

## 13. TEMAS DE COYUNTURA

A continuación se presentan algunos de los temas que en la industria del gas licuado del petróleo requieren definición, adicionales a los diferentes aspectos que han sido discutidos en el transcurso del documento.

### 13.1. ABASTECIMIENTO DE GAS LICUADO DEL PETRÓLEO A LA REGIÓN INSULAR: SAN ANDRÉS Y PROVIDENCIA

Los aspectos relevantes de la situación de abastecimiento de gas licuado del petróleo en la Isla de San Andrés, son<sup>16</sup>:

- Para el abastecimiento de gas licuado del petróleo en la Isla, son transportados a través del mar cilindros vacíos de 100 libras hasta Cartagena, donde son envasados y devueltos a San Andrés en los barcos que transportan otras mercancías hacia allí. Posteriormente el gas licuado del petróleo de los cilindros es trasvasado a cilindros de 20 y 40 libras para su posterior distribución.
- El manejo al que son sometidos los cilindros durante el transporte y especialmente durante el descargue de éstos en la Isla genera riesgos para quien los transporta y manipula.
- Ecopetrol está entregando el producto en Cartagena y asumiendo los costos de manejo, envasado y transporte San Andrés - Cartagena, lo cual no genera impacto sobre el precio de venta al público.
- El sistema de transporte, dado el esquema utilizado hoy en día, no deja en claro la responsabilidad en caso de accidente en esta actividad.
- La vida útil de los cilindros utilizados en San Andrés por acción del medio marino es de alrededor de año y medio a dos años, en comparación con 8 años que puede durar un envase en el parque de cilindros que se manipula en el interior del país.
- Los cilindros que hacen parte del parque de envases que manejan los distribuidores, están pintados con dos colores diferentes que identifican a cada uno de ellos y en algunas ocasiones, cuando el usuario ha solicitado el servicio, pero tiene un cilindro del color que no corresponde a quien en ese

<sup>16</sup> Tomado del Documento ABASTECIMIENTO DE GAS LICUADO DEL PETRÓLEO PARA EL DEPARTAMENTO DE SAN ANDRÉS – DOCUMENTO FINAL (El Documento contiene los comentarios hechos durante el primer Comité Ad Hoc de gas licuado del petróleo año 2001, al documento Unidad de Planeación Minero Energética para discusión denominado Abastecimiento de Gas Licuado del Petróleo para el Departamento de San Andrés)

momento distribuye, se encuentra ante la negativa del distribuidor de proveerle el combustible<sup>17</sup>.

Las recomendaciones que surgieron del Comité Ad Hoc en el que se trató el tema fueron:

- Aplicar lo dispuesto en las Resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 035/1998 y 052/2000, que determinan que la estampilla de transporte "incluye la entrega del producto por parte del gran comercializador en San Andrés". Esta estampilla debe permitir el desarrollo por parte del gran comercializador de los proyectos necesarios para una infraestructura eficiente de manejo y transporte del combustible hacia la Isla.
- Desarrollo de un sistema más eficiente en el transporte y manejo del gas licuado del petróleo por parte del gran comercializador, realizando el transporte del combustible en tanques de capacidad suficiente<sup>18</sup> que permita el abastecimiento de varios días en la Isla y su transporte en los barcos que llevan mercancía hacia ella.

De otro lado, utilizar tanques de mayor capacidad tipo "de planta", por seguridad debe contar con bases de asentamiento, orejas para maniobras de descarga, incluir radiografiado de la soldadura al 100% y haber sido relevado de esfuerzos. Así, un tanque de alrededor de 17,000 galones daría un abastecimiento para 5.6 días; mientras que uno de 20,000 galones, daría abastecimiento para 6.5 días. Los diámetros y las longitudes de éstos son de 2.26 metros y 2.67 metros y 17.5 metros y 14.83 metros, respectivamente.

Mientras se desarrolla la infraestructura eficiente para realizar el abastecimiento de gas licuado del petróleo en la Isla, se hace necesario que el gran comercializador establezca una póliza de responsabilidad en caso de accidente ó el establecimiento de un contrato entre el gran comercializador y el transportador que establezca las condiciones de seguridad necesarias para el transporte y manejo de los recipientes, tanto en alta-mar como en los muelles durante el cargue y descargue del producto.

De otro lado, para solucionar el problema en forma permanente, la Comisión de Regulación de Energía y Gas está realizando un estudio que le permita identificar un sistema de suministro, transporte y manejo eficiente del gas licuado del petróleo hacia las Islas de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, valorando las inversiones y los gastos de administración, operación y mantenimiento requeridos para su desarrollo y operación, que incluye el diseño de señales e incentivos adecuados para la inversión.

<sup>17</sup> Información suministrada durante la reunión del Comité Ad Hoc.

<sup>18</sup> Imo ó Isotantques (tipo container), que tienen una capacidad de unas 20 toneladas (11,000 – 12,000 galones).

## 13.2. ABASTECIMIENTO DE GAS LICUADO DEL PETRÓLEO A LA REGIÓN SUR-OCCIDENTAL: TOLIMA, HUILA, CAQUETÁ Y PUTUMAYO

Existe una opción interesante y con una mínima inversión, de poder transportar gas licuado del petróleo por poliducto hasta Neiva en el actual poliducto de Ecopetrol a esa ciudad.

Las ventajas de esta adaptación serían de gran beneficio para todo el sector suroccidental del país, pues en la actualidad, departamentos tan distantes como Caquetá y Putumayo y aún el mismo Huila se surten del terminal de Puerto Salgar, por lo que los camiones que transportan el producto deben hacer recorridos de hasta 700 kilómetros, los cuales podrían ser reducidos a la mitad de concretarse esta iniciativa.

En un estudio contratado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas en 1998<sup>19</sup>, se establecen las siguientes conclusiones:

- Disminución en los precios de venta al público, en Putumayo, Caquetá y Huila, la cual puede superar el 30%.
- Genera alternativas de suministro a Girardot, Bogotá D.C. y todo el departamento del Tolima.
- Desalienta la competencia desleal en su área de influencia. En la medida que hace no competitivo el gas licuado del petróleo llevado de Nariño a Putumayo con la ley de fronteras y el mismo contrabando desde Ecuador.
- Crea una mayor flexibilidad operativa.
- Favorece la descongestión de la terminal de Puerto Salgar y las vías de comunicación de la zona.
- Reduce sustancialmente los factores de riesgo operacional.
- Genera una mayor rentabilidad a los distribuidores al disminuirle los costos operacionales y al ser mas competitivos.
- Ayuda a reducir el impacto ambiental al poder sustituir leña.

La comercialización de gas licuado del petróleo en los departamentos de Huila, Caquetá y Putumayo en la actualidad viene siendo realizada por nueve distribuidoras<sup>20</sup> las cuales se abastecen en Puerto Salgar, la Sabana de Bogotá y en algunas oportunidades el municipio de Yumbo.

Debido a la carencia de un sitio cercano para el abastecimiento, las empresas distribuidoras presentan sobrecostos por los largos recorridos terrestres que deben

<sup>19</sup> Factibilidad para transportar gas licuado del petróleo a la ciudad de Neiva en el poliducto de ecopetrol Puerto Salgar –Neiva. Asesorías e Ingeniería Ltda. Junio de 1998.

<sup>20</sup> Gases del Caguán, Gas Norte de Florencia Ltda, Gas Opita, Distrigas Antioquia Ltda., Gas Neiva, Ramirez Gonzalez Hnos., Gas Mayo, Asisgas y Disputumayo.

realizar, que son cargados a los usuarios en su mayor parte y por lo tanto se reflejan en el precio final al consumidor.

Por otra parte, las empresas distribuidoras del departamento de Nariño, por tener un precio especial para el gas licuado del petróleo, por la ley de fronteras, pueden llegar competitivamente a los departamentos de Huila y Putumayo y dado que tienen menores costos de transporte constituyen una competencia desleal en la zona.

Las compras realizadas por las empresas del Huila, Caquetá y Putumayo fueron en 1996 de 244,600 galones mensuales.

El estudio mencionado concluye que con una inversión relativamente modesta de alrededor de 6000 millones de pesos se podría llevar el producto hasta Neiva, con los consecuentes beneficios regionales, tanto en términos económicos como ambientales, para una población estimada en alrededor de un millón trescientos mil habitantes.

Estas inversiones consistirían mayoritariamente en tanques de almacenamiento.

### 13.3. PROPUESTA PARA LA LIBERACION MARGEN DE DISTRIBUCION EN BOGOTA D.C. Y SOACHA<sup>21</sup>

La propuesta consiste en liberar el margen de los distribuidores de gas licuado del petróleo, para Bogotá D.C. y Soacha, tomando en consideración lo establecido en la Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 111 de 1996, que permite aplicar la libertad vigilada en aquellas ciudades donde la penetración del gas natural ha llegado a niveles suficientemente altos, esto al fin de asegurar una competencia efectiva para el gas licuado del petróleo y evitar cualquier potencial abuso de posición dominante por parte de los distribuidores de gas licuado del petróleo.

Al existir un mercado en contracción para los distribuidores de gas licuado del petróleo, necesariamente el volumen de ventas promedio por empresa se disminuye. Esta situación hace que debido a la competencia, algunas de las empresas tendrán que fusionarse o buscar otros mercados, dado que se volverán no viables por sí solas. Solo quedarán aquellas que tengan unos menores costos operacionales por galón vendido.

A continuación se argumenta que el mercado de Bogotá D.C. y el municipio de Soacha, está lo suficientemente maduro para que se liberen los precios del gas licuado del petróleo en ellos. Dadas las condiciones de madurez del mercado del gas natural sin que afecte a los usuarios, gracias a la competencia.

<sup>21</sup> Propuesta elaborada en la Unidad de Planeación Minero Energética, Septiembre de 2001.

**Comportamiento de los Mercados donde se ha tomado la Medida de Liberación:** En las ciudades de Cartagena, Barranquilla, Riohacha, Sincelejo, Montería, Neiva, Villavicencio, Barrancabermeja, Bucaramanga y Floridablanca, la medida de liberación de precio ha estado en vigencia durante seis años, de 1997 a 2002 y ha sido exitosa pues los distribuidores han sido responsables en el uso de la libertad para fijar sus tarifas, alineándose en general con las tarifas definidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

A continuación se muestran los precios de venta al público regulados vigentes (publicación de mayo de 2001) y los de algunas de las ciudades donde se ha liberado el margen del gas licuado del petróleo. Como referencia se toma el precio de los cilindros de 40 libras.

El comportamiento de las empresas distribuidoras de gas licuado del petróleo en las ciudades donde se ha liberado el precio no ha producido una situación de abuso de posición dominante en ninguna de ellas. Se observa una tendencia de las empresas de alinearse con los precios regulados que se cobran en el área circundante. En el caso de Villavicencio/Apiay, el precio es inferior al del área circundante, debido al hecho de tener la planta de Apiay muy cercana al área urbana de Villavicencio.

Ciudad liberada / Población vecina de referencia	Tarifa regulada de la región circundante (\$/Galón)			Tarifa de la ciudad liberada (\$/Galón)		
	Terminal	Flete	PVP	Terminal	Flete	PVP
Floridablanca / Piedecuesta	12,945	555	13,500	12,945	555	13,500
Bucaramanga / Piedecuesta	12,945	555	13,500	12,945	555	13,500
Villavicencio / Restrepo	12,945	2,555	15,500	12,945	1,555	14,500
Neiva / Palermo	12,945	4,055	17,000	12,945	4,055	17,000
Villavicencio / Apiay	12,945	0	12,945	12,945	1,555	14,500

Fuente: Asociación Gremial Colombiana de Comercializadores de Gas, tarifas publicadas primer trimestre 2001

Se observa entonces que debido al hecho de tener la competencia del gas natural por un lado, a la competencia entre los mismos distribuidores de gas licuado del petróleo, y al efecto de la comparación de los municipios vecinos los distribuidores prefieren alinearse con los precios vigentes regulados.

**Evidencias para tomar la Medida de la Liberación del Margen de Minorista:** El comportamiento de la demanda de gas natural y de gas licuado del petróleo en el área de Bogotá D.C. y Soacha, entre el año 1997 y 2000 muestra que si bien el consumo de gas licuado del petróleo ha aumentado ligeramente, el de gas natural ha tenido un crecimiento mucho mayor. Esto permite suponer que si en los próximos años la expansión de la conexión de usuarios de gas natural continúa a un ritmo parecido al actual, los espacios para el gas licuado del petróleo se irán cerrando y la competencia se hará mas dura.

La empresa Gas Natural S.A., que tiene la concesión de distribución de gas natural, pasó a finales del año 2001 la cota de cubrimiento de los 908,000 usuarios conectados al servicio del gas natural y la Unidad de Planeación Minero Energética estima que éste se puede estabilizar en unos tres años en una cifra de alrededor de 1'300,000 usuarios. En suma, se encuentran en un 60% de la meta para el 2004.

El crecimiento de los usuarios de gas natural en Bogotá D.C. y Soacha en los últimos nueve años ha sido acelerado, la siguiente tabla nos muestra esta evolución.

Año	N° Usuarios Bogotá. y Soacha	N° de Usuarios Total País	%
1995	233,319	937,613	
1996	321,389	1,130,524	38%
1997	428,234	1,340,706	33%
1998	577,675	1,618,585	35%
1999	705,060	1,898,952	22%
2000	800,265	2,182,972	14%
2001	908,850	2,492,010	14%

Fuente: Asociación Colombiana de Gas (revista N° 25), Empresa Colombiana de Petróleos para 1999, 2000 y 2001.

A continuación se muestra de forma comparativa las ventas de gas licuado del petróleo y gas natural, en Bogotá D.C. y Soacha, entre 1997 y 2000, con proyecciones a 2004 y 2010.

Año	Ventas Gas Licuado del Petróleo* (galones por mes)	Giga Calorías por Día
1995	6,435,490	4,973
1996	7,219,594	5,579
1997	7,265,472	5,614
1998	7,068,403	5,462
1999	6,784,791	5,243
2000	6,233,255	4,817
2004	5,000,000	4,166
2010	5,000,000	4,166

(\* Datos Sistema de Información de Servicios Públicos Domiciliarios (Sivico) (año 2000) y Afomdigas (1999 hacia atrás). Se calculó que aproximadamente el 83% de lo que se despacha las plantas de llenado de la sabana se consume en Bogotá D.C. y Soacha. Proyecciones de este análisis para 2004 y 2010.

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética

Año	Ventas Gas Natural (Millones pies cúbicos por día)	Giga Calorías por Día
1995	8.7	2,175
1996	11.0	2,750
1997	15.0	3,750
1998	20.8	5,200
1999	18.8	4,737
2000	25.5	6,425
2004	35.0 (e)	8,819 (e)
2010	55.0 (e)	13,859 (e)

Fuente: Revista Asociación Colombiana de Gas (Acogas), n° 26, p37 para 95 a 2000. Unidad de Planeación Minero Energética, para 99 y 2000, y estimados 2004, y 2010.



Año	Gas Licuado del Petróleo (Mil calorías por habitante)	Gas Natural (Mil calorías por habitante)	Habitantes Bogotá/Soacha
1995	841	2,717	5'908,910
1996	921	2,201	6.052.420
1997	905	1,653	6'200,362
1998	858	1,223	6'362,129
1999	802	725	6'532,920
2000	718	958	6'700,863
2004	569 (e)	1,205 (e)	7'318.454 (e)
2010	508 (e)	1,205 (e)	8'241.767 (e)

Fuente : Proyecciones Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas para habitantes, cálculos Unidad de Planeación Minero Energética. Para el 2010 se asume que se mantiene el consumo de gas natural del 2000. Para un crecimiento poblacional 2004 - 2010, se asume el 2,0%

La empresa de distribución de electricidad, Codensa, que cubre a Bogotá D.C. y Soacha, tenía a finales de 2000, aproximadamente 1,800,000 usuarios y estima tener a finales del 2004 alrededor de 2,000,000 de usuarios.

Por lo tanto, si partimos de la base que el cubrimiento eléctrico en este conglomerado urbano, es cercano al 100% y hay 800,000 usuarios de gas natural, podríamos concluir que existen en la actualidad alrededor de un millón de usuarios que emplean gas licuado del petróleo y electricidad para cocción y calentamiento de agua, de las cuales, si tomamos en consideración las ventas (ver tabla correspondiente), 625,000 serían de gas licuado del petróleo.

Se considera que la penetración del gas natural continuará, aunque más lentamente. Cifras de otros países (Buenos Aires / Argentina) y de nuestro propio país (Bucaramanga, Neiva, Villavicencio, Barranquilla y Cartagena), determinan que cuando el mercado del gas natural está maduro, como mínimo el nivel de cobertura es del 70% del mercado objetivo.

En cuatro años cuando la penetración del gas natural inicie un proceso de crecimiento un poco más pausado, quedará un mercado para compartir entre electricidad y gas licuado del petróleo, de 700,000 usuarios, el cual seguirá decreciendo.

Se piensa que en el 2004 el mercado eléctrico para cocción y calentamiento, por motivos de costo no conservará mas del 10% del mercado objetivo, es decir unos 200,000 usuarios, estando en ese momento el mercado del gas licuado del petróleo en unos 500,000 usuarios.

Si consideramos que para el 2010 el mercado del gas natural llegue a un punto de madurez ese año el mercado eléctrico en Bogotá D.C. y Soacha estará aproximadamente en 2,500,000 usuarios, el de gas natural estará en aproximadamente 1,750,000 usuarios . Si consideramos que se mantiene el valor

máximo de 10% de usuarios que utilicen la electricidad para cocción y calentamiento de agua, es decir unos 250,000 usuarios, para ese entonces el gas licuado del petróleo solo conservará el 20% del mercado, es decir se mantendría en los mismos 500.000 usuarios.

Por otra parte, en Bogotá D.C. y Soacha operan aproximadamente unas 27 empresas distribuidoras de gas licuado del petróleo, en un mercado disminuido por la penetración paulatina del gas natural. Este número es suficiente para garantizar en un mercado en contracción una adecuada competencia.

Vemos que el mercado de la ciudad cuenta con suficientes alternativas de oferta para garantizar que no haya abusos de posición dominante por parte de los distribuidores de gas licuado del petróleo, por lo que se podrían liberar los márgenes de los distribuidores minoristas, dejando que sea el mercado el que defina cual es el margen de equilibrio para la prestación adecuada del servicio y en este proceso necesariamente el sector deberá reestructurarse eliminando ineficiencias.

Los beneficios de una medida de esta naturaleza son grandes porque deja que sea el mercado quien se encargue de fijar unos márgenes adecuados, en un mercado altamente competido.

Como beneficio adicional, podemos mencionar, que se vuelve irrelevante para el área de Bogotá D.C. y Soacha la discusión que se desarrolla actualmente en lo relativo a los márgenes de distribución y a la resolución 010 de 2001 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

#### 13.4. DISTRIBUCION DE GAS LICUADO DEL PETROLEO POR REDES

La distribución de gas licuado del petróleo por redes, aunque ha sido desarrollada con éxito en diversas regiones del país, no ha tenido un desarrollo muy extenso, quizás porque no ha sido necesaria en algunos casos y en otros porque no ha habido la iniciativa regional para su desarrollo.

Es un hecho que el desarrollo del gas natural y del gas licuado del petróleo en el territorio nacional, ha respondido en gran medida a dinámicas y características muy regionales. Ejemplos que sustentan esta afirmación abundan, como es el caso del uso de gas natural comprimido para distribución doméstica en el departamento del Huila.

En el caso del gas licuado del petróleo, son notorios los casos de Girardota en el Valle de Aburrá, o de la Ciudadela Colsubsidio en Bogotá. También cabe mencionar la experiencia de Santander, donde hay varias poblaciones cubiertas con gas licuado del petróleo por red.

En cambio, ciudades y poblaciones de importancia donde tendría cabida la distribución de gas licuado del petróleo por red por hallarse lejos de la red de transporte de gas natural, como podrían ser Popayán, Pasto o Fusagasuga por mencionar algunas, no han tenido la presencia de inversionistas regionales que conozcan de este sistema o que conociéndolo deseen aplicarlo.

Es comprensible hasta cierto punto el hecho de que el gas licuado del petróleo por red no se haya difundido más, existen varios motivos que podrían explicarlo. En primer lugar el hecho de que los distribuidores de gas licuado del petróleo, están más familiarizados con el sistema de cilindros o de carro tanques que surten tanques estacionarios en las viviendas. Para ellos no hay una tradición de gas licuado del petróleo por red. Justamente una de las fortalezas del gas licuado del petróleo es el hecho de tener un poder calorífico mucho más concentrado que el del gas natural, y su grado de condensación muy superior al gas natural lo cual permite su transporte embotellado en forma líquida.

Por otra parte el precio del gas licuado del petróleo en calorías equivalentes es superior al del gas natural lo que hace que no sea tan atractivo su precio, vendido en un sistema de red urbana que tiene un costo de distribución superior al de distribución embotellado.

Por lo general, el gas licuado del petróleo por redes casi siempre se instala como una manera provisional para desarrollar el mercado, mientras llega el gas natural. Tales fueron los casos del proyecto en Girardota de EEPMP, y de Ciudadela Colsubsidio en Bogotá.

Otros proyectos fueron concebidos como de gas licuado del petróleo por red pero finalmente terminaron con gas natural, como Vélez en Santander.

Cabe mencionar que la empresa Serpegas en Santander solicitó el cambio de tarifa de gas licuado del petróleo por red a gas natural para las poblaciones de Monquirá, Vélez y Socorro solicitud que fue resuelta favorablemente mediante la Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 145 del 2001.

Hay sin embargo casos de proyectos que han sido desarrollados exclusivamente para gas licuado del petróleo y que así continúan, tal es el caso de poblaciones como Málaga en Santander.

También se observa que allí donde se ha solicitado la tarifa para la prestación del servicio de gas licuado del petróleo por redes, en ocasiones no ha pasado de la solicitud tarifaria, sin concretarse en el proyecto mismo. Quizás el espíritu que animó a quienes solicitaron la tarifa es la de "asegurar" un mercado o un proyecto, sin embargo, olvidan allí que cualquier empresa puede solicitar una tarifa.

En cualquier caso, lo más probable es que el gas licuado del petróleo por red siga siendo mayoritariamente un paso previo al gas natural.

### 13.5. ABASTECIMIENTO DE GAS COMBUSTIBLE PARA CÚCUTA

Mediante comunicación de la Vicepresidencia Adjunta de Producción de la Empresa Colombiana de Petróleos en Junio de 2001, se confirmó un nivel de reservas remanentes del Pozo Cerrito 1 estimadas en 0.7 Giga Pies Cúbicos, que a una tasa de extracción de 800,000 Pies Cúbicos Estándar Día se agotarían aproximadamente en 2.3 años.

Adicionalmente, el deficiente estado mecánico de las tuberías internas del pozo Cerrito 1 y la presencia de agua salada que puede agravar la situación de corrosión de las tuberías, situación que puede ser empeorada por las fluctuaciones del patrón de producción causado por las altas demandas horarias entre las 10:00 A.M. y la 1:00 P.M. del sector domiciliario, que inducen un mayor influjo de agua hacia la zona de gas, poniendo en peligro la continuidad de la vida productiva del yacimiento.

En tal sentido, a fin de aumentar la vida útil del pozo y cuidar al máximo su estado mecánico disminuyendo el riesgo de su posible pérdida, se recomendó reducir la tasa de producción y mantener un perfil de producción constante mediante la instalación de sistemas de control de flujo.

La realidad es entonces que necesariamente habrá un importante déficit en la oferta, que será necesario cubrir con la implementación de una combinación de medidas, que pudieran ser entre otras:

- Implementación de un sistema de almacenamiento de Gas Natural en Boca de Pozo que establezca los picos de demanda que exige el sector residencial.
- Implementación de una Planta de Aire Propanado que suministre este energético al sector residencial con el mismo fin.
- Transporte de gas natural comprimido desde áreas con disponibilidad del combustible. Con proyectos de este tipo se obtendría una solución de corto plazo y muy probablemente de largo plazo, se cubre el riesgo del colapso del pozo y se mantiene el negocio del concesionario para que recupere sus inversiones en la red de distribución.
- Distribución de gas licuado del petróleo por red local.
- Sustitución de la red de gas natural por gas licuado del petróleo en cilindros.

Es probable que debido a los cambios sea necesario ajustar los precios a los usuarios residenciales, por lo que la solución que se adopte deberá ser en lo posible, aquella que modifique lo menos la tarifa vigente en la actualidad.

### 13.6. MANTENIMIENTO, REPARACIÓN Y REPOSICIÓN DE CILINDROS

La reparación, el mantenimiento y la reposición de los recipientes utilizados para la distribución del gas licuado del petróleo se reglamenta desde el año 1976 a través de la Resolución 0930 del Ministerio de Minas y Energía.

Posteriormente, en el año 1987 la Resolución 1040/87 del Ministerio de Minas y Energía deroga la mencionada arriba y establece que el mantenimiento, reparación y reposición de cilindros de gas licuado del petróleo para uso doméstico y sus accesorios se haría en forma directa por entidades constituidas por asociaciones sin ánimo de lucro, de empresas distribuidoras de este combustible, denominadas Fondos. Además, tales entidades deberían poseer capacidad técnica y administrativa y cumplir con todos los requisitos que se establezcan para tal fin .

Sin embargo, la Resolución 074/1996 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, define en su artículo 29, que a partir del 1º de noviembre de 1996, los recursos provenientes del margen para seguridad serían administrados en adelante por el Ministerio de Minas y Energía a través de un contrato de fiducia.

A partir de entonces y debido a que el proceso de licitación iniciado en marzo de 1999 para la contratación de los talleres fue interrumpido y declarado desierto por vencimiento de términos, el dinero recaudado siguió siendo administrado a través de los Fondos.

Adicionalmente, el 11 de agosto del año 2000, la Comisión de Regulación de Energía y Gas expide la Resolución 048/2000 por medio de la cual define el valor del margen de seguridad, su forma de actualización y la forma en que sería distribuido. Además, el margen establecido en la resolución, entraría en vigencia cuando la Fiducia cumpliera con lo dispuesto en su artículo 3º, relacionado con la contratación de los talleres. De otro lado, la mencionada resolución dispuso que todos los cilindros nuevos que ingresen al parque, deberán ser de diez (10), treinta (30) u ochenta (80) libras.

Aún cuando está contratada la entidad Fiduciaria Popular, como administradora de los recursos que se recauden del margen para seguridad, se han presentado inconvenientes relacionados con la operatividad de los talleres para el mantenimiento, reparación y la reposición de los cilindros y tanques y más exactamente con la última actividad: la reposición y el hecho de la existencia dentro del parque actual de cilindros, de envases que no cumplen con los requisitos técnicos de la norma colombiana.

Con la expedición de la Ley 689 del 28 de agosto de 2001 que creó el Comité de Seguridad de gas licuado del petróleo, se estableció que el recaudo y administración del margen de seguridad sería reglamentado por la Comisión de Regulación de

Energía y Gas y que en cualquier caso se deberá otorgar participación a los distribuidores de gas licuado del petróleo en la reglamentación que se expida en la cual se buscará en forma concertada un mecanismo que permita que los distribuidores tengan participación en el recaudo y administración de los recursos, estableciendo todos los controles necesarios.

En virtud de lo anterior, por medio de la Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 146 de 2001, se invitó a los agentes y terceros interesados a que presenten sus propuestas o sugerencias con respecto al esquema regulatorio aplicable a la administración y recaudo del margen de seguridad y el mecanismo de participación de los distribuidores en dicho esquema de administración y recaudo.

Es así como la Comisión expide la Resolución 010 de 2002, por medio de la cual adopta la regulación relativa al esquema de administración y recaudo del Margen de Seguridad. Básicamente, la resolución mantiene como sistema de administración y recaudo del Margen de Seguridad la figura de la Fiducia y establece la conformación de un Comité Fiduciario, conformado por el Ministerio de Minas y Energía, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, representantes de los Distribuidores, y la Unidad de Planeación Minero Energética.

Es importante, tener en cuenta que: Una de las funciones del Comité Fiduciario es hacer seguimiento permanente a la ejecución de los programas de mantenimiento y reposición y hacer recomendaciones a la Comisión de Regulación de Energía y Gas sobre el tema y que aún cuando ya está en marcha el proceso de reposición en el país, no se debe desconocer la experiencia internacional en procesos como el mencionado, que ha tenido buenos resultados como es el caso de México<sup>22</sup> por ejemplo, quien con métodos de concertación entre productores y distribuidores ha logrado la reposición de gran parte de su parque de cilindros.

Sin Embargo, en nueve meses del Contrato de Fiducia (70% del tiempo), de abril a diciembre del año 2001 se habían repuesto solamente 120,000 cilindros, que corresponde a un 14% de lo programado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas<sup>23</sup>.

<sup>22</sup> Sala de Prensa de la Profeco, Marzo de 2001: La Procuraduría Federal del Consumidor informó como resultado de los avances del Segundo Acuerdo de Concertación para la Modernización, Productividad y Seguridad de la Distribución de gas licuado del petróleo, que al mes de diciembre de 1999 se logró la reposición y consecuente destrucción de 1,068,727 cilindros de gas a nivel nacional. El Acuerdo fue firmado entre la Secretaría de Energía, Pemex Gas y Petroquímica Básica, los industriales del gas y la Profeco el 29 de enero de 1999. El objetivo principal es renovar totalmente el parque de cilindros, y está programado para concluir en marzo de 2005.

Dentro de los compromisos adquiridos en el Segundo Acuerdo, se estableció que a octubre de 1999 se destruiría cuando menos el 4% del parque total de cilindros, lo que representa 1,000,000 de tanques destruidos y sustituidos por nuevos. Actualmente, 24 millones de cilindros circulan en el mercado nacional, los mismos que quedaron marcados y pintados el 30 de septiembre de 1999, lo que permitió que al estar identificados con su marca, los distribuidores se convirtieron en los responsables del mantenimiento, condición, destrucción y reemplazo de los cilindros.

De esta manera, la Profeco continuó con las tareas que se establecen en el Acuerdo, entre las que se destacan la de realizar auditorías para que en septiembre de 2000 se verificara la destrucción del 17% de los cilindros y en marzo de 2001 verificara la sustitución de por lo menos el 23%.

Finalmente, en marzo de 2005 habrá de realizarse otra auditoria para constatar que todo el parque de cilindros haya sustituido y por lo tanto se encuentre en óptimas condiciones de uso y seguridad.

<sup>23</sup> Afomdigas, Revista Confederación de la Industria y el Comercio de Gas No. 70. Octubre - Diciembre de 2001.

# ANEXO 1

## BALANCES OFERTA Y DEMANDA DE GAS LICUADO DEL PETRÓLEO

### DEMANDA ESCENARIO BUSINESS AS USUAL Y OFERTA SIN PLAN MAESTRO DE LA REFINERÍA DE CARTAGENA

Con respecto a la demanda, los supuestos y consideraciones aplicadas al escenario Business As Usual fueron presentadas en el capítulo respectivo.

Con respecto a la oferta, en esta ocasión se consideran básicamente los siguientes aspectos:

- El nivel de producción de la refinería de Apiay se mantiene durante todo el periodo de análisis (2002 - 2015).
- La producción de gas licuado del petróleo proveniente de los campos, disminuye debido a la declinación normal de éstos.
- La nueva planta de alquilación de la refinería de Barrancabermeja entra a partir del año 2002.

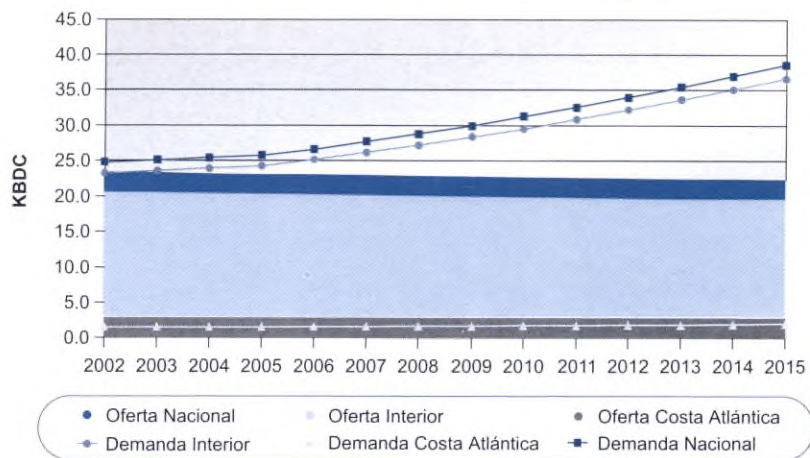
Las implicaciones de los diferentes proyectos sobre el nivel de producción de gas licuado del petróleo en el país, fueron explicados en el capítulo de oferta.

Bajo este escenario, en donde la oferta de gas licuado del petróleo no considera la entrada del Plan Maestro de la Refinería de Cartagena, se observa que la Costa Atlántica no tendrá problema de suministro del combustible en todo el escenario de proyección.

Con respecto al interior del país y sin considerar envíos de los excedentes de la Costa Atlántica, se observan déficits en todo el periodo de análisis 2002 - 2015, los cuales alcanzan alrededor de 3.9 Miles de Barriles por Día Calendario en el 2005, 9.7 Miles de Barriles por Día Calendario en el 2010 y 17.1 Miles de Barriles por Día Calendario en el 2015.

Igual que en el interior del país se observa en el balance a nivel nacional déficits que para el 2005 alcanza 2.7 Miles de Barriles por Día Calendario, 8.6 Miles de Barriles por Día Calendario en el 2010 y 16.3 Miles de Barriles por Día Calendario en el 2015.

### Balance de Gas Licuado del Petróleo 2002 - 2015 - Demanda Business As Usual y Oferta sin Plan Maestro de la Refinería de Cartagena



En la gráfica: KBDC (Miles de barriles por día calendario)

Cálculos: Unidad de Planeación Minero Energética



## ANEXO 2 ANEXO ESTADISTICO

### Producción de Propano (kbpdc)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM
1997	19.00	21.50	24.57	22.75	22.78	22.33	26.49	19.00	21.14	20.76	20.46	18.33	21.59
1998	20.82	18.10	20.42	19.28	20.01	20.26	20.91	21.62	20.27	20.42	20.39	23.50	20.52
1999	21.38	21.00	21.86	21.88	21.00	22.85	19.04	18.88	24.68	21.91	20.55	22.83	21.48
2000	23.92	21.80	24.24	21.10	21.35	21.84	19.87	22.89	26.14	21.04	20.66	23.94	22.40
2001	23.88	20.72	23.07	23.40	25.07	22.30	25.14	23.22	22.23	22.16	23.21	24.84	23.30
2002	23.21	20.64	21.88	22.01	26.45	22.63							22.85

KBPDG: Miles de Barriles por Día Calendario

### Importación de Propano (kbpdc)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM
1997	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1998	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.83	0.00	0.07
1999	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.54	1.67	0.00	0.00	0.00	0.18
2000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2001	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2002	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

KBPDG: Miles de Barriles por Día Calendario

### Consumo de Glp (kbpdc)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM
1997	20.01	21.37	19.21	23.22	21.94	21.12	23.48	21.58	23.11	22.71	22.43	21.80	21.81
1998	21.60	23.86	21.51	23.55	21.81	24.25	24.50	23.26	21.93	23.21	20.56	25.81	22.98
1999	21.93	26.00	22.02	23.16	24.47	20.76	26.04	20.56	26.56	23.14	20.56	24.87	23.32
2000	21.82	25.64	20.76	26.96	23.38	25.16	23.32	25.01	28.80	23.61	24.66	24.54	24.20
2001	24.29	24.09	24.74	23.49	24.81	24.70	24.00	23.75	23.17	24.91	25.84	25.84	24.47
2002	23.08	23.43	20.63	24.58	24.37	22.25							23.05

KBPDG: Miles de Barriles por Día Calendario

### Exportación de Butano y Glp (kbpdc)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM
1997	0.62	1.52	1.34	1.46	1.29	0.69	0.63	0.57	0.65	0.00	0.65	0.00	0.78
1998	0.47	0.00	0.00	0.71	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10
1999	0.00	0.00	0.69	0.00	0.79	0.82	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.19
2000	1.40	1.32	0.00	0.67	1.43	1.36	1.99	1.49	1.66	0.79	0.78	1.40	1.19
2001	1.98	1.67	0.73	1.37	0.66	0.84	1.71	1.19	2.05	2.07	2.13	1.82	1.59
2002	2.07	1.54	1.55	2.18	0.78	2.44							1.76

KBPDG: Miles de Barriles por Día Calendario

### Estructura Tarifaria GLP 2001

Item	Mar-01	Abr-01	May-01	Jun-01	Jul-01	Ago-01	Sep-01	Oct-01	Nov-01	Dic-01
1. Ingreso x Producto Gran Comercializador	832.5	881.4	939.9	939.9	974.1	974.1	974.1	974.1	974.1	974.1
2. Ingreso x Transporte Gran Comercializador	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4
3. Margen para Seguridad	27.0	95.2	95.2	95.2	95.2	95.2	95.2	95.2	95.2	95.2
4. IVA por ítem 3	4.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5. Precio Suministro al Comercializador Mayorista	956.3	1069.0	1127.6	1127.6	1161.7	1161.7	1161.7	1161.7	1161.7	1161.7
6. Margen Comercializador Mayorista	64.1	64.1	64.1	64.1	64.1	64.1	64.1	64.1	64.1	64.1
7. Precio Suministro Planta Comercializador Mayorista	1020.4	1133.2	1191.7	1191.7	1225.8	1225.8	1225.8	1225.8	1225.8	1225.8
8. MARGENES PARA DISTRIBUCION	36951.0	36982.0	37012.0	37043.0	37073.0	37104.0	37135.0	37165.0	37196.0	37226.0
a) En carrotanque (Galón):	144.6	144.6	144.6	144.6	144.6	144.6	144.6	144.6	144.6	144.6
b) En cilindro de cien (100) lbs. (45 kg):	5804.3	5804.3	5804.3	5804.3	5804.3	5804.3	5804.3	5804.3	5804.3	5804.3
c) En cilindro de ochenta (80) lbs. (34kg):				4905.7	4905.7	4905.7	4905.7	4905.7	4905.7	4905.7
d) En cilindro de cuarenta (40) lbs. (18 kg):	2770.0	2770.0	2770.0	2770.0	2770.0	2770.0	2770.0	2770.0	2770.0	2770.0
e) En cilindro de treinta (30) lbs. (15kg):				2693.9	2693.9	2693.9	2693.9	2693.9	2693.9	2693.9
f) En cilindro de veinte (20) lbs. (9 kg):	1700.3	1700.3	1700.3	1700.3	1700.3	1700.3	1700.3	1700.3	1700.3	1700.3
9. PRECIOS MAXIMOS AL PUBLICO	36951.0	36982.0	37012.0	37043.0	37073.0	37104.0	37135.0	37165.0	37196.0	37226.0
a) En carrotanque (\$Galón)	1165.0	1277.7	1336.2	1336.2	1370.4	1370.4	1370.4	1370.4	1370.4	1370.4
b) En cilindro de cien (100) lbs. (45 kg)	27587.7	29993.9	31243.3	31243.3	31971.9	31971.9	31971.9	31971.9	31971.9	31971.9
c) En cilindro de ochenta (80) lbs. (34kg)				24531.5	25093.7	25093.7	25093.7	25093.7	25093.7	25093.7
d) En cilindro de cuarenta (40) lbs. (18 kg)	11482.6	12445.0	12944.7	12944.7	13236.1	13236.1	13236.1	13236.1	13236.1	13236.1
e) En cilindro de treinta (30) lbs. (15kg)				11102.5	11343.3	11343.3	11343.3	11343.3	11343.3	11343.3
f) En cilindro de veinte (20) lbs. (9 kg)	6056.6	6537.8	6787.6	6787.6	6933.3	6933.3	6933.3	6933.3	6933.3	6933.3

El precio máximo al público aplica en el área de influencia de los terminales donde Ecopetrol entrega el producto.

## Estructura Tarifaria GLP 2002

ITEM	Ene-02	Feb-02	Mar-02	Abr-02	May-02	Jun-02
1. Ingreso x Producto Gran Comercializador	974.1	974.1	1056.2	1145.1	1145.1	1145.1
2. Ingreso x Transporte Gran Comercializador	92.4	92.4	99.3	99.3	99.3	99.3
3. Margen para Seguridad	95.2	95.2	95.2	96.8	96.8	96.8
4. IVA por ítem 3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5. Precio Suministro al Comercializador Mayorista	1161.7	1161.7	1250.6	1341.1	1341.1	1341.1
6. Margen Comercializador Mayorista	64.1	64.1	68.9	68.9	68.9	68.9
7. Precio Suministro Planta Comercializador Mayorista	1225.8	1225.8	1319.5	1410.0	1410.0	1410.0
<b>8. MARGENES PARA DISTRIBUCION</b>	<b>37257.0</b>	<b>37288.0</b>	<b>37316.0</b>	<b>37347.0</b>	<b>37377.0</b>	<b>37408.0</b>
a) En carrotanque (Galón):	144.6	144.6	155.0	155.0	155.0	155.0
b) En cilindro de cien (100) lbs. (45 kg):	5804.3	5804.3	6235.5	6235.5	6235.5	6235.5
c) En cilindro de ochenta (80) lbs. (34kg):	4905.7	4905.7	5270.1	5270.1	5270.1	5270.1
d) En cilindro de cuarenta (40) lbs. (18 kg):	2770.0	2770.0	2975.8	2975.8	2975.8	2975.8
e) En cilindro de treinta (30) lbs. (15kg):	2693.9	2693.9	2894.1	2894.1	2894.1	2894.1
f) En cilindro de veinte (20) lbs. (9 kg):	1700.3	1700.3	1826.6	1826.6	1826.6	1826.6
<b>9. PRECIOS MAXIMOS AL PUBLICO</b>	<b>37257.0</b>	<b>37288.0</b>	<b>37316.0</b>	<b>37347.0</b>	<b>37377.0</b>	<b>37408.0</b>
a) En carrotanque (\$Galón)	1370.4	1370.4	1474.5	1565.0	1565.0	1565.0
b) En cilindro de cien (100) lbs. (45 kg)	31971.9	31971.9	34411.0	36343.5	36343.5	36343.5
c) En cilindro de ochenta (80) lbs. (34kg)	25093.7	25093.7	26965.4	28453.4	28453.4	28453.4
d) En cilindro de cuarenta (40) lbs. (18 kg)	13236.1	13236.1	14244.4	15017.3	15017.3	15017.3
e) En cilindro de treinta (30) lbs. (15kg)	11343.3	11343.3	12192.7	12830.4	12830.4	12830.4
f) En cilindro de veinte (20) lbs. (9 kg)	6933.3	6933.3	7462.3	7848.8	7848.8	7848.8

El precio máximo al público aplica en el área de influencia de los terminales donde Ecopetrol entrega el producto.

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

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01000117

BIBLIOTECA

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

333.809861 C718a Ej.2



# UPME

Unidad de Planeación Minero Energética

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

PBX: 573 3321 Fax: 288 7419

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

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



Libertad y Orden

Ministerio de Minas y Energía  
República de Colombia

333

C