

**REPÚBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA
UPME**

CONTRATO UPME No. 1517-34-2004

**EVALUACIÓN DEL PLAN DE MASIFICACIÓN DEL
GAS**

**INFORME DE AVANCE No. IV
INFRAESTRUCTURA DE GAS NATURAL, PROPIEDAD Y
COMPETENCIA Y MARCO REGULATORIO DEL GLP**

CONTRATISTA – COSENIT S.A.

Bogotá, 15 de abril de 2005

**EVALUACIÓN DEL PLAN DE MASIFICACIÓN DE GAS COMBUSTIBLE
EL MARCO REGULATORIO: PRIMERA PARTE**

**INFORME DE AVANCE No. IV
INFRAESTRUCTURA DE GAS NATURAL, PROPIEDAD Y COMPETENCIA Y
MARCO REGULATORIO DEL GLP**

TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE CONVENCIONES	3
I RESUMEN EJECUTIVO	4
II EVOLUCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE GAS NATURAL	7
II. 1 PRODUCCIÓN	7
II. 1. 1 CAMPOS DE PRODUCCIÓN DE LA COSTA ATLÁNTICA.....	9
II. 1. 2 CAMPOS DE PRODUCCIÓN DEL INTERIOR DEL PAÍS	11
II. 2 TRANSPORTE	14
II. 3 DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL	22
II. 4 LA COMERCIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL.....	28
II. 5 CONCLUSIONES	29
III PROPIEDAD ACCIONARIA Y COMPETENCIA	32
III. 1 INTRODUCCIÓN	32
III. 2 LA ESTRUCTURA DEL “ <i>DOWNSTREAM</i> ”	32
III. 2. 1 GRUPO PROMIGÁS.....	33
III. 2. 2 GRUPO GAS NATURAL.....	34
III. 2. 3 GRUPO INVERCOLSA	34
III.2.3.1 COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL – ENERGÍA EFICIENTE – E2	34
III. 3 CONCLUSIONES	35
IV EL ENTORNO REGULATORIO DEL GLP	39
IV. 1 NOTAS PRELIMINARES	39
IV. 2 CONSIDERACIONES GENERALES.....	40
IV. 3 EL MARCO REGULATORIO MODERNO	42
IV. 3. 1 PROPUESTAS REGULATORIAS.....	45
IV. 3. 2 REGULACIÓN SOBRE TARIFAS Y PRECIOS.....	46
IV.3.2.1 Formula inicial de precios al productor	46
IV.3.2.2 Fórmula general de precios	47
IV.3.2.3 G, Ingreso al Gran Comercializador	48
IV.3.2.4 E, Ingreso por transporte en ductos.....	53
IV.3.2.5 Z, Margen de Seguridad	54

IV.3.2.6	N, Margen Mayorista	55
IV.3.2.7	D, Márgenes de distribución	56
IV.3.2.8	Precios de suministro al usuario final	57
IV. 3. 3	REGULACIÓN SOBRE EL MARGEN DE SEGURIDAD	59
IV.3.3.1	Desarrollo del primer esquema operativo	62
IV.3.3.2	Desarrollo del segundo esquema operativo.....	66
IV. 4	LA NUEVA PROPUESTA REGULATORIA	69
IV. 4. 1	PROPUESTA PARA EL MANEJO DE PRECIOS	72
IV.4.1.1	Los precios al productor	72
IV.4.1.2	La calidad del GLP	74
IV. 4. 2	EL TRANSPORTE DE GLP: ESTAMPILLA O SEÑAL DE DISTANCIA.....	78
IV. 4. 3	SOBRE LA COMERCIALIZACIÓN MAYORISTA.....	79
IV.4.3.1	Introducción	79
IV.4.3.2	El apoyo Estatal al proceso	80
IV.4.3.3	Almacenamiento estratégico vs. operativo	81
IV.4.3.4	La capacidad de almacenamiento mayorista.....	84
IV.4.3.5	Las propuestas de la resolución 066 de 2002	85
IV.4.3.6	Implicaciones de las nuevas políticas en el negocio mayorista	87
IV.4.3.7	Recomendaciones	88
IV. 5	OTROS TEMAS RELEVANTES DEL SECTOR.....	89
IV. 5. 1	LA ELIMINACIÓN DE LOS MÁRGENES EN ESPECIE.....	89
IV. 5. 2	LA CUOTA DE FOMENTO DE LA LEY 401 DE 1997.....	91
IV. 6	ELEMENTOS POTENCIALIZADORES: EL GLP AUTOMOTOR	94
ANEXO 1 - CARACTERÍSTICAS DE LOS GASODUCTOS PRINCIPALES DE ECOGÁS		96
ANEXO 2 - LISTADO DE REGULACIONES POR ÁREAS		98
ANEXO 3 - FÓRMULAS DE PRECIOS PARA VENTA EN CILINDROS.....		100
ANEXO 4 - PRECIOS DEL GLP EN PLANTA DE ABASTECIMIENTO		102
ANEXO 5 - EVOLUCIÓN DE MÁRGENES DE DISTRIBUCIÓN.....		103
ANEXO 6 - PRECIOS AL PÚBLICO DEL GLP DE BARRANCABERMEJA.....		104
ANEXO 7 - COMPARACIÓN PRECIO CILINDRO DE 40 LIBRAS		105
ANEXO 8 - ALMACENAMIENTOS DISPONIBLES .VS. REQUERIDOS		106
ANEXO 9 – CERTIFICADOS DE CÁMARA Y COMERCIO DE EMPRESAS INTEGRADAS VERTICAL Y HORIZONTALMENTE.....		113

LISTA DE CONVENCIONES

MW	-	Megavatios
MWh	-	Megavatios-hora
GWh	-	Gigavatios-hora
Mpcd	-	Millones de pies cúbicos diarios
Mbtu	-	Millones de Btu
TPC	-	Terapié cúbico = 10^{12} pies cúbicos
GPC	-	Gigapié cúbico = 10^9 pies cúbicos
MPC	-	Millones de pies cúbicos (Megapié cúbico) = 10^9 pies cúbicos
PCD	-	Pie cúbico por día
BI	-	Barril de 42 galones
Tep	-	Tonelada Equivalente de petróleo
GLP	-	Gas licuado de Petróleo – Gas Propano para distribución en cilindros

I RESUMEN EJECUTIVO

El Informe de Avance No. IV correspondiente al Proyecto “EVALUACIÓN DE LA EVOLUCIÓN DEL PLAN DE GAS COMBUSTIBLE”, contiene los siguientes temas:

- Evolución de la Infraestructura del Plan de Gas.
- Propiedad y Competencia
- El Sector del Gas Propano (GLP)

En lo que se refiere al tema de Infraestructura, el Informe hace un balance de lo existente antes y después de las decisiones de política energética que condujeron a la implantación del Plan de Masificación del Gas Combustible. Para tal efecto, se llevó a cabo un análisis de los elementos básicos de la cadena de valor del gas natural como son: producción, transporte, distribución y comercialización. Un análisis similar sobre el GLP se realizó en el Informe de Avance No. II

En lo referente a la producción de gas natural, el Informe concluye que el Sistema Nacional de Gas ha venido sintiendo los efectos de un déficit de oferta originado por la pérdida de la producción del campo del Opón hacia el año de 1998, sin que se hayan logrado poner en línea volúmenes adicionales para compensar la menor producción. Esta situación ha tenido consecuencias importantes en particular en el interior del país al no contar con el gas suficiente para atender compromisos en firme en el punto de entrega Barrancabermeja y nuevos proyectos como la exportación de gas a Panamá. Adicionalmente, en los meses previos a la entrada en operación de la Planta de Tratamiento de Gas de Cusiana prevista para el mes de Septiembre del año 2005, se está sintiendo el efecto de la menor oferta al haber sido necesario, según información de la Vicepresidencia de Mercadeo y Suministro de ECOPETROL, aplicar las disposiciones previstas cuando se presentan restricciones insalvables en la oferta de gas natural y también al manifestar la imposibilidad de atender de manera directa entregas firmes de gas natural con anterioridad a Septiembre de 2005. Cuando se analizan los documentos de mediados de la década pasada en los cuales se revisaban las bases del Plan de Gas ¹ se encuentra que el aporte del Campo del Opón a largo

¹ ECOPETROL Vicepresidencias de Exploración y Producción, Vicepresidencia Comercial, Dirección de Planeación Corporativa y Gerencia del Plan de Gas. *El Sector del Gas Natural en Colombia- Presentación a la Junta Directiva de Ecopetrol*. Bogotá. Mayo de 1996.

plazo, estaba previsto en 100 MPCD con posibilidades de aumentar hasta 335 MPCD en el año 2004. Por otra parte, el gas del oriente – piedemonte, estaba estimado en 235 MPCD a partir de Noviembre de 1999. Como ya se sabe, sólo en septiembre del presente año, se normalizaría la situación de oferta de gas natural con lo cual se le daría al mercado la señal de pleno abastecimiento.

La insuficiencia de la oferta ha tenido impacto en la actividad de los llamados Comercializadores Puros, es decir, aquellos que no están integrados con esquemas de distribución o de transporte de gas natural. Cuando se tienen dificultades en el frente de la producción y se está en presencia de un mercado de vendedores, no se precisa de la acción de comercializadores independientes los cuales son más necesarios cuando se cuenta con excedentes de oferta.

Mientras que en la producción el Plan de Gas no obtiene buenas calificaciones, por el lado del transporte y la distribución los resultados son muy satisfactorios. En transporte, el número de agentes pasó de uno a ocho, con un total de kilómetros construidos que aumentaron de 1300 a 5300. Las principales ciudades del país tienen acceso al sistema troncal de gasoductos cumpliendo el propósito esencial del Plan de Gas de interconectar los centros de producción con los mercados. Tan sólo Cauca y Nariño, por razones de masa crítica de consumo de gas no justifican aún la construcción de un sistema de transporte hasta esos departamentos. En lo que se refiere a la distribución, las cifras sobre nuevos distribuidores y coberturas en particular en los estratos bajos de la población, reflejan el éxito del programa. En un Informe posterior, se hará referencia más explícita al balance social del Plan de Gas.

En segundo lugar se presenta un capítulo sobre propiedad y competencia en sector de gas natural, complementando uno ya entregado sobre el mismo tema en el Informe de Avance II. El análisis que se presenta tiene un carácter estrictamente preliminar y se entrega para comentarios iniciales de la UPME como entidad contratante del Estudio. Debe anotarse que aún está pendiente de recibir información que se ha solicitado a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a través de la propia UPME lo mismo que reportes solicitados a Itansuca Ingeniería como interventor de las Áreas Exclusivas. Otros elementos de información solicitados a ECOPETROL sobre composición accionaria en distribuidoras en las cuales esta empresa tienen participación no será entregada sin que exista autorización de los demás accionistas. Sin embargo, la información que se pudo recolectar a través de las oficinas de Cámara y Comercio y que es de dominio público, muestra síntomas e indicios preocupantes de integración horizontal y vertical en el llamado “*downstream*” del gas natural -transporte, distribución y comercialización- en todo el país. Si bien el Estudio no tiene contemplado un análisis jurídico y regulatorio sobre las implicaciones de esas presuntas integraciones a la luz de las disposiciones de la Ley 142 de 1994 de Servicios Públicos Domiciliarios el Consultor considera que la información recolectada brinda los elementos de juicio para análisis más profundos en este campo.

Por último, el capítulo referente al GLP y su marco regulatorio presenta las dificultades que atraviesa este sector el cual siempre fue considerado clave para los efectos de la masificación del gas y que hoy en día no tiene un norte claro en medio de una nueva normatividad, planteada pero aún no definida, y una informalidad que afecta la atención directa de los consumidores. El capítulo es crítico sobre los marcos regulatorios sectoriales en temas tales como: la definición de los precios internos del gas con señales internacionales cuando se presentan excedentes de oferta en el mercado, la situación de los fondos de reposición y mantenimiento de los cilindros, las señales en el transporte (estampilla vs. distancia) sobre lo cual caben comentarios similares a los que se presentaron en el capítulo correspondiente al gas natural, la responsabilidad del almacenamiento estratégico lo que según la opinión del Consultor ha originado una confusión de roles entre el Estado y los Comercializadores Mayoristas producto de unas propuestas en materia de almacenamiento mínimo que pueden traer cambios importantes en la estructura institucional del sector y la definición de las fronteras entre mercados atendidos con Gas Natural y GLP. Todo lo anterior apunta a la necesidad de repotenciar el Plan de Gas Combustible, en su componente del GLP con temas tales como el GLP automotor lo cual será objeto de análisis más específico en un informe posterior.

II EVOLUCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE GAS NATURAL

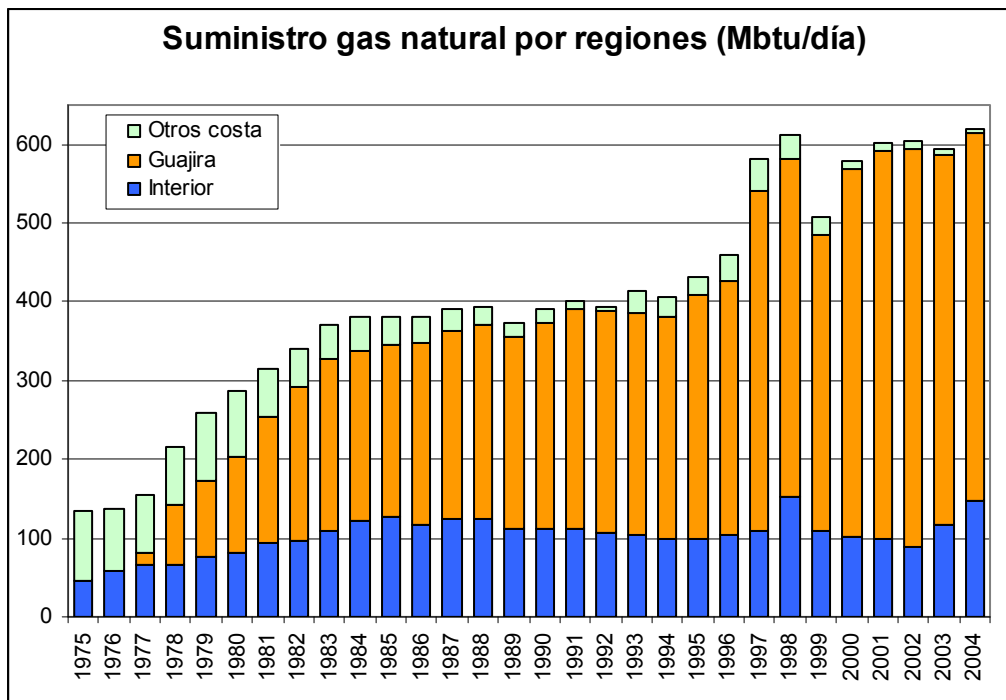
El presente capítulo hace un recorrido general sobre la evolución de la infraestructura física necesaria para el desarrollo del Plan de Masificación de Gas Combustible. Se hará entonces un recuento de cada uno de los segmentos de la cadena física que permiten llevar el gas desde el campo de producción hasta el usuario bien sea eléctrico, industrial, comercial, residencial, petroquímico, ECOPELROL o gas natural vehicular.

Los sectores relacionados y descritos son producción, transporte, distribución y comercialización. En otro capítulo se hará un análisis especial del segmento de la distribución referente a las acciones tanto de integración horizontal como vertical que se han presentado en los sectores de transporte, comercialización y distribución.

II. 1 PRODUCCIÓN

En los albores de la industria del gas en Colombia, el gas natural era considerado un subproducto de la explotación del petróleo y no gozaba de una valoración y precio comercial importante razón por la cual, la actividad exploratoria se orientaba a la búsqueda de hidrocarburos líquidos. En este marco de referencia se dieron los primeros aprovechamientos de Gas Natural en el país hacia mediados de los años 50, con usos limitados en las cercanías de pequeños campos en Magdalena, Huila y Santander.

En el país existen cifras detalladas de producción desde 1984 hasta la fecha y un registro básico de la actividad desde 1975; la evolución del suministro se presenta en la Gráfica II-1.



Gráfica II-1: Suministro de gas natural 1985-2004²

Los campos donde ECOPETROL tiene actividad directa de producción de gas natural, se muestran en la Tabla II-1.

CAMPO
Provincia
Cantagallo
Llanito
El Centro
Apiay
Montañuelo Ecp
Dam (Dist. Alto Mag.)

Tabla II-1: Contratos de producción de gas natural, producción directa por Ecopetrol

De otra parte en la Tabla II-2 se presentan los contratos de asociación activos con producción de gas natural.

² ECOPETROL. *Estadísticas de la Industria Petrolera 2003 y Estadísticas mensuales 2004*. (versiones en línea disponibles en www.ecopetrol.com.co)

	SOCIO	PARTICIPACIÓN DE ECOPETROL
Pauto-Floreña	BP	50%
Total Cusiana	BP-TOTAL	50%
Río Ceibas	BRASPETRO	50%
Cerrito	KAPPA RESOURCE	30%
Gas Casanare	PERENCO	50%
Opón	PETROCOLOMBIA	50%
Payoa	PETROSANTANDER	25%
Montañuelo	PETROTESTING	50%
Güepajé	SOLANA	58%
Guajira	TEXAS	50%

Tabla II-2: Contratos de asociación de Ecopetrol con producción de gas natural

II. 1. 1 CAMPOS DE PRODUCCIÓN DE LA COSTA ATLÁNTICA

La actividad de producción y comercialización masiva de gas natural se inició desde mediados de los años 70 con el descubrimiento del gran campo de la Guajira en 1974, en el marco del contrato de asociación suscrito por ECOPETROL y TEXACO. Este campo tenía la característica importante de ser de gas libre y por consiguiente, obligaba a buscar alternativas diferentes al flameo y venteo o al aprovechamiento marginal que se puede dar en campos de gas asociado. Una vez se encontraron comercialmente viables los proyectos de transporte, distribución y comercialización del gas Guajira se inició un plan de masificación regional que evitó el abandono del contrato por parte de los socios y permitió aprovechar unas reservas importantes que de otra manera no hubieran sido desarrolladas.

La totalidad del gas consumido en la costa atlántica es producido por cuatro campos:

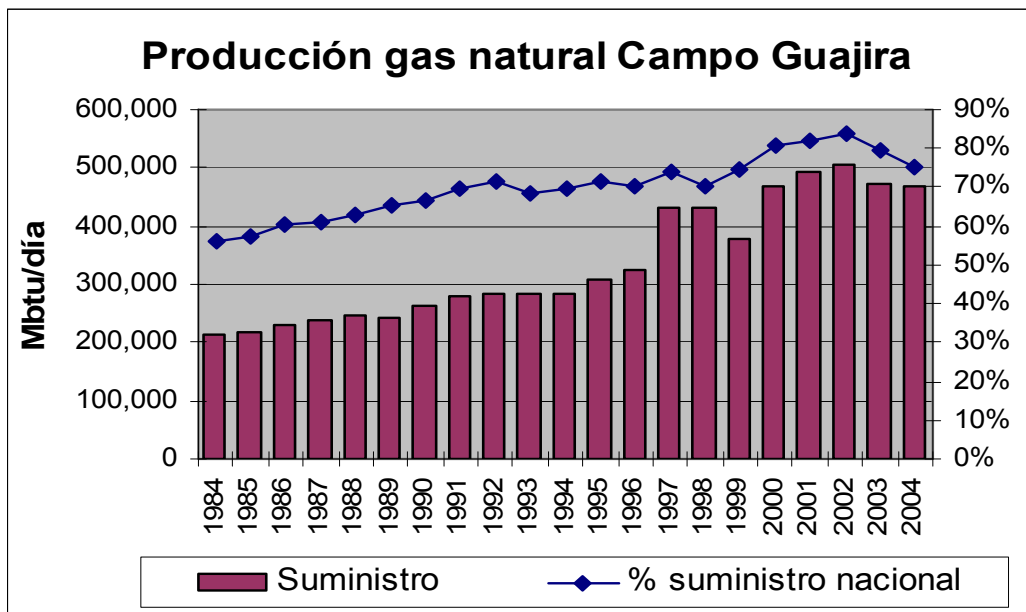
- Campo Chuchupa: Yacimiento ubicado costa afuera, con una capacidad de producción actual de 400 millones de pies cúbicos por día de gas natural, el cual se explota a través de dos plataformas marinas.
- Campo Ballena: Capacidad de producción de gas natural de 140 millones de pies cúbicos por día, campo en tierra firme.
- Campo Riohacha: Capacidad de producción de gas natural es de 10 millones de pies cúbicos por día, campo en tierra firme.

Los tres campos corresponden al contrato de asociación CHEVRONTEXACO-ECOPETROL y están ubicados en la península de la Guajira. Usualmente se les denomina simplemente como campo Guajira.

- Campo Güepajé: Su capacidad de producción de gas natural alcanzó un pico de 45 MPCD en 1997, momento en el cual inició su etapa de declinación, con niveles actuales cercanos a los 5 MPCD. Güepajé se encuentra ubicado en el municipio de San Pedro (Sucre) y es operado por SOLANA.

En términos generales, como lo muestra la Gráfica II-2, la producción del Campo Guajira ha aportado al país la mayor parte del suministro de gas natural, inicialmente sólo a la Costa Atlántica y posteriormente al interior de país. La producción de este campo, se mantuvo en niveles medios, entre los años 1984 a 1994, con un promedio de crecimiento de 2.8% y valores entre 214.000 y 283.000 Mbtu/día aportando así en forma creciente entre el 56.4% y el 71.7% del suministro nacional.

En el período 1995 – 2004 se registró un aumento pronunciado de la producción, alcanzado niveles cercanos a los 500.000 Mbtu/día y un nivel de participación promedio de 76.2% en el suministro nacional. Este hecho fue claramente concordante con el inicio de la operación del gasoducto Ballena – Barranca en el año 1996, la instalación de la segunda plataforma de producción del campo Guajira (Chuchupa B) también en el año 1996 y posteriormente con la pérdida de la producción del campo del Opón lo cual será analizado posteriormente.

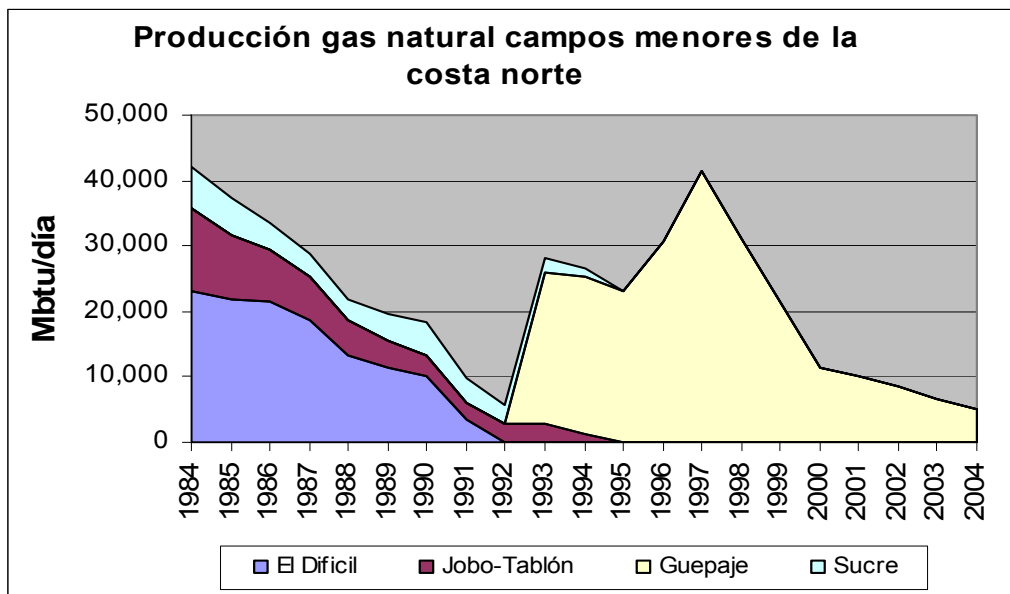


Gráfica II-2: Producción gas natural Campo Guajira³

³ Ídem nota 2

Como ya se mencionó en el Informe de Avance III la totalidad del gas del campo Guajira inicialmente fue comercializado por Ecopetrol, puesto que además de disponer de las regalías de la Nación, la empresa estatal compraba la participación de CHEVRONTEXACO como socio del campo. Esta situación de compra fue corregida a partir de 1998 cuando CHEVRONTEXACO inició la comercialización independiente de la participación que le corresponde como socio del campo, mejorando la situación de competencia del mercado en el segmento de producción de gas natural.

La producción de otros campos menores de la costa norte se muestra en la Gráfica II-3. Se puede apreciar cómo la producción de estos campos fue declinando paulatinamente (El Difícil en 1991, Jobo Tablón y Sucre en 1994), incluyendo Güepajé el cual aunque alcanzó a tener un pico de producción de 41.664 Mbtu/día, se encuentra actualmente cerca de su agotamiento definitivo. Cabe notar que los aportes de estos campos bajaron desde 11.2% en 1984 hasta 1.5% en 1992, mientras que los correspondientes al campo Güepajé alcanzaron el valor de 7.2% pero en descenso hasta llegar a un nivel inferior al 1% en el 2004.



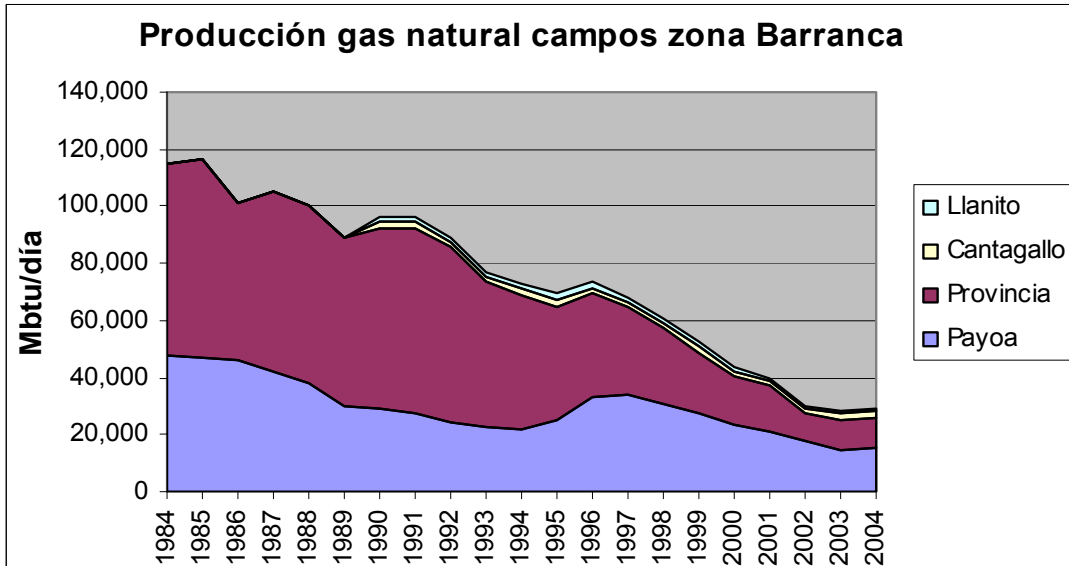
Gráfica II-3: Producción de gas natural campos menores de la costa norte⁴

II. 1. 2 CAMPOS DE PRODUCCIÓN DEL INTERIOR DEL PAÍS

Como se muestra en la Gráfica II-4 los campos de la zona de Barrancabermeja tuvieron un aporte significativo en el suministro nacional, manteniendo porcentajes de participación en el rango de 32% - 20% hasta 1994 para luego reducir su

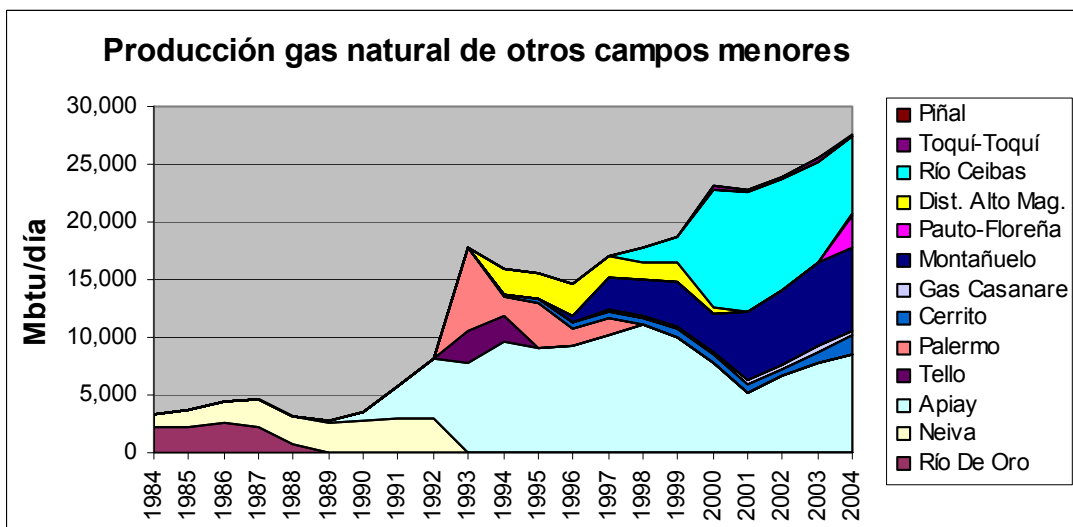
⁴ Ídem nota 2

producción y por consiguiente su participación hasta niveles de 5.6% en el 2004. Es de notar que los campos Provincia y Payoa mantuvieron un aporte significativo en el total nacional, mientras que los campos Llanito y Cantagallo solo suministraron cantidades marginales de gas.



Gráfica II-4: Producción de gas natural campos zona Barrancabermeja⁵

Otros campos menores con aportes individuales inferiores al 1% del total (a excepción del campo Apiay que en los últimos años ha tenido un incremento importante de producción), se presentan en la Gráfica II-5.



Gráfica II-5: Producción de gas natural campos menores⁶

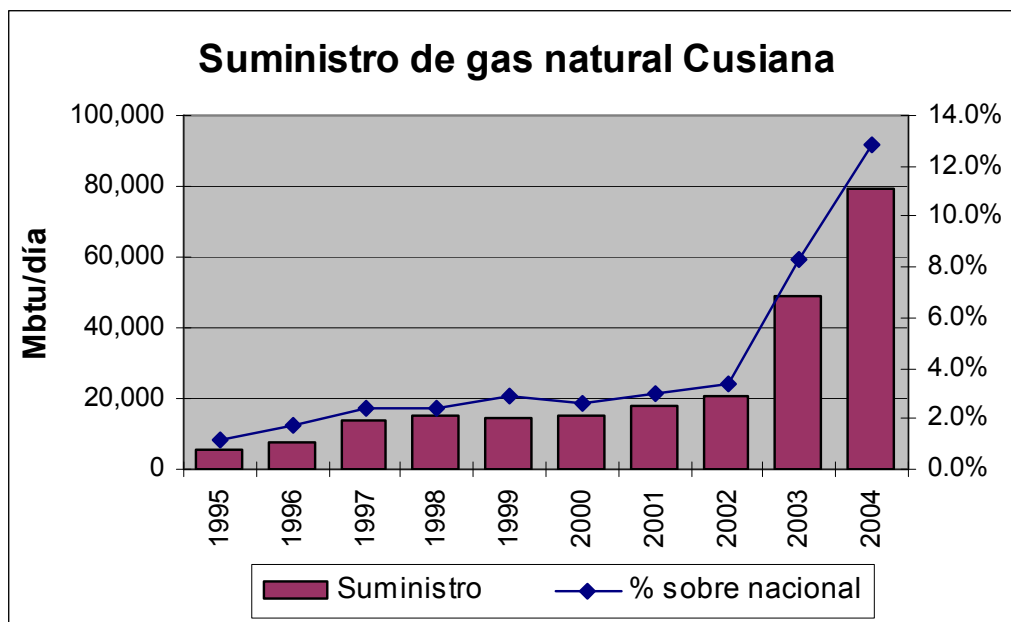
⁵ Ídem nota 2

⁶ Ídem nota 2

Es notorio el aporte de los campos Apiay, Río Ceibas y Montañuelo, con un valor significativo dentro de la cifra total de suministro de gas al país, que en promedio es de 3.72% en el periodo 2000-2005.

Una mirada especial e independiente merecen los casos del campo Cusiana-Cupiagua y el caso del campo Opón.

En el caso del gas asociado al crudo encontrado en el campo Cusiana, su utilización comercial ha sido marginal comparada con las reservas probadas. Las reservas se estimaron en 3080 GPC y la producción se mantiene cercana a 3 GPCD, valor que equivale a cinco veces el consumo total del país, reinyectándose a la formación la casi la totalidad de esta producción para maximizar el recobro de crudo. Si bien las reservas de gas de Cusiana representan cerca del 40% del total de país, el tratamiento de este gas para uso comercial se mantuvo en niveles relativamente bajos entre 5 y 20 MPCD desde los años 1995 hasta 2002, y entre 49 y 79 MPCD en los años 2003 y 2004. Su participación porcentual en el consumo del país, se ha mantenido moderada con un promedio de 2.4% en el periodo 1995-2002 y valores de 8.3% y 12.8% en los años 2003 y 2004 respectivamente. La Gráfica II-6 muestra la producción y el aporte al suministro nacional de la producción de gas procesado para de Cusiana.



Gráfica II-6: Suministro de gas natural Cusiana⁷

⁷ Ídem nota 2

El gran potencial del gas de cusiana para uso en el interior de país se vio atrasado por señales regulatorias que no motivaron el desarrollo de la infraestructura de tratamiento del gas en campo de producción, lo cual sólo se corregirá hasta el próximo mes de Septiembre de 2005 cuando entre en operación la planta de tratamiento gracias a lo cual la producción de Cusiana llegará a 180 MPCD.

Por último el caso del campo Opón en la región de Santander, que generó grandes expectativas en cuanto al suministro de gas natural y en el cual se basó parte importante del desarrollo del plan de gas, nunca alcanzó las estimaciones iniciales, pues su producción solo llegó en promedio a 50 MPCD en 1998 con picos cercanos a 100 MPCD para posteriormente declinar hasta 5 MPCD en 2004. Ante esta situación contraria a las estimaciones y estudios geológicos que indicaban reservas de 700 GPC y una producción firme de 100 MPCD, el sistema de transporte desde la Guajira hasta el interior del país debió ser reforzado a fin de suplir la demanda de gas que ya se había creado.

II. 2 TRANSPORTE

El sistema de transporte de gas natural en Colombia está constituido por más de 5,300 km de gasoductos troncales (llamados también principales). Una panorámica general del sistema se presenta en la Gráfica II-7. Dos subsistemas se distinguen claramente, pues su propiedad y operación así como su funcionamiento tienen claras diferencias. De un lado se encuentra el subsistema de la Costa Atlántica con la línea Ballena-Barranquilla-Cartagena-Cerromatoso el cual pertenece a Promigás, empresa privada con una participación de capital extranjero a través de ENRON de Estados Unidos.

Por otra parte el subsistema que comprende principalmente las líneas Ballena-Barrancabermeja-Vasconia-Cali, Cusiana-Apiay-Bogotá y Cusiana-La Belleza-Vasconia-Cali, de propiedad de la empresa estatal Ecogás, más otros tramos que pertenecen a transportadores privados es conocido como el subsistema de transporte del interior.

SISTEMAS DE GASODUCTOS EN COLOMBIA



Gráfica II-7: Sistema colombiano de gasoductos troncales

En la actualidad en el país operan ocho empresas transportadoras de gas natural, las cuales se relacionan en la Tabla II-3. Sin embargo, como se verá en un capítulo posterior, la empresa Transoccidente y Transmetano son controladas por Promigás lo cual reduce el número de actores a seis.

EMPRESA	TRANSPORTE GAS 2003 (MPCD)	%
PROMIGÁS	321.1	50.5%
ECOGÁS	230.7	36.3%
TRANSCOGAS	32.9	5.2%
TRANSSOCCIDENTE	22.2	3.5%
TRANSMETANO	16.5	2.6%
TRANSORIENTE	10.0	1.6%
GASODUCTO DEL TOLIMA	1.8	0.3%
PROGASUR	1.2	0.2%
TOTAL	636.4	

Tabla II-3: Empresas transportadoras de gas natural y volúmenes transportados en 2003⁸

⁸ PROMIGÁS. *Informe del Sector Gas Natural 2004*. Barranquilla, 2004

A excepción del gasoducto Güepajé-Corozal (45 km propiedad de Ecogás), la totalidad del sistema de transporte de la costa atlántica es manejado por Promigás, cuyo sistema está compuesto por gasoductos troncales y gasoductos regionales. Los primeros tienen una longitud de 427 Km., mientras que la longitud de los segundos es de 993 Km. aproximadamente.

El diámetro del gasoducto Ballena – Cerromatoso está entre 20 y 24 pulgadas, para el sistema troncal y entre 2 y 10 pulgadas para los gasoductos regionales. La capacidad máxima de transporte es de 480 MPCD.

Promigás fue creada en 1974 con el fin de interconectar los nuevos campos gasíferos que fueron descubiertos en la Guajira en esa época en el marco del Contrato de Asociación suscrito entre ECOPETROL y CHEVRONTEXACO.

La evolución del sistema de transporte de la costa atlántica a diferencia del interior del país, se encontraba plenamente constituida con anterioridad al inicio del plan de gas en la década de los 90's. A partir de esa fecha, fue necesario realizar ampliaciones en cuanto a nuevos gasoductos regionales con el fin de ampliar la cobertura de población atendida, ya que los grandes mercados ya estaban cubiertos y desarrollados en ese momento por el sistema troncal de transporte.

Por otra parte, el sistema de transporte del interior del país, se desarrolló como eje fundamental del Plan de Masificación de Gas, aprobado en marzo de 1993 por el Consejo Nacional de Política Económica y Social CONPES, siendo la empresa estatal Ecopetrol la encargada de su organización y puesta en marcha.

Antes del Plan, el interior del país solo contaba con pequeños gasoductos regionales que transportaban el gas natural de los campos de producción a poblaciones cercanas.

Algunos de los principales desarrollos regionales existentes anteriores al plan de gas se resumen a continuación:

- Gasoducto de 6" Apiay-Bogotá de 121 km con una capacidad de 17 MPCD actualmente de propiedad de Ecogás (antiguamente desarrollado por Ecopetrol), y en operación desde 1990.⁹ Este gasoducto se complementó más adelante con los gasoductos Cusiana – Apiay de longitud de 150 km, tubería de 20", operando desde 1995 y el tramo Apiay-Villavicencio-Ocoa de 41 km, tubería de 10", operando desde 1996. En la actualidad el gasoducto atiende 13 ramales.
- Gasoducto de 6" Payoa Provincia – Bucaramanga: Gasoducto de 50 km que unía los campos de Payoa y Provincia con la ciudad de Bucaramanga;

⁹ Fuente: ECOGÁS Página Web: www.ecogas.com.co

fue construido en la década de los 70's y dado el acelerado crecimiento de la demanda su capacidad fue insuficiente; debió ser reforzado con un "loop" o gasoducto en paralelo de 8" que entró en funcionamiento en 1997;¹⁰ este gasoducto privado es de propiedad de la firma Transoriente.

Por decisión del Gobierno Nacional, mediante Documento MINMINAS ECOPETROL DNP 2446 UNIF de 1993 se le encargó a Ecopetrol la planeación y construcción de un sistema de transporte que interconectara los grandes campos de producción con los grandes centros de consumo del interior del país.

Las características resumidas del sistema de transporte del interior se presentan en la Tabla II-4.

Gasoducto	Fecha de entrada	Longitud (km)	Diámetro	Inversión (MUS\$ 96)
Ballena-Barranca	Abr-96	575	18"	198.8
Centro-Oriente	Dic./96	573	12"/22"	269
Mariquita-Cali	May./97	340	20"	276
Barranca-B/manga	Dic./96	158	6"/10"	14.2
Sebastopol-Medellín	Dic./97	145	12"/14"	55.9
Cusiana-Apiay	Jun./95	149	12"/14"	9.4

Tabla II-4: Gasoductos del interior del país¹¹

La interconexión de los campos la Guajira, el campo Opón en Santander y el campo Cusiana con los centros de consumo en el interior del país se llevó a cabo mediante la modalidad *BOMT* (*Build, operate, maintain and transfer*), bajo la cual se contrata con un tercero la construcción del gasoducto, su administración, operación y mantenimiento y al final del periodo contractual el contratista debe transferir el bien a su contraparte del contrato en este caso ECOPETROL. EL BOMT es un mecanismo ampliamente utilizado para el desarrollo de proyectos de infraestructura mediante el cual el sector privado construye, es propietario, opera y mantiene un activo durante un plazo determinado al final del cual transfiere el bien a la contraparte en el contrato.

El contratista - propietario opera el bien durante un plazo que oscila entre 10 y 20 años, y recibe un pago periódico del usuario que incluye una tarifa por la utilización del servicio y un canon de arrendamiento. Adicionalmente, el pago debe ser suficiente para cubrir costos financieros y de operación, amortizar capital invertido y permitir un margen de utilidad atractivo.¹²

¹⁰ Fuente: Transoriente S.A. E.S.P. Página Web: www.transoriente.com.co

¹¹ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA UMPE, *Plan Energético Nacional 1998 - 2016*

¹² Fuente: ECOGÁS Página Web: www.ecogas.com.co

La utilización del sistema BOMT para proyectos de infraestructura, si bien resulta más costosa que la construcción directa, permite la entrada de inversión extranjera en el país y no compromete recursos y esfuerzos estatales en proyectos que pueden desarrollados por agentes privados.

De esa manera, Ecopetrol contrató bajo el esquema descrito los tres gasoductos principales de sistema de transporte del interior de país más los Ramales de los Departamentos de Boyacá y Santander. Es de resaltar que junto con la construcción del gasoducto principal se incluyó en los contratos los ramales y *city gates* para atender las ciudades intermedias y poblaciones aledañas a las troncales. Los gasoductos construidos en este paquete de inversión y puestos en operación entre 1996 y 1997 fueron:

- Gasoducto Ballena-Barranca
- Gasoducto Mariquita-Cali
- Gasoducto Centro-Oriente
- Ramales de Boyacá y Santander

Hasta ese momento (1997) Ecopetrol controlaba el transporte de gas del interior de país, pues era dueño de algunos gasoductos regionales y de los recién contratados y construidos gasoductos troncales del Plan de Gas.

Sin embargo, con el objeto de separar las actividades de producción, comercialización y transporte de gas natural, el gobierno nacional creó la Empresa Colombiana de Gas - Ecogás, escindiendo del patrimonio de Ecopetrol los activos correspondientes a la actividad de transporte del gas natural. La naturaleza jurídica de Ecogás se presenta a continuación:

“La Empresa Colombiana de Gas - Ecogás es una entidad descentralizada del orden nacional, con carácter de empresa industrial y comercial del Estado vinculada al Ministerio de Minas y Energía. La empresa fue creada mediante la Ley 401 de 1997, la cual ordenó escindir del patrimonio de ECOPETROL los activos y derechos vinculados a la actividad de transporte de gas natural, así como los derechos derivados de los contratos relacionados con dicha actividad para conformar el patrimonio inicial de Ecogás. De acuerdo con lo establecido en el Artículo 8º de la Ley 401 de 1997, y el Decreto 958 de 1998, los activos escindidos de ECOPETROL fueron incorporados contable y financieramente al patrimonio de Ecogás al 80% del valor en libros de ECOPETROL de los respectivos activos a la fecha efectiva de escisión.

Así mismo, el Decreto 958 de 1998 dispuso que Ecogás reembolse a ECOPETROL, mediante un esquema de pagos a 30 años, el 70% del valor presente de los pagos a los contratistas de los BOMT. Acorde con lo establecido en la Ley 401 de 1997, Ecogás tiene por objeto la planeación, organización, ampliación, mantenimiento, operación y explotación comercial de los sistemas de transporte de gas natural propios. También podrá explotar comercialmente la

capacidad de gasoductos de terceros previo acuerdo con éstos. Cabe anotar que Ecogás no es dueño directo ni realiza las actividades de administración operación y mantenimiento -AO&M- de los gasoductos que forman parte de los BOMTs Sin embargo, Ecogás dispone de la capacidad de dichos gasoductos y la comercializa. La capacidad total de transporte del sistema de gasoductos de Ecogás incluye la de los gasoductos propios y de los BOMTs para un total aproximado de 390 MPCD, con una longitud de 3,600 km de gasoductos troncales y regionales.”¹³

Las características básicas de cada gasoducto se presentan en el Anexo 1:

Adicional a la estructura de gasoductos, es importante anotar las estaciones compresoras que Ecogás debió instalar en el gasoducto Ballena-Barranca y en Vasconia, con el fin de aumentar la capacidad de transporte a 200 MPCD, la cual había sido planeada en solo 100 MPCD. Una relación de las estaciones compresoras de propiedad de Ecogás se presenta en la Tabla II-5. La modalidad de contratación de dichas estaciones fue arrendamiento.

Nombre	Ubicación	Entrada en operación	Capacidad	Esquema de contrato
Hato Nuevo	Guajira	May-99	200 MPCD	BOMT
Casacará	km 285 Ballena-Barranca	Dic-97	200 MPCD	Arrendamiento
Norean	km 412 Ballena-Barranca	Mar-99	200 MPCD	BOMT
Barranca	Centro operaciones Barrancabermeja	Dic-97	200 MPCD	Arrendamiento
Vasconia	km 172 Barranca-Cali	Sep-99	200 MPCD	BOMT

Tabla II-5: Estaciones compresoras de propiedad de Ecogás

Sin embargo, las estaciones compresoras de Casacará y Barrancabermeja, serán retiradas del sistema de Ecogás el 30 de abril de 2005, dado que Ecogás considera que no son necesarias para la demanda actual del gasoducto. Este hecho reducirá a 145 MPCD la capacidad del gasoducto Ballena – Barranca lo cual podrá afectar el suministro de gas para el interior del país, mientras se culmina la planta de tratamiento de gas de Cusiana que estará en capacidad de suministrar 180 MPCD de gas al sistema.

Adicional a los tres gasoductos mencionados, en los activos de Ecogás se encuentran los siguientes gasoductos:

¹³ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS CREG - *Cálculo Tarifario Para El Sistema De Transporte De Ecogas Documento Creg-14*. Marzo 4 De 2003

- **Gasoducto El Porvenir – La Belleza:** Gasoducto de propiedad de Ecogás, en operación desde septiembre de 2000; tiene una longitud de 190 km y un diámetro de 20". Anteriormente fue el Oleoducto Central de los Llanos, convertido a gasoducto. Inicialmente atendió la demanda de gas del altiplano cundiboyacense con gas proveniente del nodo Vasconia. Tiene una capacidad de 150 MPCD

- **Gasoducto Cusiana – El Porvenir:** Culminación de la conversión del anterior gasoducto con el fin de conectarlo al campo Cusiana y poder disponer de las ampliaciones en la capacidad de producción de dicho campo para el interior del país. Se aumentará la confiabilidad del suministro para Bogotá, al disponer de una línea alternativa diferente a Cusiana-Apiay-Bogotá. Gasoducto en operación desde el 2003, con una tubería de 30" y una longitud de 35 km.

- **Gasoducto Boyacá – Santander:** Gasoducto en modalidad BOMT, de propiedad de Gases de Boyacá y Santander S.A. operando desde octubre de 1999. Su longitud es de 182 km en troncales de 10" y 8" y 201 km en ramales de 3" y 2" que atienden cerca de 36 poblaciones.

- **Gasoducto Montañuelo – Gualanday:** Gasoducto de propiedad de Ecogás, que conecta el campo de producción Montañuelo con la termoeléctrica de Gualanday y el gasoducto Centro Oriente. Tiene una longitud de 32 km en tubería de 6" y 4"; su capacidad de transporte es de 9 MPCD y entró en operación en mayo de 1996.

- **Gasoducto Güepajé – Corozal:** Gasoducto de propiedad de Ecogás que conecta el campo de producción Güepajé con el sistema de transporte de Promigás. Tiene una longitud de 45 km en tubería de 8"

Otros gasoductos desarrollados como parte del plan de gas que conectaron los gasoductos troncales de Ecogás a la ciudad de Medellín y otras ciudades intermedias de Huila y Tolima, se relacionan a continuación.

- **Gasoducto Sebastopol – Medellín:** Gasoducto de propiedad de la firma Transmetano S.A., que conecta el gasoducto Centroriente desde la estación de Sebastopol con el Municipio de Medellín. El gasoducto principal va desde la estación de recibo en Sebastopol, ubicada en el corregimiento Puerto Olaya del municipio de Cimitarra (Santander), donde se conecta al sistema de transporte que une a Barrancabermeja con Sebastopol y Vasconia, hasta la estación Tasajera en el municipio de

Girardota (Antioquia), con una longitud de 147.5 km. Los primeros cinco kilómetros tienen un diámetro de 14” y el resto de 12”. El gasoducto está diseñado para operar con una presión máxima de 1,200 psig, no tiene estaciones de compresión y la empresa reporta una capacidad máxima de transporte de 76 MPCD. El gasoducto incluye un cruce subfluvial del río Magdalena, el cual se construyó por debajo del lecho con perforación dirigida y tiene una longitud de un kilómetro.¹⁴

Este es un gasoducto privado construido bajo la modalidad de concesión, en el cual participaron como socios principales Promigás (con control accionario de Transmetano) y Empresas Públicas de Medellín. Sin embargo, información reciente de prensa indica que Promigás compró la participación accionaria de EEPMP en Transmetano equivalente al 38.94% lo cual ubica a Promigás como dueño casi absoluto de la compañía con un 97% de propiedad de su capital social.¹⁵

- **Gasoducto del Tolima**, en operación desde 1993, operando pequeños gasoductos regionales con una extensión aproximada de 20 km.¹⁶
- **Progaur:** Empresa propietaria que operadora y mantiene el gasoducto de 50 km de longitud y 8” que conecta el campo de producción de Hobo en el Huila con Neiva. Su capacidad máxima de transporte es de 3.7 MPCD entrando en operación desde enero de 1996.¹⁷

Otros gasoductos menores del interior del país.

- **Transcogás:** Este Gasoducto conecta la Estación de Cogua –a donde llega el gasoducto Centroriente de Ecogás– con la ciudad de Bogotá lo cual permite atender los municipios al norte, noroccidente y occidente de la capital. Tiene una longitud de 30 km, en tubería de 20 pulgadas. Su capacidad máxima oscila entre 60 y 100 Mpcd, dependiendo de la presión de entrega en la Estación de Cogua. El gasoducto de Transcogás es operado directamente por la empresa transportadora.
- **Transoccidente:** Tiene una longitud de 3 Km., con un diámetro de 14 pulgadas. Su trazado conecta la Estación de entrega de Yumbo con el municipio de Cali. Durante su trayecto atiende el sector industrial en el municipio de Yumbo. Este gasoducto es operado por Promigás.

¹⁴ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS CREG - *Cargos De Transporte Para El Sistema Transmetano Periodo 2001 – 2005 Documento Creg-034.* 20 de Febrero de 2001

¹⁵ DIARIO LA REPÚBLICA. 1 de Abril de 2005

¹⁶ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS CREG, *Documento Creg 072*

¹⁷ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS CREG, *Documento Creg-033 febrero 20 de 2001*

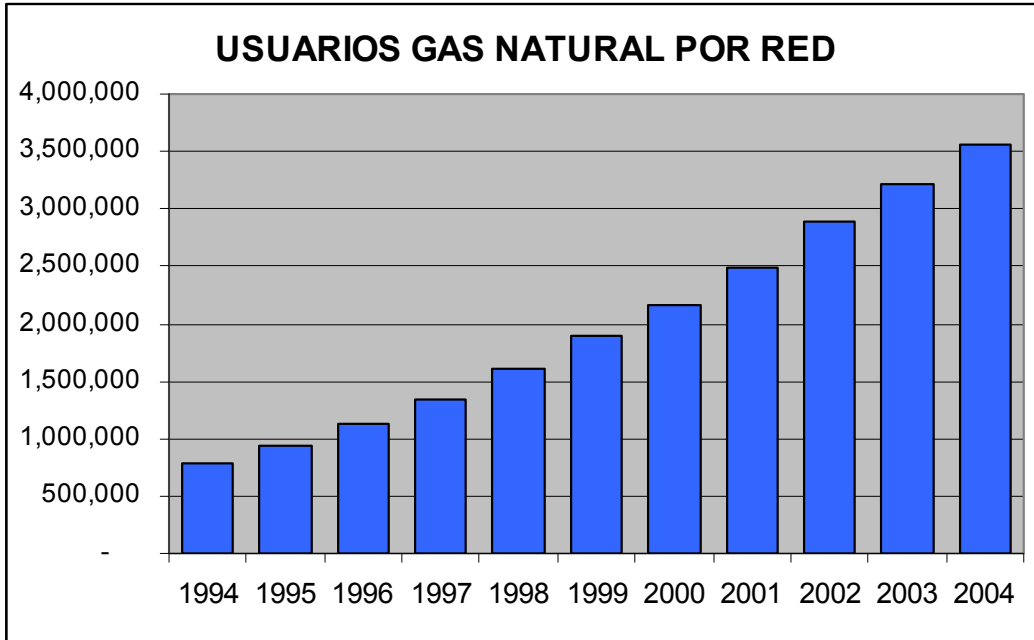
Los gasoductos de Transoccidente y Transcogás fueron inicialmente construidos como parte de los sistemas de distribución de las ciudades de Cali y Bogotá respectivamente. Sin embargo, a raíz de la modificación en la regulación, y dado que estos tramos no hacen parte de un sistema de distribución exclusiva sino que atienden adicionalmente a otros municipios, debieron convertirse en sistema de transporte (empresa independiente) en aras de atender el principio de transparencia y libre acceso.

- **Transoriente:** Es un gasoducto privado el cual hace parte del Sistema de Transporte del interior del país. Este sistema de dos gasoductos en “loop” de una longitud de 50 Km con diámetros de 6 y 8 pulgadas, y une los campos de Payoa y Provincia con el Municipio de Bucaramanga en el Departamento de Santander. Este sistema actualmente tiene una capacidad de 17 Mpcd, con un volumen de transporte promedio de 10 Mpcd. El segundo gasoducto de refuerzo de 8” o “loop” inició operaciones en 1997.

Su operación permite únicamente unir los campos de Payoa y Provincia con la ciudad de Bucaramanga. Sin embargo, de acuerdo con la caída de producción proyectada para los campos mencionados, se prevé la construcción del ramal que conectará el campo de Payoa con el Centro Operacional de Barrancabermeja, a fin de tener un abastecimiento continuo de gas proveniente del sistema central.

II. 3 DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

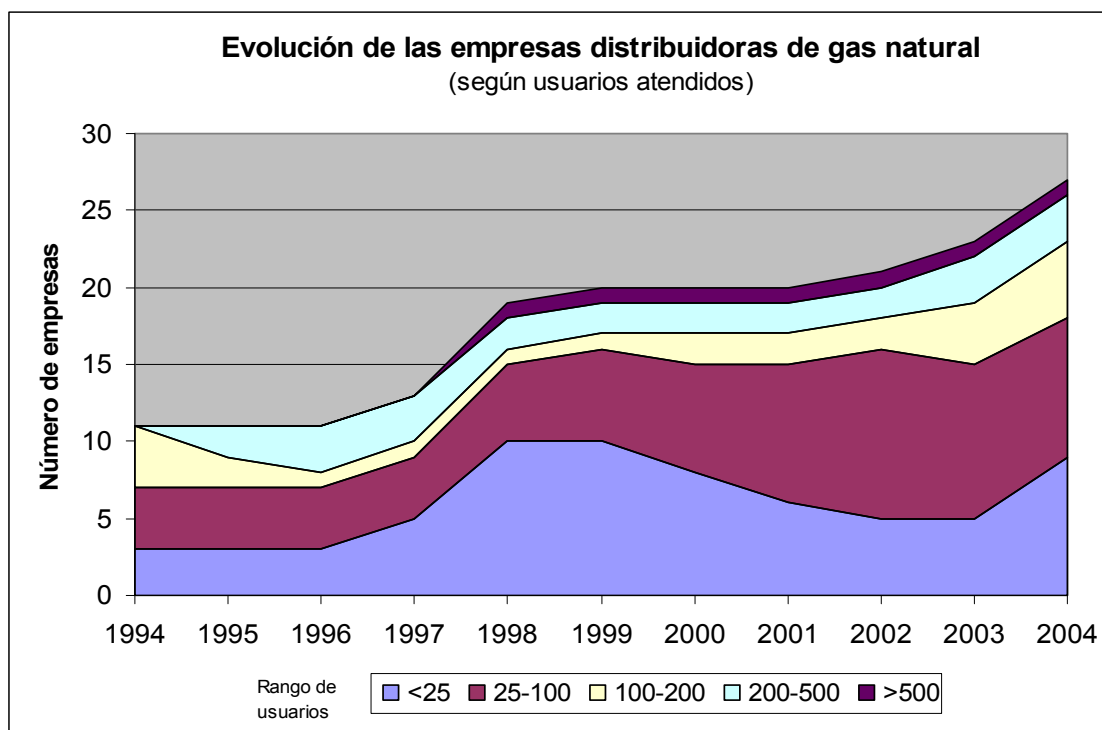
En el inicio del plan de gas, la actividad de distribución de gas natural solamente se encontraba consolidada en la costa atlántica, mientras que en el interior del país, apenas se daba inicio a la masificación y consolidación de distribuidoras en las ciudades grandes e intermedias y en los municipios menores y cercanos a los gasoductos troncales. Desafortunadamente, dados los cambios de estructura, regulación y de entidades responsables del control y seguimiento del sector de distribución, el país solamente dispone de información consolidada desde el año 1994 hasta el 2004, la cual ha sido suministrada por Ecopetrol. En la Gráfica II-8 se muestra un panorama general del crecimiento de usuarios conectados a las redes de distribución de gas natural.



Gráfica II-8: Usuarios gas natural: 1994-2004¹⁸

A pesar de la poca información disponible, se puede hacer un análisis sobre el número y el tamaño de los distribuidores de gas natural en ese periodo.

¹⁸ ECOPETROL. *Estadísticas de la Industria Petrolera 2003* (versiones en línea disponibles en www.ecopetrol.com.co) y MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. *Cobertura del servicio de gas natural en el país*. 31 de diciembre de 2004. (versiones en línea disponibles en www.minminas.gov.co)



Gráfica II-9: Evolución de las empresas distribuidoras de gas natural por número de usuarios¹⁹

Antes de la entrada en operación del sistema de transporte del interior del país, el número de distribuidores se mantuvo en 11, cambiando solamente la cobertura de esos distribuidores. En los años 1997 a 1999, coincidente con la entrada en operación sistema de transporte del interior, el número de distribuidores se incrementó alcanzando el número de 20 en 1999. Desde esa fecha, los incrementos en el número de distribuidores han sido marginales y poco significativos en el total de usuarios y zonas atendidas, pues los siete nuevos distribuidores que se incorporaron al mercado desde el año 2002 hasta el 2004, han tenido desarrollos reducidos con un cubrimiento conjunto de menos de 10.000 usuarios.

Es también importante señalar que el número de distribuidores dominantes en el mercado se ha mantenido prácticamente constante, pues tan solo cuatro distribuidores con más de 200.000 usuarios (Gas Natural, Gases de Occidente, Surtigás y Gases del Caribe) tienen el 65% del mercado y solo uno con más de 500.000 usuarios (Gas Natural) tiene el 34% del mercado.

Este panorama da cuenta de la concentración que sufre el mercado, tema ya expuesto en el Informe III. A esta concentración se debe sumar el tema de las integraciones verticales y horizontales, tema que se tratará en el próximo capítulo.

¹⁹ Ídem nota 18

De otro lado, la Tabla II-6 presenta el cubrimiento potencial y efectivo alcanzado por las distribuidoras, y la Tabla II-7 presenta la distribución por estrato socioeconómico y por tipo de usuario al 31 de Diciembre de 2004.

Distribuidora	% de mercado	Usuarios residenciales	Cobertura potencial	Cobertura efectiva
Gas Natural	34.0%	1,194,382	89.20%	84.00%
Gases del Caribe	13.7%	479,910	93.80%	82.80%
Surtigás	9.9%	347,282	74.30%	61.10%
Gases de Occidente	7.4%	257,964	92.50%	55.20%
Gasorient	4.4%	152,563	100.00%	92.50%
Empresas Públicas de Medellín	4.2%	146,374	38.50%	16.60%
Gases del Norte del Valle	3.9%	138,331	93.90%	68.90%
Alcanos de Colombia (Zona Centro Tolima)	3.2%	113,199	85.90%	53.20%
Alcanos de Colombia (Zona Huila - Sur Tolima)	3.0%	108,168	92.70%	70.20%
Llanogás	2.4%	84,886	99.60%	94.90%
Gas Natural Cundiboyacense	2.4%	82,781	64.70%	43.90%
Gases del Oriente	1.8%	65,795	78.30%	46.30%
Gas del Risaralda	1.7%	59,629	65.20%	35.90%
Metrogás	1.4%	49,943	94.40%	93.90%
Gas Natural del Centro	1.4%	49,305	74.20%	51.50%
Gases de la Guajira	1.3%	44,843	77.00%	59.00%
Gases del Quindío	1.2%	40,903	90.60%	47.20%
Gases de Barrancabermeja	1.1%	39,339	97.00%	85.70%
Gas Natural del Cesar	0.7%	23,057	68.20%	52.60%
Gases del Cusiana	0.6%	20,972	87.20%	70.60%
Menores al 0.5% (7 distribuidoras)	0.3%	8,884	70.41%	37.96%

Tabla II-6: Cubrimiento domiciliario de gas natural al 31/12/05²⁰

Total usuarios			Usuarios por estrato socioeconómico		
			Estrato	Usuarios	Cobertura
Usuarios Residenciales	Cubrimiento Efectivo	Total Catastro	Estrato 1	500,390	14.26%
3,508,510	82.71%	4,242,113	Estrato 2	1,296,106	36.94%
			Estrato 3	1,185,355	33.79%
			Estrato 4	314,160	8.95%
			Estrato 5	129,291	3.69%
			Estrato 6	82,583	2.35%

Tabla II-7: Total de usuarios residenciales y distribución por estrato²¹

²⁰ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. *Cobertura del servicio de gas natural en el país.* 31 de diciembre de 2004. (versiones en línea disponibles en www.minminas.gov.co)

²¹ Ídem Nota 20

De la información de cubrimiento, se evidencia que la mayoría de las regiones donde el gas natural está presente han alcanzado un cubrimiento alto, con índices mayores a 85% de cubrimiento efectivo; resalta la baja penetración del servicio en Medellín en donde el cubrimiento es aún bastante bajo (38.5% potencial y 16.6% efectivo). En algunos casos como Cali (Gases de Occidente) Sucre, Córdoba y Bolívar (Surtigás) y centro del Tolima (Alcanos), el cubrimiento efectivo no es aún muy alto, con porcentajes de cubrimiento cercanos al 50%.

Se debe también notar que de el total de usuarios residenciales de gas natural, el 85% pertenece al los estratos 1, 2 y 3, y en especial, los estratos 2 y 3 conforman el 70% del total de usuarios; estas cifras evidencian el carácter social del plan de gas; en los informes V y VI se hará un análisis más detallado del alcance social del Plan.

Por último se presenta un resumen con la información disponible sobre infraestructura física de distribución en la Tabla II-8

INFORMACIÓN HISTÓRICA (DIC 2002)							
No.	EMPRESA	M/PIOS ATENDIDOS	KM DE RED ACERO	KM DE RED POLIET.	USUSARIOS	CONSUMO (miles m3)	INVERSION EXISTENTE
1	GASES DEL LLANO	11	14	1,318	77,537	29,066	40,604
2	MADIGAS INGENIEROS	2	0	160	4,433	1,387	4,227
3	GASES DE BARRANCABERMEJA	3	9	594	38,848	12,127	12,231
4	GASES DEL CUSIANA	5	0	402	16,987	4,290	14,900
5	ALCANOS DE COLOMBIA	22	11	1,737	90,513	32,765	50,579
6	GASES DEL ORIENTE	1	6	159	10,411	5,775	6,411
7	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE	44	43	5,915	306,663	135,555	120,559
8	GAS NATURAL DEL ORIENTE	9	54	1,593	150,961	74,109	40,679
9	METROGAS DE COLOMBIA	1	8	389	46,140	17,858	14,519
10	GASES DEL CARIBE	28	17	7,194	442,680	700,300	148,000
11	GASES DE OCCIDENTE	1	31	2,266	169,025	112,854	80,763
12	GASES DE LA GUAJIRA	14	0	923	39,625	12,240	13,100
13	GAS NATURAL	2	256	9,531	1,017,098	544,035	344,296
14	GAS NATURAL DEL CESAR	12	0	381	13,470	3,214	6,496
15	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN	10	67	1,231	72,672	134,855	186,451
16	PROMESA						
17	ESPIGAS						
18	SERVIGAS						
19	PROVISERVICIOS						
20	GAS DOMICILIARIO DE COLOMBIA						
		165	516	33,793	2,497,063	1,820,431	1,116,815

INCREMENTOS PROYECTADOS AL QUINTO AÑO (2007)							
No.	EMPRESA	M/PIOS ATENDIDOS	KM DE RED ACERO	KM DE RED POLIET.	USUSARIOS	CONSUMO (miles m3)	INVERSION EXISTENTE
1	GASES DEL LLANO		5	150	11,445	1,332	4,610
2	MADIGAS INGENIEROS	6		340	10,633	2,470	7,642
3	GASES DE BARRANCABERMEJA			7	994	-645	348
4	GASES DEL CUSIANA			47	5,754	2,539	1,128
5	ALCANOS DE COLOMBIA	8	2	898	45,930	8,583	25,574
6	GASES DEL ORIENTE		31	1,200	73,635	16,397	38,145
7	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE	13	8	1,429	60,507	-897	41,439
8	GAS NATURAL DEL ORIENTE		4	91	12,884	-1,649	3,423
9	METROGAS DE COLOMBIA			50	5,000	906	1,281
10	GASES DEL CARIBE	5	20	8,031	58,416	-82,420	19,508
11	GASES DE OCCIDENTE		17	2,999	56,266	-41,626	32,838
12	GASES DE LA GUAJIRA			1,307	11,228	4,190	6,039
13	GAS NATURAL	1	39	2,371	232,827	27,378	160,687
14	GAS NATURAL DEL CESAR	3		233	9,216	3,942	3,781
15	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN		6	1,721	204,940	189,236	72,579
16	PROMESA	1		20	605	299	550
17	ESPIGAS	1		42	1,189	443	1,138
18	SERVIGAS	2		3	221	69	111
19	PROVISERVICIOS	1		24	1,500	526	965
20	GAS DOMICILIARIO DE COLOMBIA	1		115	9,499	2,563	2,109
		42	132	21,078	812,689	133,636	430,258

Tabla II-8: Infraestructura de distribución de gas natural

II. 4 LA COMERCIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL.

La Resolución 057 de 1996, contiene algunas definiciones de interés sobre el tema:

“COMERCIALIZACIÓN DE GAS COMBUSTIBLE: *Actividad de compra y venta de gas combustible a título oneroso en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales.*

COMERCIALIZADOR: *Persona natural o jurídica cuya actividad es la comercialización de gas combustible. Puede o no, ser un productor.*

DISTRIBUCIÓN: *Es la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible a través de redes de tubería, de conformidad con la definición del numeral 14.28 de la Ley 142 de 1994.*

DISTRIBUIDOR DE GAS COMBUSTIBLE POR REDES DE TUBERÍA: *Quien presta el servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tubería.”²²*

En general la actividad de comercialización de gas puede ser adelantada por productores y distribuidores de gas natural lo mismo que los llamados “comercializadores puros” de acuerdo con la definición anterior.

En el caso de los productores es claro que su función de producción física del gas, conlleva la necesidad de disponer del bien producido a través de la actividad de comercializar el gas a fin de atender las necesidades del mercado. En lo que se refiere a los distribuidores, éstos tienen la doble función de distribuir el gas para lo cual se convierten en operadores de red y de su comercialización lo que en la práctica conlleva dos actividades independientes con contabilidades separadas.

En tercer lugar se tiene el comercializador puro o independiente, el cual no tiene integrada ninguna otra actividad. Este comercializador procede a comprar el gas en el mercado mayorista, directamente de los productores y también en el mercado secundario, y lo vende a los clientes regulados, que no estén localizados en áreas de servicio exclusivo, así como a los no regulados principalmente industriales. Sin embargo, en el caso colombiano la actividad de los comercializadores se ha visto seriamente limitada por las restricciones en la oferta del gas natural. Es claro que en un mercado con este tipo de restricciones en la oferta, lo que constituye un mercado de vendedores, los productores prefieren

²² COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG – Resolución 057 de 1996

disponer de manera directa del gas producido y colocarlo entre los distribuidores y clientes del mercado no regulado directamente antes que acudir a los servicios de un intermediario. Sin embargo, cuando se tienen excedentes en la oferta, lo cual genera un mercado de compradores, el productor se ve precisado a acudir a los comercializadores quienes tienen una visión comercial integral del mercado y por consiguiente pueden identificar oportunidades desconocidas para el productor por cuanto su negocio está básicamente dirigido a la producción del gas. Teniendo en cuenta que el mercado del gas en Colombia se ha movido en un escenario de restricciones en la oferta, no sorprende que la figura del comercializador puro prácticamente no exista con excepción de Dinagás y más recientemente de Energía Eficiente a la cual nos referiremos en el próximo capítulo. Con la entrada en operación de la Planta de Tratamiento de Cusiana, el mercado del interior disfrutará por primera vez de una oferta suficiente de gas con lo cual habrá oportunidades para la actividad de comercialización de gas combustible.

Adicionalmente, los contratos de suministro de gas natural suscritos entre ECOPETROL y los generadores térmicos bajo la modalidad “*take or pay*” y a los cuales se hizo referencia en el Informe II., han dado origen a un nuevo agente comercializador con el objeto de disponer en el mercado secundario del gas pagado y no consumido según el contrato tipo “*take or pay*”. Algunos de los generadores térmicos del interior del país tales como Merieléctrica, Isagén y más recientemente TermoValle han venido incursionando en la comercialización del gas natural en el mercado secundario.

II. 5 CONCLUSIONES

Como se recuerda del Informe I, el Plan de Masificación del Gas combustible planteó la necesidad de desarrollar la producción de gas natural tanto de la Guajira, como del Magdalena Medio y del sector de los Llanos Orientales. Estratégicamente, el gas de la Guajira se utilizaría prioritariamente para cubrir el mercado de la Costa Atlántica mientras que el gas del Opón y Cusiana, atenderían la demanda del interior del país. Sin embargo, en la realidad el país sólo ha contado con el gas de la Guajira para atender todo el mercado nacional debido a las siguientes razones:

- 1-) La pérdida de la producción del campo del Opón.
- 2-) Las demoras de varios años en la entrada en operación del gas de Cusiana.

En el caso del gas del Opón, el sistema nacional tuvo que reaccionar con rapidez ante la pérdida de 100 MPCD de producción los cuales ya estaban comprometidos con diferentes clientes principalmente proyectos térmicos localizados en la zona central. Para compensar la menor producción fue necesario ampliar la capacidad del gasoducto Ballena-Barrancabermeja de 150 MPCD a 200 MPCD. Simultáneamente, como se indicó en el Informe III-A sobre regulación del gas natural, el no contar con un marco de precios adecuado para el desarrollo del gas

de Cusiana trajo como consecuencia que sólo en el segundo semestre de 2005 se tendrá finalmente disponibilidad de dicho gas para atender el mercado nacional.

El haber perdido la producción de un campo tan importante como el Opón sin contar en el corto plazo con una fuente alterna de gas de reemplazo, ha hecho que en la práctica el sistema nacional tenga un déficit que no ha permitido poner en marcha una política mas agresiva de masificación del recurso. Un ejemplo de lo anterior es lo que está ocurriendo en el año 2005 el cual puede considerarse un año de transición caracterizado por una migración de los consumos del interior de gas de la Guajira a gas Cusiana. Dicha transición comprende tres periodos a saber:

- Hasta Abril 30 de 2005. La fuente del gas es Guajira combinado con disponibilidades de Cusiana las cuales atenderán el mercado de Bogotá y el altiplano cundiboyacense.
- Desde Mayo a Agosto del presente año, se tendrá un suministro combinado de gas Cusiana y Guajira para lo cual se cuenta con una producción de gas no tratado de Cusiana cercana a 130 MPCD.
- A partir de Septiembre 1 de 2005, entrará en operación la planta de tratamiento de Cusiana con una oferta de 180 MPCD.

Si bien la situación de abastecimiento de gas se normalizará a partir de Septiembre de 2005, es necesario anotar que en los años previos, el sistema no ha tenido el gas suficiente para atender la totalidad de la demanda lo cual se manifiesta en la imposibilidad de ECOPETROL para atender nuevas solicitudes de demanda de gas en firme por parte de consumidores industriales y a la incapacidad del sistema de atender nuevos proyectos como fue el caso de la interconexión gasífera con Panamá. Adicionalmente, durante el periodo que ha transcurrido del año 2005, se han presentado restricciones a las entregas de gas para contratos en firme lo cual ha obligado a la aplicación del Decreto 1515 de 2002 *“por el cual se fija el orden de atención prioritaria cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de Gas Natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda”*.

Puede decirse que el sistema colombiano de gas natural ha venido afrontando déficit en la oferta los cuales se están haciendo particularmente críticos en los meses previos a la entrada de la planta de tratamiento de Cusiana-Cupiagua. Así las cosas, el mercado no ha contado con un suministro suficiente para atender todas sus necesidades lo cual además no permite generar confianza entre los clientes sobre la disponibilidad del producto. Este último aspecto se considera esencial para desarrollar una estrategia agresiva de penetración de este energético.

El Plan del Gas para el Cambio, que antecedió al Plan de Masificación de Gas Combustible, no logró el objetivo básico de ampliar la frontera comercial del gas natural mediante la interconexión de los grandes campos de producción con los

mercados debido fundamentalmente a las dificultades en la construcción de los gasoductos troncales al interior. El Plan de Masificación de Gas Combustible definido por el Gobierno Nacional a comienzos de los años 90's, logró el cumplimiento de este objetivo al crear las condiciones comerciales y regulatorias que permitieron la construcción de la infraestructura de transporte del interior del país. Sin embargo, aún falta por evaluar la efectividad del sistema de transporte en términos de cobertura de los mercados propuestos en el Plan de Gas tales como residencial e industrial principalmente los cuales se tratarán en el Informe V. Algunos de los temas que han afectado la penetración del gas natural se trataron en el Informe III en la parte correspondiente al marco regulatorio del sistema de transporte. Adicionalmente será necesario evaluar el peso de las tarifas de transporte en el precio final del gas particularmente en regiones como el occidente del país y la competitividad con los combustibles sustitutos del gas natural tanto en los temas de consumo residencial como en industria.

III PROPIEDAD ACCIONARIA Y COMPETENCIA

III. 1 INTRODUCCIÓN

El presente capítulo trata con más detalle el tema de la propiedad accionaria y el control de las empresas y los aspectos de competencia. Se presentan los resultados del análisis de los registros de Cámara y Comercio de un número muy destacado de empresas tanto transportadoras como distribuidoras y comercializadoras, lo que constituye información de carácter público, con el ánimo de entender las relaciones entre los principales actores del negocio del gas en Colombia en lo que se denomina el “*downstream*” de la industria. El Consultor no pretende establecer una evaluación de carácter jurídico y regulatorio sobre el tema de competencia y en particular frente a las disposiciones de la Ley 142 de 1994 sobre el tema de la integración de los negocios por tratarse de un tema fuera del alcance del Estudio. El objetivo es mostrar los hechos que resultan de una lectura y captura de información sobre la conformación de las empresas y de las participaciones cruzadas entre las mismas según los registros de Cámara y Comercio antes mencionados. Los registros que sirvieron de base para este análisis se presentan en el Anexo 9.

Además de la información anterior, y con el propósito de tener un mejor análisis sobre el tema, se solicitó información adicional a ECOPETROL, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a través de la UPME y a la firma ITANSUCA INGENIERÍA, interventor de la UPME en el tema de las áreas de servicio exclusivo. En la medida que avance el capítulo se establecerán las conclusiones preliminares y las recomendaciones sobre búsqueda de información adicional a fin de mejorar la calidad del presente análisis.

III. 2 LA ESTRUCTURA DEL “*DOWNSTREAM*”

La organización de la industria del gas en Colombia en lo que se refiere al transporte, distribución y comercialización tiene la participación de tres grandes grupos:

- Promigás
- Gas Natural
- Invercolsa

III. 2. 1 GRUPO PROMIGÁS

En el registro correspondiente de Cámara y Comercio se encuentra que Promigás S.A. E.S.P. es entidad “controlante” de:

▪ Gases de Boyacá y Santander S.A. E.S.P.	Transportador
▪ Surtigás S.A. E.S.P.	Distribuidor
▪ Promigás Telecomunicaciones S.A.	
▪ Gas Natural Comprimido S.A.	
▪ Transoccidente S.A. E.S.P.	Transportador
▪ Arenosa Investments S.A.	
▪ Gases de Occidente S.A. E.S.P.	Distribuidor
▪ Gases del Norte del Valle S.A. E.S.P.	Distribuidor
▪ Promigás Servicios Integrados S.A.	
▪ Transmetano S.A. E.S.P.	Transportador

Adicionalmente Promigás tiene participación en Gases del Caribe S.A. E.S.P. La estructura accionaria de Gases del Caribe fue solicitada a ECOPETROL, entidad que negó la entrega de la información argumentando que las compañías socias se oponían a su divulgación. Sin embargo, directamente del registro de Cámara y Comercio se observa que Promigás S.A. E.S.P. tiene dos de cinco puestos en calidad de principal en la Junta Directiva de Gases del Caribe, mientras que otros dos corresponden a representantes de INVERCOLSA y un quinto cuya representatividad no se conoce al momento de elaborar el presente informe.

En resumen, el Grupo Promigás tienen participaciones controlantes en compañías distribuidoras como: Surtigás, Gases de Occidente y Gases del Norte del Valle y en transportadoras como: Gases de Boyacá y Santander, Transmetano y Transoccidente. Cuenta además con participaciones en Gases del Caribe y un porcentaje no conocido de la comercializadora E2, la cual se analizará con mayor detalle más adelante en el capítulo.

Por su parte Gases del Caribe es entidad controlante de:

- Gases de la Guajira
- Gases del Quindío
- Gases de Risaralda

En el caso de Gas Natural del Centro, aún está pendiente de obtener la composición accionaria de la compañía.

III. 2. 2 GRUPO GAS NATURAL

En el registro correspondiente de Cámara y Comercio se encuentra que Gas Natural S.A. E.S.P. es entidad “controlante” de:

- Gases de Barrancabermeja
- Gasorient S.A.
- Gas Natural Cundiboyacense

Su área de influencia en la región centro y oriente del país incluye a los mercados de Bogotá, Cundinamarca y Boyacá, Barrancabermeja y Bucaramanga

III. 2. 3 GRUPO INVERCOLSA

El certificado de Cámara y Comercio de Invercolsa S.A. E.S.P. indica que esta compañía es controlada por ECOPETROL y a su vez controla a las siguientes compañías:

- Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.
- Promotora de Gases del Sur (Progasur) S.A. E.S.P. *
- Credicasa S.A. *
- Metrogás de Colombia S.A. E.S.P. (Floridablanca) *
- Inversiones Extrogás (Bucaramanga)
- Gases del Oriente S.A. E.S.P. (Cúcuta)

* Compañías controladas a través de Alcanos de Colombia

De la lista anterior se destacan Alcanos de Colombia S.A. E.S.P., con actividades de distribución de gas natural en la zona de Huila y Tolima y empresas distribuidoras menores con cobertura en Floridablanca y Cúcuta. Adicionalmente, Invercolsa S.A. participa en la Comercializadora Energía Eficiente –E2 - cuya estructura se presenta a continuación.

III.2.3.1 COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL – ENERGÍA EFICIENTE – E2

En lo que se refiere a la actividad de comercialización se encuentra que en la compañía Energía Eficiente o E2 la Junta Directiva está integrada por cinco personas vinculadas en la actualidad con las siguientes compañías:

- Surtigás
- Gases del Caribe
- Gas Natural Comprimido
- Gases de Risaralda
- Invercolsa

Aunque no se conoce la estructura accionaria detallada de E2 se observa que dos de los cinco puestos de la Junta Directiva corresponden a compañías en las cuales Promigás tienen el control como se indica en los correspondientes registros de Cámara y Comercio (Surtigás y Gas Natural Comprimido), en una tercera como Gases del Caribe tiene una participación accionaria aún por determinar y la cuarta – Gases de Risaralda -, es controlada a su vez por Gases del Caribe. El quinto miembro de Junta Directiva es Invercolsa.

III. 3 CONCLUSIONES

A fin de completar esta parte del Estudio es necesario solicitar por parte de la UPME a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios información mas detallada sobre la estructura accionaria de las empresas de transporte, distribución y comercialización más relevantes para los efectos del presente análisis. Sin embargo, con la información obtenida de los registros de Cámara y Comercio es posible ofrecer algunas conclusiones preliminares sobre el tema de propiedad accionaria y competencia:

1-)E n el mercado de la Costa Atlántica, PROMIGÁS es un actor preponderante a través del control que tiene sobre SURTIGÁS y la participación en GASES DEL CARIBE la cual a su vez controla la otra distribuidora de la zona es decir Gases de la Guajira.

2-) En el mercado del interior del país, el cual se consolidó con posterioridad a la expedición de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios se tienen tres actores que controlan en la práctica el 100%, los cuales son:

- PROMIGÁS
- GASES DEL CARIBE
- INVERCOLSA.

PROMIGÁS controla a las dos distribuidoras del occidente del país – Gases de Occidente y Gases del Norte del Valle – las cuales avanzan hacia una consolidación de operaciones lo que en la práctica hará que el servicio de gas natural en esa región quede en manos de una sola compañía distribuidora. Por su parte, GASES DEL CARIBE en la cual PROMIGÁS tiene participación como ya se ha indicado anteriormente, controla a Gases del Quindío y Gases de Risaralda.

El mercado del centro-oriente del país (Bogotá, altiplano Cundiboyacense, Bucaramanga y Barrancabermeja) tiene el control de Gas Natural mientras que INVERCOLSA controla a Alcanos de Colombia con actividades en Huila y Tolima y también en Cúcuta.

De lo anterior se concluye que se están dando procesos de integración vertical, PROMIGÁS - DISTRIBUIDORAS y también de integración horizontal GASES DEL CARIBE- DISTRIBUIDORAS y GAS NATURAL - DISTRIBUIDORAS. Cabe anotar que en el caso de la integración de PROMIGÁS y GASES DEL CARIBE con las distribuidoras del eje cafetero y occidente del país, se estaría conformando en la práctica un solo grupo habida cuenta de la participación que tiene PROMIGÁS en GASES DEL CARIBE. Una representación gráfica de esta integración se muestra en la Gráfica III-1.

Las cifras correspondientes a la cantidad de usuarios de cada grupo se presentan en la Tabla III-1. El grupo Gas Natural es quien tiene mayor porción del mercado con un 41.9%. El grupo Promigás un 21.2% y Gases del Caribe 17.8%; si se tiene en cuenta que el grupo Promigás tiene también participación en Gases del Caribe, la participación de estos dos grupos llega a un valor de 39%. Por último esta el grupo Invercolsa quien tiene una participación del 7.6% del mercado.

Grupo Promigás			Grupo Invercolsa		
	Usuarios	% mercado		Usuarios	% mercado
Gases de occidente	264,731	7.4%	Alcanos de Colombia	221,367	6.2%
Surtigás	351,366	9.9%	Metrogás de Colombia	50,293	1.4%
Gases del norte del valle	139,612	3.9%	Total	271,660	7.6%
Total	755,709	21.2%			

Grupo Gases del Caribe			Grupo Gas Natural		
	Usuarios	% mercado		Usuarios	% mercado
Gases del Caribe	488,624	13.7%	Gas Natural	1,212,515	34.0%
Gases de la Guajira	45,485	1.3%	Gas Natural de Oriente	158,240	4.4%
Gases del Quindío	41,307	1.2%	Gas Natural Cundiboyacense	83,881	2.4%
Gases de Ridaralda	60,291	1.7%	Gases de Barrancabermeja	39,658	1.1%
Total	635,707	17.8%	Total	1,494,294	41.9%

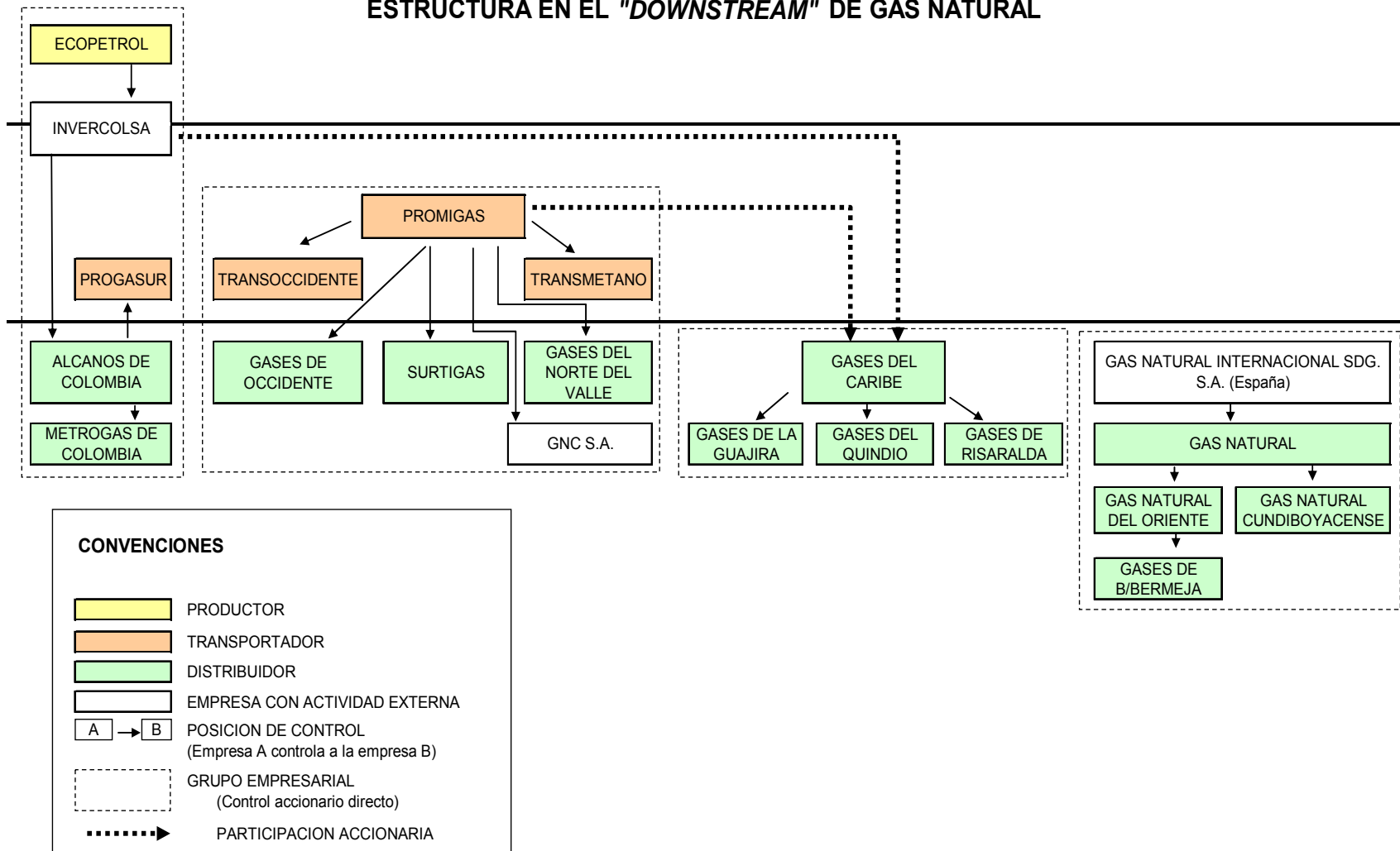
Restantes 9 distribuidoras	406,482	11.4%	TOTAL DE USUARIOS	3,563,852
-----------------------------------	----------------	--------------	--------------------------	------------------

Tabla III-1: Usuarios y participación por grupo empresarial, año 2004

Además de la integración horizontal y vertical que se mencionó en el párrafo anterior, se observa un nivel adicional de integración con la actividad de comercialización de gas a través de la Comercializadora de Energía Eficiente E2.

De un sencillo análisis sobre la composición de su Junta Directiva podría concluirse que 4 de 5 miembros están vinculados a empresas en las cuales PROMIGÁS y GASES DEL CARIBE tienen control total mientras que el quinto miembro representa a INVERCOLSA. Se concluiría de lo anterior la existencia de niveles de integración vertical (transporte – distribución - comercialización) y horizontal (distribución – comercialización). En principio puede decirse que la actividad de comercialización que permita la agregación de los consumos de un buen número de distribuidoras permite la negociación de mejores términos con los productores y transportadores de gas natural lo cual sirve a los intereses del consumidor. Sin embargo, éste podría no ser el caso si esa labor de agregación de los consumos es el resultado del control accionario de las compañías antes que el resultado de una gestión comercial que resulte ser lo que más le sirva a los intereses de las distribuidoras y de sus clientes. A fin de profundizar en el presente análisis, se le está solicitando a la firma ITANSUCA INGENIERÍA la cual opera como interventor de la UPME para las Áreas Exclusivas, información referente a las modalidades de contratación de los suministros de gas natural por parte de las distribuidoras que operan en dichas áreas, términos de las convocatorias, número de proponentes y resultados con el objeto de tener mejores elementos de juicio sobre este tema en particular.

ESTRUCTURA EN EL "DOWNSTREAM" DE GAS NATURAL



Gráfica III-1: Estructura en el "downstream" de gas natural

IV EL ENTORNO REGULATORIO DEL GLP

IV. 1 NOTAS PRELIMINARES

La regulación del Gas Natural que se presentó a consideración de la UPME en la primera parte del Informe de Avance III se apoya en una clara separación de las actividades de producción, transporte, distribución y comercialización con agentes que cumplen las plenas formalidades para llevar a cabo las diferentes tareas de la cadena de valor del gas natural. Como se mencionó en el capítulo correspondiente, si bien el marco regulatorio aún tiene serios problemas por resolver a fin de repotenciar el Plan de Masificación de Gas Combustible, puede decirse que en general la estructura regulatoria e institucional del gas natural se apoya sobre bases sólidas las cuales explican su acelerado desarrollo hasta la fecha.

Por el contrario, el GLP no tiene un Norte claro, ni institucional ni regulatorio. La industria del GLP se debate entre una regulación que aún no define con claridad su rumbo y un marco institucional que se apoya en una informalidad que amenaza seriamente la supervivencia misma de la industria. Adicionalmente, el mercado del GLP ha perdido más del 12% en los últimos 5 años y sus perspectivas bien inciertas en la actualidad, pueden serlo aún más si el marco regulatorio en discusión desde hace más de dos años, no da la señales adecuadas que permitan apuntalar el crecimiento en sectores clave.

Por eso, a diferencia de los planteamientos iniciales del Plan de Masificación del Gas Combustible que señalaban un concepto energético equilibrado donde el Gas Natural y el GLP se consideraban complementarios y no antagónicos, hoy en día se asiste al estancamiento de la industria del GLP sin que aparentemente esta situación haya prendido las alarmas en las instancias del Gobierno que tienen a su cargo el cuidado de estos temas.

El análisis de la problemática del GLP es muy complejo y requiere un nivel de detalle superior al correspondiente al Gas Natural. Por lo anterior, el Consultor considera que como parte de los resultados del Proyecto de la UPME de Evaluación del Plan de Masificación del Gas Combustible, este es uno de los

resultados de mayor valor agregado por que se trata de llevar nuevamente a primer plano la problemática de un sector como el GLP, que se considera de gran importancia para atender las necesidades de energía de la población colombiana localizada en la periferia de las ciudades y en el sector rural.

La primera parte del capítulo presenta un extenso análisis sobre el desarrollo de la regulación en sus diferentes etapas mientras que en la segunda parte se hace un análisis crítico sobre los temas regulatorios que deben ser objeto de análisis por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG – a fin de repotenciar el Plan de Masificación de Gas Combustible en la parte referente al GLP.

IV. 2 CONSIDERACIONES GENERALES

La industria del GLP comenzó sus actividades en Colombia a finales de los años 30 y principios de los 40 del siglo pasado cuando, se dio inicio a una distribución incipiente con los escasos volúmenes producidos en las refinerías de Tibú y Barrancabermeja. Como nuevo combustible doméstico, el GLP tuvo que entrar a competir contra el tradicional carbón, el queroseno y la energía eléctrica que por aquella época, ya se estaba posicionando como energético de cocina.

Sus bondades en el campo de la energía domiciliaria fueron rápidamente aceptadas por las amas de casa y el GLP empezó a abrirse camino dentro de sus preferencias. En menos de 20 años, se convirtió en el combustible doméstico predilecto y la demanda empezó a presionar la oferta.

El pleno abastecimiento del GLP al mercado nacional nunca fue considerado como una prioridad energética nacional como si lo era por ejemplo, el cubrimiento al 100% de la demanda nacional de combustibles derivados del petróleo, en particular gasolinas y acpm, y del gas natural en aquellas zonas a donde gradualmente llegaban las redes troncales y secundarias.

A pesar de los incrementos de producción logrados en las refinerías y los campos de producción de petróleo, la oferta siempre fue deficitaria. La aparición de nuevos distribuidores, ante las expectativas de un mercado creciente y la insuficiencia en la oferta, llevó al entonces Ministerio de Minas y Petróleos a regular extensivamente la distribución del GLP. Se creó el llamado “Sistema de Cupos”, mediante el cual, se asignaba a cada distribuidor un volumen mensual y una zona exclusiva para su distribución.²³

Con este sistema, el Estado reconoció su incapacidad de lograr la oferta del producto para atender las necesidades de la población colombiana. Pero además, las mismas instituciones de Gobierno decidieron utilizar este mecanismo para el pago de favores políticos lo cual dio lugar a la constante asignación de cupos y

²³ Resolución 0904 de junio de 1965 del Ministerio de Minas y Petróleos

zonas exclusivas a quienes no conocían el funcionamiento de la industria y que por lo tanto procedían a la comercialización de estos derechos en el mercado secundario lo que contribuyó desde siempre a la informalidad que ha caracterizado este mercado.

Durante la década de los 80 y primeros años de la década de los 90 del siglo pasado, el mercado estuvo totalmente supeditado a la oferta de ECOPETROL y administrado por el sistema de cupos desde el Ministerio.

A finales de 1991, el Ministerio de Minas y Energía decidió trasladarle la función de administración del mercado del GLP a ECOPETROL, con todo y el mecanismo de cupos y zonas. ECOPETROL solicitó al Ministerio que dentro de un plan de reordenamiento de la actividad del GLP en el país se suspendiera la aprobación de nuevos cupos salvo aquellos destinados al suministro de gas por redes que posteriormente podrían ser utilizados en la distribución de gas natural. Unas semanas después, en diciembre del mismo año, se presentó a consideración del Conpes, el Documento 2571 mediante el cual se establecieron las bases del Programa de Masificación del Gas Combustible cuyos fundamentos fueron ampliamente explicados en informes anteriores.

Sin embargo, el creciente déficit en la oferta y la carencia de competencia debido a la zonificación exclusiva del mercado, llevaron a prácticas comerciales irregulares como el cobro anticipado del producto y el escaso control en el llenado de los cilindros.

En septiembre de 1993 el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 31702 mediante la cual eliminó el sistema de cupos – y por ende las zonas exclusivas – y creó la figura del distribuidor mayorista, el cual adquiere el producto directamente de ECOPETROL en las plantas de abasto, lo almacena y posteriormente lo entrega a los distribuidores minoristas para su venta al público. El planteamiento conceptual que inspiró estas reformas era simple: si la problemática del GLP estaba centrada en la insuficiencia de la oferta por lo cual había sido necesario administrar la demanda mediante cupos y zonas exclusivas, la solución era promover el pleno abastecimiento bien fuera con recurso nacional proveniente de los campos de producción y las refinerías de ECOPETROL o de los mercados internacionales, y posteriormente liberar los controles de una demanda administrada y dejar que la competencia entre distribuidores, apoyada en la nueva figura del comercializador mayorista, encontrara su punto de equilibrio.

En esta nueva etapa el mercado se caracterizó por una oferta de producto más estable dado que ECOPETROL inició un proceso regular de importación del GLP por Cartagena con lo cual de paso se le prestó un invaluable servicio al país, al proveer un recurso energético alternativo para ayudar a conjurar la crisis energética que desembocó en el apagón que sufrió el país a comienzos de los 90.

Adicionalmente, al eliminar los cupos y las zonas exclusivas, el mercado adquirió una nueva dinámica donde la competencia entre distribuidores se volvió extrema y el servicio al cliente empezó a marcar la diferencia entre distribuidores. Las prácticas irregulares y la informalidad se acentuaron y el entorno de la industria se enfrentó a varios cambios profundos, que se analizarán en detalle en la siguiente sección.

IV. 3 EL MARCO REGULATORIO MODERNO

El desarrollo inicial del plan de gas coincidió con un cambio estructural en el campo regulatorio de los servicios públicos domiciliarios, a raíz de la expedición de la Constitución de 1991 y posteriormente de las leyes 142 y 143 de 1994.

El GLP, como combustible derivado del petróleo, venía siendo regulado por el Ministerio de Minas y Energía. La mayor parte de la regulación existente estaba orientada hacia aspectos técnicos y de seguridad, quedando un gran vacío en la normativa de mercado y las relaciones comerciales entre los diversos eslabones de la cadena.

Las leyes 142 y 143 de 1994 crearon las Comisiones de Regulación, y le asignaron a la CREG, en relación con los sectores eléctrico y de gas combustible, las funciones de regulación orientadas a crear las condiciones que garantizaran una oferta energética adecuada y suficiente, conducir el mercado hacia la libre competencia, definir metodologías para cálculos tarifarios a usuarios regulados y finales bajo criterios económicos, sociales, ambientales y de competencia. También, tuvo a su cargo las tareas de expedir regulaciones específicas para la autogeneración y cogeneración de electricidad, establecer los criterios para la fijación de compromisos de ventas garantizadas de energía y potencia entre las empresas, establecer el reglamento de operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía y gas combustible.

La CREG inició su labor regulatoria emitiendo las primeras normas orientadas al sector eléctrico y luego para el gas natural. Solamente, a partir de 1996, sacó a la luz pública sus primeras resoluciones sobre GLP, completando hasta la fecha cerca de 44 resoluciones orientadas hacia tres áreas específicas: 6 orientadas hacia el marco regulatorio en sí mismo; 19 relacionadas con el manejo de tarifas y precios y otras 19 dedicadas al tema del manejo del margen de seguridad y reposición de cilindros.

La acción regulatoria sobre el GLP se inicia con la expedición de la resolución 074 de 1996, como el primer gran esfuerzo de ordenar el mercado. Posteriormente, se emitieron varias resoluciones proponiendo nuevos esquemas.²⁴ Esta resolución inicial respetó todos los eslabones de la cadena comercial y reguló los aspectos

²⁴ El Anexo 2 contiene el listado de todas las resoluciones agrupadas por cada área.

fundamentales de cada uno de ellos. Los primeros 28 artículos se concentraron en aspectos generales, la comercialización y la distribución. Los siguientes 17 artículos, desarrollaron el esquema de mantenimiento, reparación y reposición de cilindros y los últimos 5 dictaron algunas disposiciones finales.

Cabe resaltar los siguientes aspectos generales:

- Definió los papeles de Gran Comercializador, Comercializador Mayorista y Distribuidor.
- Ratificó el carácter de empresas de servicios públicos que debían cumplir los distribuidores
- Definió responsabilidades
- Ordenó la celebración de contratos entre los comercializadores y los distribuidores
- Prohibió el uso de cilindros que no cumplieren las normas técnicas vigentes.

Sobre el gran comercializador:

- Ratificó la obligación de los grandes comercializadores de entregar el GLP debidamente odorizado.
- Llevar registros contables separados de las diversas actividades como producción, transporte, almacenamiento y entrega.
- Cumplir los requisitos de calidad que fije la CREG.

De los comercializadores mayoristas:

- Separación contable y operacional en las plantas, si se comparte almacenamiento y distribución.
- Ordenó disponer una capacidad mínima de almacenamiento del 25% del volumen mensual manejado.
- Obligatoriedad de vender a quien lo solicite.

De los distribuidores:

- Respetar las resoluciones de precios.
- Entregar factura con la venta de cada cilindro.
- Definió las responsabilidades del distribuidor.
- Obligación de celebrar contratos con los usuarios.
- Obligación de capacitar a los usuarios en el uso del GLP.
- Reglamentación de los expendios.
- Obligación de disponer de oficinas de peticiones, quejas y reclamos.
- Obligación de disponer de servicio de atención de emergencias.
- Prohibición de envasar en cilindros que no cumplan normas y de entregarlos para destrucción sin reposición.

De las disposiciones finales:

- Recalcó la responsabilidad directa de los distribuidores frente a terceros, aun si los eventos son producidos por su personal directo o contratista.
- Ordenó la disponibilidad de una póliza global de responsabilidad civil extracontractual para cubrir daños a terceros y/o sus bienes, originados en la comercialización, transporte y distribución del GLP, así como por el mantenimiento, reparación y reposición de cilindros, tanques, otros recipientes, sus partes y accesorios, con cargo a los recursos del margen de seguridad. Esta ordenanza fue eliminada por la Ley 689 de 2001 que en su artículo 23 definió que el margen de seguridad solamente podría ser usado para al mantenimiento y reposición de los cilindros y tanques estacionarios utilizados en la comercialización del GLP.
- Mantuvo la obligatoriedad de los mayoristas, distribuidores y talleres de mantenimiento de cilindros de disponer de una póliza individual de seguros de responsabilidad civil extracontractual.
- Solicitó al MME la expedición de la reglamentación técnica aplicable a la construcción de plantas e instalación de equipos y tanques. En respuesta, el MME expidió la Resolución 80505 del 17 de marzo de 1997, “Reglamento técnico al cual debe someterse el almacenamiento, manejo, comercialización mayorista y distribución de Gas Licuado del Petróleo, GLP”.

De esta primera resolución surgieron algunos puntos que resultaron muy polémicos, como el tema de producir el GLP de acuerdo con una calidad específica fijada por la CREG, dado que las características propias de los procesos de producción en refinerías no permite una producción selectiva para ajustarse a una calidad determinada. En lugar de obligar a una calidad específica, la CREG decidió penalizar el precio del producto. Infortunadamente, la penalización no fue orientada a las fuentes de producción sino a todo el GLP, independiente de su origen. Incluso, el GLP importado queda cobijado por la penalización.

Otro tema polémico fue el disponer de una capacidad mínima de almacenamiento del 25% del volumen mensual manejado, para los distribuidores mayoristas. Es claro que el almacenamiento en planta debe ser función del tamaño del mercado, la ubicación geográfica y la frecuencia con que el distribuidor es atendido.

El último punto que resultó también muy polémico fue el de la entrega de cilindros que no cumplieren las normas para destrucción sin reposición. Fue tanto el impacto negativo de esta medida que se convirtió en una de las causas del fracaso del esquema de reposición original.

Los dos puntos anteriores se tratarán en detalle más adelante en este documento.

IV. 3. 1 PROPUESTAS REGULATORIAS

A partir del año 2000, con la expedición de la resolución 009, se inició el proceso de diseño y análisis del nuevo marco regulatorio, el cual, de acuerdo con las Leyes 142 de 1994 y 689 de 2001 debía ser puesto a consideración de los interesados antes de su promulgación definitiva. Entre 2000 y 2003, la CREG expidió 5 proyectos de marco regulatorio, cada cual con algunas diferencias sobre los anteriores.

La resolución 009 de 2000, publicada para discusión, tuvo los siguientes avances frente a la 074 de 1996:

- Obligación de registro de las empresas ante la SSPD y la CREG, antes de iniciar operaciones.
- Autorizó la integración vertical de las empresas con separación contable.
- Obligación de celebrar contratos entre los grandes comercializadores y los mayoristas.
- Obligación de los mayoristas de vender el GLP corregido volumétricamente con los factores de temperatura y presión.
- Modificó la exigencia de disponer de almacenamiento equivalente al 25% de las ventas mensuales, y en su lugar estableció que los mayoristas “deberán mantener un inventario de GLP, de acuerdo con los requerimientos que exija la atención del mercado por ellas abastecido”
- Obligación de los distribuidores de drenar los cilindros antes de su llenado.

Este proyecto de resolución no pasó más allá de los comentarios de los interesados, y fue sustituido por la resolución 086 de 2000 promulgada nueve meses después, con los siguientes avances principales sobre la 009:

- Planteó el libre acceso a la infraestructura de transporte e importación y a las redes locales de distribución.
- Remitió temporalmente las exigencias de calidad del producto a los requisitos establecidos en la norma técnica colombiana NTC 2303 – Especificaciones para Gases Licuados del Petróleo.
- Dio un nuevo enfoque al tema de la capacidad de almacenamiento de los mayoristas, así: *ARTÍCULO 18. Manejo de Inventarios y Capacidad de Almacenamiento. Las plantas de almacenamiento deberán mantener inventarios de GLP suficientes para atender el mercado que ellas abastecen, y disponer de una capacidad de almacenamiento suficiente para manejar los inventarios requeridos.*

Para este fin, deberán mantener como mínimo un inventario operativo necesario para cumplir sus obligaciones contractuales de suministro de acuerdo con la periodicidad con que se abastecen del producto. El volumen almacenado cada día no podrá ser inferior al volumen requerido para atender tres (3) días de

abastecimiento del mercado calculados con base en sus obligaciones contractuales.”

Casi dos años después, en octubre de 2002 es expedido un nuevo proyecto de regulación mediante la resolución 066, que da un vuelco radical a la estructura comercial y tarifaria del GLP. En la sección IV. 4, se hace un análisis detallado del alcance y posibles repercusiones de este proyecto regulatorio.

IV. 3. 2 REGULACIÓN SOBRE TARIFAS Y PRECIOS

En el tema de tarifas y precios para el GLP la CREG inició su actividad con la expedición de la resolución 073 de 1996 en la cual fijó los precios nacionales de acuerdo con la metodología que venía aplicando el Ministerio de Minas y Energía y posteriormente la 091 de 1996 modificando algunos artículos de la anterior.

El primer gran cambio regulatorio se propuso en la resolución 111 de 1996 mediante la cual se pusieron a consideración las fórmulas generales de márgenes y tarifas y los factores de actualización periódica de cada uno de los elementos de la fórmula.

Como resultado de la consulta, finalmente se expidieron las resoluciones 083 y 084 en abril de 1997, fijando las fórmulas definitivas para los elementos de la cadena. La 083 se concentró en el transporte, el margen de seguridad y los márgenes mayoristas y de distribución, que se debían ajustar con base en las variaciones del IPC y la 084 se concentró básicamente en el ingreso al productor, referenciado a los precios internacionales.

IV.3.2.1 Formula inicial de precios al productor

La Resolución 084 cuya aplicación inicial reducía el ingreso al productor vigente en el momento, fue sujeta a un recurso de reposición por parte de ECOPETROL, soportado en algunos análisis sobre la inconveniencia de la reducción de precios y los potenciales efectos negativos sobre el plan de gas recién iniciado.

La fórmula considerada en la resolución 084 tenía los siguientes elementos:

$$G = \frac{TRM_t}{42} * [P_p * (1 - \alpha) + P_b * \alpha - T_c]$$

Donde:

G = Ingreso máximo por producto del gran comercializador

- TRM_t = Tasa de cambio representativa del mercado del dólar americano frente al peso colombiano del 30 de junio del año en el cual se aplicará la fórmula, reportada por el Banco de la República.
- 42 = Número de galones por barril.
- α = Contenido promedio de butanos y gases más pesados (C4+) en el GLP nacional, según definición de la CREG. Fijase un valor inicial de 0.541, el cual mantendrá este valor hasta que la CREG determine otro.
- P_p = Promedio mensual del precio internacional del propano por barril de los 36 meses inmediatamente anteriores a la aplicación de la fórmula, según Indicador Precio Costa del Golfo, fuente Platt's US Marketscan (US\$/BI).
- P_b = Promedio mensual del precio internacional del butano por barril de los 36 meses inmediatamente anteriores a la aplicación de la fórmula, según Indicador Precio Costa del Golfo, fuente Platt's US Marketscan (US\$/BI).
- T_c = Promedio mensual del valor del transporte por barril entre Mont Belview (Costa del Golfo) y Barrancabermeja, de los 36 meses inmediatamente anteriores a la aplicación de la fórmula, según cálculo de la CREG (US\$/BI). Fijase un valor de US\$5.00 por barril para la primera anualidad de aplicación de las fórmulas.

Si bien la fórmula ataba el precio nacional a los índices internacionales promedio de los últimos 36 meses, el factor T_c de 5 dólares por barril evidentemente tenía un fuerte impacto sobre el ingreso al productor si se tiene en cuenta que el nivel de precios internacionales de esos años promediaba los 16.50 dólares por barril, resultando en una reducción superior al 30% en dicho precio, y cerca del 36% sobre el precio nacional vigente (Ver Gráfica 1 – Evolución de precios del GLP).

IV.3.2.2 Fórmula general de precios

La solicitud de ECOPETROL fue atendida y la fórmula modificada, mediante la resolución 144 de agosto de 1997. El nuevo marco tarifario quedó definido así:

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

- M = Tarifas al público de los gases licuados del petróleo GLP (\$ por galón).
 G = Ingreso máximo por producto del gran comercializador (\$/galón).
 E = Ingreso máximo del gran comercializador por transporte (\$/galón).
 Z = Margen para seguridad (\$/galón).
 N = Margen del comercializador mayorista (\$/galón).
 D = Margen del distribuidor (\$ por galón).

Cada una de los componentes tuvo su propio desarrollo así:

IV.3.2.3 G, Ingreso al Gran Comercializador

$$G = \frac{TRM}{42 * 36} * \sum_{i=1}^{36} \left[\left(1 - \alpha \right) * PPI + \alpha * PBI + \frac{QIi * TIi - QEi * TEi}{QNi + QIi} \right]$$

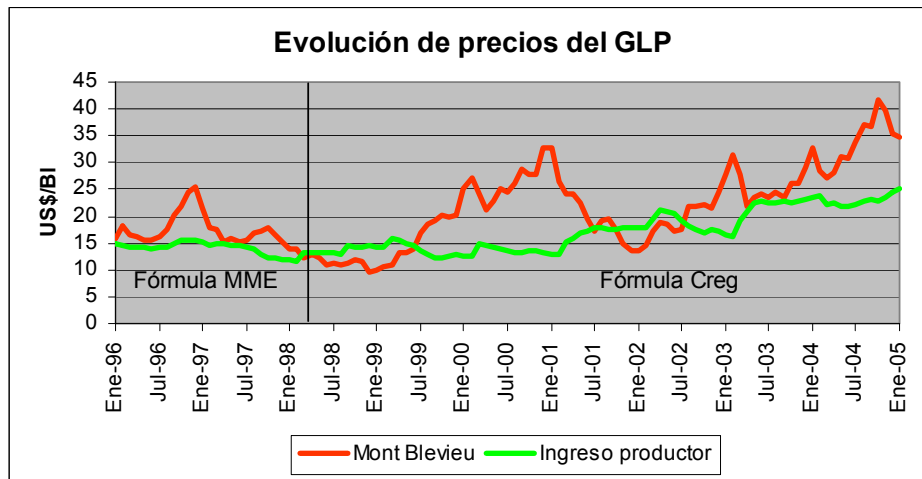
Donde:

- G = Ingreso máximo por producto del gran comercializador
TRM = Tasa de Cambio Representativa del Mercado a 15 de febrero del año de aplicación
42 = Número de galones por barril.
36 = Número de meses del periodo.
 α = Contenido promedio de butanos y gases más pesados (C4+) en el GLP nacional. Valor inicial = 0.541, el cual mantendrá hasta que la CREG determine otro.²⁵
PPI = Promedio mensual del precio internacional del propano (US\$/BI en el mes i) Indicador: Precio Costa del Golfo, fuente Platt's US Marketscan
PBI = Promedio mensual del precio internacional del butano (US\$/BI) en el mes i) Indicador: Precio Costa del Golfo, fuente Platt's US Marketscan.
QIi = Barriles de GLP importados por los grandes comercializadores en el mes i
TIi = Promedio mensual Valor Transporte (US\$/BI) del GLP importado en el mes i entre el lugar de compra y Cartagena.
QNi = Barriles de GLP producidos en el país en el mes i por grandes productores
QEi = Barriles de GLP exportados en el mes i por los grandes comercializadores
TEi = Promedio mensual Valor Transporte (US\$/BI) del GLP exportado en el mes i, entre Cartagena y el lugar de venta.

Esta fórmula presenta algunos elementos críticos que merecen ser analizados en detalle.

En primer lugar, el hecho de ser actualizada una vez al año y promediar los precios internacionales de los últimos 36 meses, impide que se reflejen los cambios y variaciones del precio de mercado, alejándose del principio de eficiencia económica establecido por el artículo 87.1 de la Ley 142 de 1994. Dicho principio dice que el régimen de tarifas deberá procurar que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo, para garantizar la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento, y remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma que lo haría una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable.

²⁵ El valor inicial de 0.541 estuvo en vigencia hasta febrero de 2001. A partir de marzo de 2001, la CREG modificó dicho valor a 0.447 generando una señal a ECOPETROL para producir GLP con mayor contenido de propano o es su defecto “regalar” butanos en el precio.



Gráfica IV-1: Evolución de precios del GLP

La Gráfica IV-1 permite observar cómo fue el comportamiento del precio nacional frente a los precios de mercado internacional. Salvo contadas ocasiones, el ingreso al productor estuvo por debajo de los precios internacionales. Este punto será objeto de un análisis más detallado en la parte final del capítulo al señalar que desde el punto de vista conceptual los precios deben reflejar la posición del país o bien como exportador en cuyo caso el criterio es “paridad exportación” o como importador para lo cual el criterio dominante es el de “paridad importación”

En segundo lugar conviene analizar los pretendidos incentivos a las importaciones y penalizaciones a las exportaciones representados por el último sumando de la fórmula:

$$\sum_{i=1}^{36} \left[\left(\frac{Q_{Li} * T_{Li} - Q_{Ei} * T_{Ei}}{Q_{Ni} + Q_{Li}} \right) \right]$$

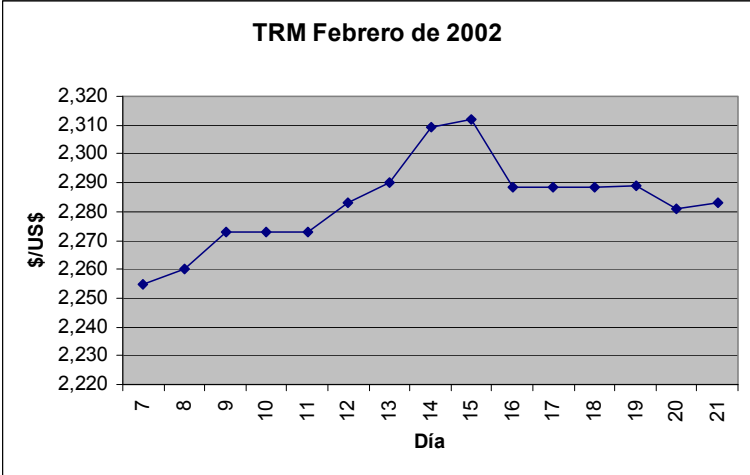
No obstante que la fórmula incluyó un premio por las importaciones y un castigo por las exportaciones, ponderando los volúmenes importados o exportados sobre la producción disponible (producción bruta + importaciones), su incidencia en el precio final prácticamente pasó desapercibida por cuanto los volúmenes importados y exportados resultaron marginales. Mientras que se realizaron exportaciones en 57 meses de los 84 meses contados desde febrero de 1998, equivalentes en volumen al 3.8% de la producción bruta, solamente se realizaron importaciones en 7 meses durante el mismo período, equivalentes en volumen al 0.18% de la producción bruta.

El máximo aporte en el precio percibido por concepto de importaciones fue de 23 centavos de dólar por barril mientras que la máxima penalización llegó a 50 centavos de dólar por barril. Ninguna de las dos resultaron lo suficientemente significativas para incentivar las importaciones o desincentivar las exportaciones.

Contrario a lo que se previó al momento de diseñar la fórmula, el país resultó siendo un exportador neto aunque muy marginal. En promedio, el precio interno ha sido penalizado en 14.8 centavos de dólar por barril por efecto de las mayores exportaciones. En todos los casos, las penalizaciones y los castigos no representaron más allá del 3% del precio del producto.

Analizando en conjunto el impacto del rezago de los 36 meses y el escaso incentivo de las importaciones, se explica por qué ningún comercializador privado intentó realizar importaciones durante el período, inclusive en las dos etapas en que el precio interno superó los precios internacionales. Lo anterior se vio reforzado por la falta de claridad sobre el uso de la infraestructura de puertos y almacenamiento.

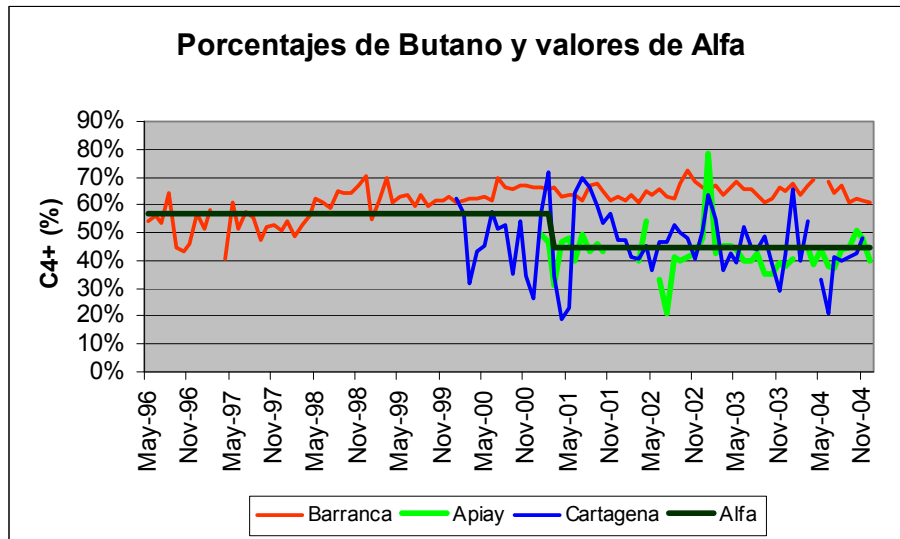
Un tercer elemento de la fórmula que tuvo algunas implicaciones en el resultado final fue el uso de la tasa representativa del mercado del 15 de febrero de cada año, porque indirectamente se transfirieron al precio del GLP impactos financieros y prácticas especulativas de los mercados cambiarios. Este efecto fue particularmente notorio en el 2002 donde, en escasos 8 días, la TRM tuvo una fluctuación al alza del 2.5%, pasando de \$2,254 a \$2,312 entre el 7 y el 15 del mes, para luego descender por debajo de los \$2,290. Así las cosas, el precio se vio afectado por la tasa del día 15, la segunda más alta de todo el mes.



Gráfica IV-2: TRM en febrero de 2002

El último elemento de la fórmula que se debe analizar es el factor α que involucra el tema de la calidad y composición del GLP. En las resoluciones 111 de 1996 y 084 y 144 de 1997, la CREG le asignó el valor de 0.541, que correspondía al contenido promedio de butanos y fracciones más pesadas en el GLP producido en la refinera de Barrancabermeja en 1996, reflejando en cierta medida la realidad del producto mayoritario disponible en el mercado.

La mezcla de GLP de la refinería de Barrancabermeja se vino haciendo más pesada hasta el punto que actualmente promedia el 65% de contenido de butanos e hidrocarburos más pesados.



Gráfica IV-3: Porcentajes de Butano y valores de Alfa

Ante esta situación, la CREG consideró conveniente enviar señales a los productores para que se ofreciese al mercado un producto más liviano. Emitió entonces la resolución 011 de 2001, modificando el valor de α a 0.447, apoyada en los siguientes análisis:

“Que la fórmula vigente para determinar el ingreso máximo por producto de los Grandes Comercializadores de GLP, está vinculada con los precios internacionales de Butano y Propano en el mercado de Mont Belview;

Que económicamente se ha considerado más eficiente para la prestación del servicio público de GLP, utilizar altas concentraciones de Propano frente a las de Butano y sus derivados, por cuanto éstos últimos tienen un valor agregado significativo cuando se utiliza con fines diferentes al combustible, lo cual se refleja en su precio internacional;

Que desde el punto de vista energético, se tiene información en el sentido que en cualquier condición climática de la geografía nacional, una mezcla de GLP con mayor contenido de Propano presenta un comportamiento adecuado para su uso como combustible;

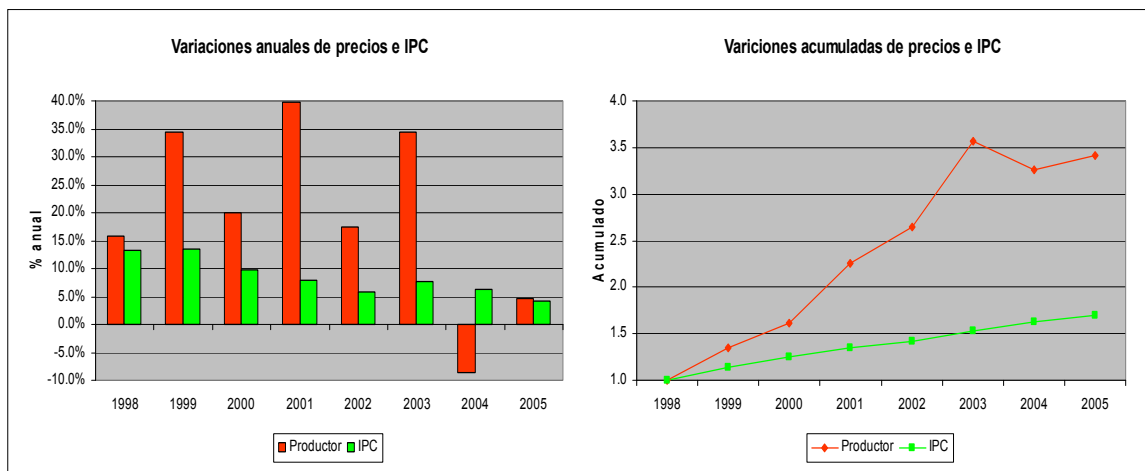
Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas ha considerado necesario dar señales que induzcan una mayor eficiencia económica y energética en la prestación del servicio público de GLP, introduciendo al régimen tarifario mezclas de GLP combustible con un mayor contenido de Propano, frente al de Butano y sus derivados;

Que 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 GLP, no los hacen adecuados para una transición inmediata hacia una mezcla donde la participación de Propano sea superior al 55.3%,”

El efecto final del cambio del factor fue una reducción promedio del 1.5% en el ingreso al productor. Esta señal no ha sido interpretada adecuadamente y probablemente no ha sido suficiente para ECOPETROL quien ha mantenido altas concentraciones de butano especialmente en el GLP producido en Barrancabermeja, situación que es difícil de corregir debido a los procesos de producción involucrados y la ausencia de usos alternativos para el butano segregado.

Desde el punto de vista del productor la fórmula de precios de la CREG no ha reflejado las condiciones del mercado internacional ni ha generado las señales adecuadas para favorecer las importaciones lo cual se vuelve un objetivo en la medida que la producción interna no sea suficiente para abastecer la demanda prevista.

Sin embargo, desde el punto de vista del mercado nacional, los incrementos experimentados por el ingreso al productor han excedido sustancialmente los aumentos en el costo de vida (IPC), convirtiéndose el precio al usuario final en una de las principales barreras para la penetración del GLP en los mercados de la periferia de las ciudades y en las zonas rurales.



Gráfica IV-4: Variaciones de precios e IPC

Como se observa en las gráficas, mientras que el IPC inició el período con incrementos del 13% anual para alcanzar niveles del 5% hacia el final, el ingreso al productor alcanzó incrementos muy superiores llegando casi al 40% en 2001, salvo en 2004 donde sufrió una reducción cercana al 9%, para recuperar un 5% en 2005.

Durante la vigencia de las fórmulas tarifarias de la CREG, el IPC ha crecido 1.69 veces mientras que el ingreso al productor lo ha hecho 3.14 veces. Es decir, mientras que el IPC ha crecido con un promedio del 7.8% anual, el ingreso al productor lo ha hecho a un ritmo del 19.2% anual.

Mientras que en 1998 el precio básico de un cilindro de 40 libras representaba un 3.8% del salario mínimo, en el 2003 alcanzó a ser el 5.7%. En el 2005 dicho porcentaje es del 5.0%.

IV.3.2.4 E, Ingreso por transporte en ductos

La fórmula que representa el costo de transporte está representada por:

$$E_t = A * E_0$$

- Et = Cargo estampilla del transporte por ductos (\$/galón) después de la aplicación de la fórmula, el cual incluye trasiego y manejo.
- A = Factor de actualización, según se define en el artículo 3 de la Resolución N° 083 de 1997 expedida por la CREG.
- Eo = Cargo estampilla base por transporte (\$/galón), igual a \$ 58.00 por galón suministrado por el gran comercializador.²⁶

El factor A de actualización fue definido así en la resolución 083 de 1997:

$$A = \frac{IPC_t}{IPC_0} - X$$

- IPCt = Índice de precios al consumidor total nacional del mes de junio del año en el cual se aplicará la fórmula, reportado por el DANE.
- IPC0 = Índice de precios al consumidor total nacional del mes de junio de 1997, reportado por el DANE. (Índice = 81.0138).
- X = El factor de eficiencia para el período de vigencia de las fórmulas establecidas en esta Resolución es del 0.01, el cual será aplicado a partir de la segunda anualidad de vigencia de las fórmulas tarifarias.

La fórmula de actualización del ingreso por transporte resultó bastante sencilla. Sin embargo, aparece un elemento llamado “factor de eficiencia” cuya justificación no fue claramente explicada por la CREG y que posteriormente tuvo algunos

²⁶ Eo sufrió varias modificaciones así:

Res. Creg 084 de 1997	\$ 58.00	Valor original
Res. Creg 144 de 1997	\$ 60.40	Reconsideración de inversiones
Res. Creg 035 de 1998	\$ 82.70	Estudio de costos
Res. Creg 052 de 2000	\$ 67.66	por un error grave en los cálculos

impactos en la actualización de los factores dependientes, porque ninguno ellos pudo actualizarse al ritmo de la inflación. Mientras que en 1997 la inflación nacional manejaba dos dígitos y rondaba el 20% anual, a partir de 2000 se redujo a un dígito, llegando apenas al 5% en 2004. En un escenario de alta inflación, afectar este factor en -0.01 casi resulta desapercibido; pero en escenarios de baja inflación, el factor de ajuste ya representa un mayor impacto.

IV.3.2.5 Z, Margen de Seguridad

Se define de la siguiente manera:

$$Z = \frac{(1 + IVA) * F_i}{V_{t-1}}$$

Donde:

Z = Margen para seguridad (\$/galón).

IVA = Impuesto al valor agregado.

Fi = Según lo determine la CREG para cubrir las necesidades reportadas por la fiducia a que se refiere el artículo 29 de la Resolución 74 de 1996 expedida por la CREG, para las actividades de mantenimiento, reparación y reposición de cilindros y tanques, póliza global y válvula de seguridad (\$).

Vt = Volumen total del GLP suministrado por los grandes comercializadores desde el 1º de julio del año inmediatamente anterior a la aplicación de la fórmula, hasta el 30 de junio del año en el cual se aplicará la fórmula (galones).

El margen de seguridad es un rubro pagado por los usuarios para que alguien le realice el mantenimiento a los cilindros que son de su propiedad. El tema del mantenimiento de cilindros resultó tan complejo, que la CREG enfocó gran parte de sus esfuerzos regulatorios del periodo a manejar el problema. Su complejidad se analizará más adelante.

En el párrafo 3º del Artículo 4º de la resolución 083 de 1997, la CREG condicionó la aplicación de esta fórmula a la entrada en operación de los talleres ordenados en la resolución 074 de 1996, hecho que finalmente sucedió a partir del 1º de marzo de 2001. Entre tanto, el valor aplicable sería el definido en resolución 073 de 1996, esto es, \$ 27.03 por galón más el IVA de \$4.32 (14% vigente en el momento, modificado al 16% a partir de enero de 2001).

No obstante la entrada tardía en operación de los talleres en 2001, la CREG modificó esta fórmula mediante la resolución Creg 048 de 2000, asignando valores específicos de Z para los años 1 y 2 de operación de los talleres, en los siguientes términos:

$$Z_1 = \$85_{,99} * \frac{IPC_1}{IPC_0} \text{ Pesos/galón}$$

$$Z_2 = \$81_{,99} * \frac{IPC_2}{IPC_0} \text{ Pesos/galón}$$

Donde:

- Z1: Margen para Seguridad en el año uno (1) en pesos/galón
 Z2: Margen para Seguridad en el año dos (2) en pesos/galón
 IPC0: Índice de Precios al Consumidor de diciembre de 1999, publicado por el DANE.
 IPC1: Índice de Precios al Consumidor del mes inmediatamente anterior a la entrada en vigencia del Margen para Seguridad para el año uno (1), publicado por el DANE.
 IPC2: Índice de Precios al Consumidor del mes inmediatamente anterior a la entrada en vigencia del Margen para Seguridad para el año dos (2), publicado por el DANE.

Posteriormente con la resolución CREG 012 de 2001 se modificaron ligeramente los textos descriptivos de IPC1 e IPC2: “Índice de Precios al Consumidor del último mes anterior a la entrada en vigencia del Margen para Seguridad para el año uno (dos) (1-2), que haya publicado el DANE. “

El margen de seguridad se ajusta cada 1 de abril.

IV.3.2.6 N, Margen Mayorista

$$N_t = N_0 * C_a * A$$

Donde:

- Nt = Margen del comercializador mayorista después de la aplicación de la fórmula (\$/galón).
 N0 = Margen base del comercializador mayorista, igual a \$42.00 por galón.
 Ca = Factor de almacenamiento, según se define más adelante.
 A = Factor de Actualización definido anteriormente

El factor Ca, de almacenamiento se definió así:

$$C_a = \frac{C_r}{C_m}$$

- Cr = Capacidad nominal de los tanques estacionarios instalados por el comercializador mayorista (galones).
- Cm = Capacidad mínima de almacenamiento exigida por el artículo 15 de la Resolución 74 de 1996 expedida por la CREG (galones).²⁷ La capacidad mínima de almacenamiento se establecerá de acuerdo con el promedio del volumen mensual manejado por el comercializador mayorista respectivo, durante los últimos doce meses al cálculo del factor.

Posteriormente, con la Resolución 035/98, se definió Ca con valor 1, simplificando la fórmula. Un concepto de la CREG emitido en 1998, obligó a ECOPETROL a calcular el factor Ca “cada vez que se facture” y penalizar a los mayoristas que no tuvieran el almacenamiento mínimo del 25% del promedio de sus ventas de los últimos 12 meses, asimilando la facturación del GLP a la del gas natural. A diferencia del gas natural que se factura mensualmente, el GLP se venía facturando a diario, lo que ocasionó que la CREG “dispensara” a ECOPETROL de calcular el factor Ca cada vez que facturara y el procedimiento se llevó a cabo mensualmente.

Es claro que el factor Ca obligó a los mayoristas a invertir en almacenamiento independiente de sus necesidades de mercado, convirtiéndolos en responsables del almacenamiento estratégico, relevando al Estado de esta obligación natural. Este tema será analizado en profundidad en el siguiente capítulo.

IV.3.2.7 D, Márgenes de distribución

La CREG definió varios márgenes según la modalidad de venta al usuario final, en carrotanque o en cilindros de 100, 40 y 20 libras. Las fórmulas correspondientes se presentan así:

a. Para distribución en Carrotanque

$$DC_t = A * DC_0$$

Donde:

DCt = Margen del distribuidor después de la aplicación de la fórmula para suministros en carrotanque (\$/galón).

A = Factor de actualización

DC0 = Margen base del distribuidor para suministros en carrotanque, igual a \$80.00 por galón.

²⁷ La resolución CREG-074 de 1996 fijó como capacidad mínima de almacenamiento el 25% de las ventas mensuales promedio de los últimos 12 meses.

b. Para distribución en cilindros

Se planteó una fórmula genérica para cada tamaño de cilindro con la siguiente estructura:

Para distribución en cilindro de XY libras ²⁸

$$D_{xy_t} = A * D_{xy_0}$$

Donde:

D_{xyz_t} = Margen del distribuidor después de la aplicación de la fórmula para suministros en cilindros de xy libras (\$/cilindro).

A = Factor de actualización

D_{xy_0} = Margen base del distribuidor para suministros en cilindros de xy libras, igual a \$\$ por cilindro.

Xyz = Diversos tamaños de los cilindros (100, 40, 20 libras)

La siguiente tabla presenta los márgenes iniciales para cada tamaño de cilindro y las posteriores variaciones que han ocurrido.

Modalidad de venta	Unidad	RESOLUCIONES		
		083-1997	035-1998	044-2001
Margen mayorista (No) (\$/gal)	\$/gal	42.00	46.93	
Margen en carrotanque (DCo)	\$/gal	80.00	105.58	
Margen cilindro 100 (D100o)	\$/cil	3,572.00	4,248.40	
Margen cilindro 80 (D80o)	\$/cil			3,590.60
Margen cilindro 40 (D40o)	\$/cil	1,748.00	2,027.49	
Margen cilindro 30 (D30o)	\$/cil			1,971.81
Margen cilindro 20 (D20o)	\$/cil	988.00	1,244.52	
Cargo fijo (CFto)	\$/mes	2,400.00	2,920.00	

Tabla IV-1: Evolución márgenes de comercialización

IV.3.2.8 Precios de suministro al usuario final

Una vez definidos tarifas y márgenes, el precio de venta al usuario final se calcula con la siguiente fórmula general:

$$PVN = G + E + Z + N$$

PVN = Precio de venta en planta mayorista (\$/galón)

²⁸ La notación XY y \$\$, usados en forma genérica, reemplazan los diversos tamaños y valores correspondientes de los cilindros.

- G = Ingreso Gran Comercializador (\$/galón)
- E = Ingreso por transporte (\$/galón)
- Z = Margen de seguridad (\$/galón)
- N = Margen mayorista (\$/galón)

A su vez, dependiendo de si la entrega es en carrotanque o en cilindros, la fórmula correspondiente se presenta a continuación:

a. En carrotanque:

$$PDC = PVN + DC_t$$

Donde:

- PDC = Precio de distribución en carrotanque (\$/galón).
- PVN = Precio de suministro en planta del comercializador mayorista (\$/galón).
- DC_t = Margen del distribuidor para suministros en carrotanque (\$/galón).

b. En cilindros

Para el cálculo del precio básico de venta en cilindros se utiliza la siguiente expresión general:

$$PDC = PVN * f_c + DC_c$$

Donde:

- PDC = Precio de venta del cilindro según capacidad (\$/cilindro)
- PVN = Precio de venta en planta mayorista (\$/galón)
- f_c = Factor de llenado según capacidad del cilindro (galones/cilindro)
- DC_c = Margen de distribución según capacidad del cilindro (\$/cilindro)

En resumen, el esquema regulatorio de precios presentó las siguientes características:

- Aplicable a partir del 1º de marzo de 1998, con vigencia de 5 años.
- Cálculo anual cada 1º marzo de marzo
- Ingreso al Productor atado a los precios internacionales (USGC - Índice Mont Belview de los últimos 36 meses, modificado por los volúmenes importados o exportados.
- El ingreso de transportadores, mayoristas y distribuidores se ajusta según la variación del IPC, disminuido por un factor de eficiencia.
- Maneja tarifa estampilla para el transporte por ductos

- Liberó los fletes entre las ciudades con terminal y las diversas poblaciones.
- Precios regionales dependiendo de la densidad del producto: a mayor densidad, menor precio y viceversa.

En el Anexo 3 se presentan en detalle el contenido de la fórmula para cada modalidad de venta.

IV. 3. 3 REGULACIÓN SOBRE EL MARGEN DE SEGURIDAD

El manejo del margen de seguridad ha sido uno de los temas más complejos que ha debido atender la CREG, sobre el cual ha concentrado gran parte de su esfuerzo regulatorio.

El margen de seguridad surge como respuesta a la necesidad de mantener en buen estado el parque de cilindros que, siendo en su mayoría propiedad de los usuarios, es usado por los distribuidores y sufre un proceso de deterioro durante las actividades de llenado, transporte y distribución.

Antes de que la CREG entrara en funciones, el esquema era muy simple aunque de dudosa efectividad: los distribuidores se asociaban en los llamados fondos de mantenimiento, los cuales llegaron a ser siete,²⁹ donde recibían los servicios de mantenimiento y/o reposición. Los distribuidores, sin importar su localización geográfica, podían escoger libremente el fondo al cual afiliarse.

Los fondos percibían sus ingresos proporcionalmente al volumen de ventas de sus afiliados, ya que dentro del precio de venta del GLP venía incluido el rubro de margen de seguridad. Mensualmente, ECOPEPETROL registraba las ventas de cada minorista y transfería a los respectivos fondos el valor recaudado por concepto del margen.

Los fondos recibían el dinero y decidían su destino, ajenos a cualquier tipo de control por parte de las autoridades ya que eran catalogados como empresas privadas con ánimo de lucro a pesar de manejar dineros de los usuarios. A cada distribuidor se le llevaba una “cuenta corriente” contra la cual se facturaban los servicios de mantenimiento prestado. Si al final del período un distribuidor tenía saldos positivos en su cuenta (situación que generalmente se daba porque las solicitudes de mantenimiento eran reducidas al mínimo), éstos se acumulaban para el siguiente periodo o se solicitaba el reintegro del dinero. Los fondos eran empresas muy rentables porque fijaban sus propias tarifas de servicio y las utilidades generadas eran de libre destinación.

²⁹ Adigas, Arcegas, Cedigas, Codigas, Colgas, Cordigas y Fonoriente.

Esta práctica ocasionó que las solicitudes de mantenimiento fuesen inferiores a las necesidades reales del parque de cilindros, generando el deterioro acelerado de los casi 5 millones de unidades existentes en el mercado.

En cuanto la CREG asume sus funciones y analiza el tema, nota la necesidad urgente de su reestructuración, e incluye en la resolución 074 de 1996 una serie de medidas importantes, que en resumen fueron:

- a. El MME deberá contratar una fiducia para que administre los dineros recaudados por concepto del margen de seguridad.
- b. Los dineros recaudados solamente podrán aplicarse al pago de la póliza global; 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; 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 GLP, por unas de seguridad.
- c. La fiducia deberá contratar mediante convocatorias públicas, talleres idóneos, a quienes se les pagará el servicio de mantenimiento de acuerdo con tarifas previamente establecidas bajo criterios técnicos y económicos adecuados. Los fondos existentes podrán participar en las convocatorias.
- d. Los talleres únicamente podrán facturar por los servicios realmente prestados de acuerdo con las tarifas establecidas.
- e. Habrá una interventoría que certifique que el taller efectivamente realizó los trabajos facturados y que estos se hicieron con el cumplimiento de las normas técnicas vigentes.
- f. Los distribuidores deberán programar cada dos meses el número de cilindros que entregarán a los talleres para mantenimiento o reposición en el siguiente bimestre.
- g. Los talleres deberán destruir los cilindros retirados del mercado y los recursos provenientes de la venta de chatarra ingresarán a la fiducia.
- h. Mientras entran en operación los talleres, los servicios de mantenimiento seguirán siendo prestados por los fondos existentes. Los recursos no utilizados a la entrada de los talleres deberán ser devueltos a la fiducia.

Mientras se daba inicio al sistema planteado, la CREG congeló el valor del margen de seguridad en \$27.03, el cual rigió desde septiembre de 1996 hasta febrero de 2001.

Los cambios planteados por la CREG fueron radicales y obviamente rechazados por fondos y distribuidores, pero necesarios y bien concebidos para ordenar el sector y garantizar la correcta aplicación de los recursos. Los fondos perdían toda autonomía financiera y operativa y debían convertirse en talleres eficientes, competir por un contrato y facturar por servicios prestados, en lugar del “cobro

ahora y gasto después” como venían operando. Los distribuidores se verían obligados a programar cilindros para mantenimiento, cumplir sus programaciones y perder toda posibilidad de ingresos eventuales provenientes de su “cuenta corriente”.

Ante la complejidad del nuevo esquema, el MME expidió el 26 de septiembre de 1997 la resolución No. 2637 de 1997, mediante la cual delegó en ECOPETROL “la administración de los recursos del margen de seguridad del servicio público domiciliario de gases licuados del petróleo a que se refiere el artículo 29 de la Resolución número 074 de 1996, modificada por la Resolución número 96 de 1996 y la Resolución 146 de 1997 de la CREG. Dichos recursos serán administrados a través de un contrato de fiducia.”

En la misma resolución el MME crea el Comité Directivo de la fiducia para ejercer la dirección y coordinación general de la ejecución del contrato de fiducia y su conformación por dos representantes del Ministerio de Minas y Energía y uno de ECOPETROL. Así mismo, le define las siguientes funciones:

- a. Aprobar la distribución de los recursos para que los fondos de mantenimientos, reparación y reposición de cilindros y tanques existentes, continúen operando hasta que inicien operaciones los talleres a que se refiere el artículo 34 de la Resolución CREG-074 de 1996;
- b. Velar por el cumplimiento de las políticas de mantenimiento, reparación y reposición de los cilindros, tanques estacionarios, otros recipientes, sus partes y accesorios, establecidas por las autoridades competentes;
- c. Señalar a la sociedad Fiduciaria los términos generales para desarrollar las convocatorias de talleres;
- d. Autorizar, de acuerdo con los recursos disponibles, el mantenimiento, reparación y reposición los cilindros, tanques estacionarios, otros recipientes, sus partes y accesorios, en los términos establecidos por el artículo 39 de la Resolución CREG-074 de 1996;
- e. Autorizar la realización de la contratación de la póliza global a que se refiere el artículo 47 de la Resolución CREG-074 de 1996;
- f. Autorizar los pagos que remuneran a la entidad fiduciaria;
- g. Autorizar el reintegro de los recursos provenientes del margen a los distribuidores de GLP por red local, y fijar los procedimientos y requisitos;
- h. Autorizar la realización de los contratos que se requieren para el desarrollo y cambio de las válvulas de los cilindros portátiles de GLP, por unas de seguridad;
- i. Verificar el desarrollo de un sistema de información que permita determinar cuando menos el estado y ubicación los cilindros, tanques estacionarios, otros recipientes, sus partes y accesorios cuyo mantenimiento, reparación y reposición deberá efectuarse, en los términos establecidos por el artículo 39

de la Resolución CREG-074 de 1996, así como todos los detalles de la situación financiera de los recursos;

- j. Aprobar los informes de la interventoría y los pagos que deban realizarse por ese concepto;
- k. Autorizar la realización de los actos y contratos que se requieren para el desarrollo de la fiducia y en general para el desarrollo de sus actividades;
- l. En general, ejercer todas las actividades de dirección del contrato de fiducia, de su control y vigilancia.

IV.3.3.1 Desarrollo del primer esquema operativo

En atención a este mandato, ECOPETROL inició el proceso de contratación de la fiducia, el cual finaliza exitosamente en octubre de 1998 con la adjudicación y firma del contrato correspondiente con la Fiduciaria Popular.

De acuerdo con la regulación, la fiducia da inicio al proceso de selección de los nuevos talleres y realiza en marzo de 1999 la convocatoria al concurso correspondiente. La convocatoria tuvo amplia respuesta en el sector, recibándose 15 ofertas. Sin embargo, su análisis concluyó que ninguna de las presentadas cumplía los requisitos jurídicos y el proceso finalmente venció sus términos y se declaró desierto en septiembre de 1999.

Durante la planeación y desarrollo de la siguiente convocatoria, la CREG solicitó suspender el proceso mientras expedía una nueva regulación. Finalmente en agosto de 2000 expidió la resolución 048, en la cual introdujo los siguientes cambios:

- a. Definió la nueva fórmula para el cálculo de Z, Margen de Seguridad y su mecanismo de actualización.³⁰
- b. Definió la distribución y uso de los recursos del margen de seguridad
- c. Fijó el 1º de abril de 2002 como fecha límite para el arranque de los talleres
- d. Ordenó el cambio de los cilindros de 20 y 40 libras por 30 libras y los de 100 por 80 libras.³¹
- e. Eliminó la reparación tipo C (Cambio de fondos y tapas)

³⁰ Modificada posteriormente por la resolución 012 de 2001

³¹ La CREG apoyó esta decisión con el argumento de que el cambio de tamaño permitía la verificación visual de la reposición de los cilindros. Los distribuidores manejan la teoría que el cambio de tamaño fue solicitado por las Fuerzas Armadas a raíz del uso de los cilindros como armas no convencionales en el ataque contra poblaciones indefensas. El cambio de tamaño preveía la unificación de los diámetros a fin de que ninguno sirviese como cañón de los otros.

Esta resolución resultó muy polémica y ha tenido repercusiones negativas muy fuertes en el proceso de reposición de cilindros, por cuanto el cambio obligado de tamaño ha sido rechazado consistentemente tanto por distribuidores como por usuarios. A juicio de los Consultores, este cambio es el responsable de los fracasos del sistema ocurridos a partir de esta resolución, como se verá en los próximos apartes.

La Fiduciaria continuó la preparación de la segunda convocatoria involucrando los cambios ordenados en la resolución 048 y, finalmente, el 15 enero de 2001 abrió la nueva convocatoria pública para la selección de los talleres.

Contrario a lo ocurrido en la primera convocatoria, donde la pluralidad de ofertas fue notoria, en la segunda solamente hubo dos propuestas: una del Consorcio CCIM, compuesto por 5 empresas: 4 de los fondos existentes³² y el apoyo técnico de Schrader Camargo S.A. La segunda propuesta fue presentada por el Grupo Cinco conformado también por 5 empresas,³³ tres de ellas fondos existentes.

El Grupo 5 estaba conformado por empresas pertenecientes al Grupo Confedegas, de propiedad del señor José Urbina, con excepción de Metalgas que actuaba en forma independiente mientras que El Consorcio se conformó a partir de empresas asociadas a Agremgas.

El análisis de las propuestas dio como ganadora la presentada por el Consorcio CCIM en la totalidad de las zonas ofrecidas y, el rechazo frontal del Grupo Cinco al proceso y a la adjudicación.

Se dio inicio a los contratos y se sucedieron una serie de eventos que terminaron en la quiebra del consorcio CCIM y la terminación unilateral de los contratos por parte de la fiducia en diciembre de 2002.

Cabe destacar los principales hechos que llevaron a esta situación:

- a. Deficiente programación inicial por parte del Consorcio CCIM que ocasionó retrasos en el arranque de la producción y la imposición de multas por incumplimiento.
- b. La orden de “destrucción sin reposición” contemplada en el artículo 28 de la resolución 074 de 1996, que obligaba a los distribuidores a retirar del mercado todos aquellos cilindros que no cumplieren las normas (como cilindros de contrabando o desechados en otros países), situación muy evidente en los departamentos fronterizos. Debido a la rotación y movilidad de los cilindros, prácticamente todos los distribuidores tenían cilindros por fuera de norma dentro de su parque comercial. La entrega de esos cilindros a los talleres para su destrucción sin reposición implicaba una pérdida de

³² Cicolsa de Bucaramanga, Cordigás de Bogotá, Incogás de Bogotá e IMG de Ibagué.

³³ Metalgás de Pereira, Cinsa de Cúcuta, Incovex de Venezuela, Fonorient de Cúcuta y el Fondo Colgás de Bogotá

patrimonio para los distribuidores quienes preferían mantenerlos en circulación, o en el mejor de los casos, guardarlos en sus bodegas en espera de un cambio en la regulación o el desmonte de la medida.

- c. El cambio de tamaño de 20 y 40 por 30 libras y de 100 por 80 libras. Bajo el argumento inicial de que el público rechazaba el cambio de tamaño, y ante la carencia resolutoria de herramientas coercitivas,³⁴ los distribuidores en su mayoría se abstuvieron de recibir y poner en circulación los nuevos cilindros. Algunos distribuidores, entregaron a los talleres cilindros totalmente deteriorados que reposaban en sus bodegas y recibieron a cambio los nuevos cilindros. Según testimonio de los distribuidores, una vez que lograban ponerlos en el mercado,³⁵ estos retornaban a sus instalaciones para iniciar una serie de viajes de ida y vuelta, ocupando un lugar en los camiones, sin lograr que los usuarios los aceptaran de nuevo. Cuando intentaban convencer a un usuario de 40 libras de recibir el de 30 libras, este se negaba, a sabiendas que detrás venía otro camión de otra empresa (la competencia) que le entregaría otro cilindro de 40 sin ningún reparo. El rechazo fue tal, que ni siquiera las empresas de propiedad de los participantes en el Consorcio entregaron cilindros de 40 libras para su cambio por los de 30.
- d. Las estrategias utilizadas por algunos distribuidores consistentes en programar de acuerdo con lo exigido por la norma, para luego negarse a entregar los cilindros viejos, bajo el argumento que no tenían cilindros disponibles para el cambio. De esta forma, los talleres se desgastaban financieramente, obligándose a invertir en la compra de materia prima y en los procesos de fabricación y certificación. Al no poder cerrar el ciclo de entrega de los cilindros nuevos y recolección de los cilindros viejos, la Fiduciaria no procedía a cancelar las facturas porque así quedó estipulado contractualmente, lo que generó la descapitalización del Consorcio.
- e. Otra estrategia fue la de recibir “en consignación” sin entregar los cilindros de recambio, a sabiendas que esto causaba un serio perjuicio al Consorcio, práctica que fue muy utilizada por las empresas del grupo Confedegas que llegaron a tener 49,833 cilindros almacenados, sin haber restituido ni uno solo como era su obligación.³⁶

La CREG intentó por todos los medios hacer que el esquema funcionase mediante la expedición de varias resoluciones, así:

³⁴ Ni el Ministerio de Minas y Energía ni la Superintendencia de Servicios Públicos actuaron frente a la negativa de los distribuidores a recibir y/o poner en circulación los nuevos cilindros.

³⁵ Los usuarios de cilindros de 20 libras percibían un buen negocio al cambiarlos por los nuevos de 30 libras. Una vez consumido el gas, lo cambiaban, sin ningún costo, por uno de 40 libras, así fuera usado.

³⁶ Estadísticas de la Fiduciaria Popular sobre el desarrollo de los contratos. Acta No. 74 del Comité Fiduciario.

Resolución 003 de 2002, mediante la cual puso a consideración algunos cambios en el esquema que finalmente fueron validados en la siguiente resolución.

Resolución 010 de 2002, que dio participación a los distribuidores en el Comité Fiduciario. Textualmente:

“El Comité Fiduciario estará integrado por cinco (5) miembros, así: a) dos (2) delegados del Ministro de Minas y Energía, uno de los cuales será funcionario de la UPME; b) el Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios o su delegado, en calidad de Presidente del Comité de Seguridad de GLP creado por el Artículo 24 de la Ley 689 de 2001 y en defensa de los usuarios; y c) dos (2) representantes de los distribuidores de GLP.”

Nótese que en esta resolución se excluyó a ECOPETROL de las decisiones del Comité: *“A las reuniones del Comité Fiduciario asistirá un representante del Fideicomitente, con voz pero sin voto”*.

Resolución 019 de 2002, mediante la cual, para dar cumplimiento a Ley 689 de 2001, la CREG adoptó la regulación aplicable a la reposición y mantenimiento de los cilindros y tanques estacionarios de GLP que permita garantizar el buen estado de éstos y la seguridad para el usuario. Adopta el sistema de metas individuales obligatorias para cada distribuidor y modifica la mecánica del esquema permitiendo que sean directamente los distribuidores quienes contraten los trabajos de reposición y mantenimiento con los talleres, siempre y cuando hayan cumplido con el 70% de su meta y esté disponible la interventoría correspondiente. Prevé el desmonte del esquema original.

Resolución 071 de 2002, Por la cual se establecen metas individuales para el programa de reposición y mantenimiento de cilindros portátiles utilizados en la prestación del servicio de Gas Licuado del Petróleo (GLP), de acuerdo con lo previsto en la Resolución CREG 019 de 2002, y se dictan otras disposiciones relacionadas con la prestación del servicio.

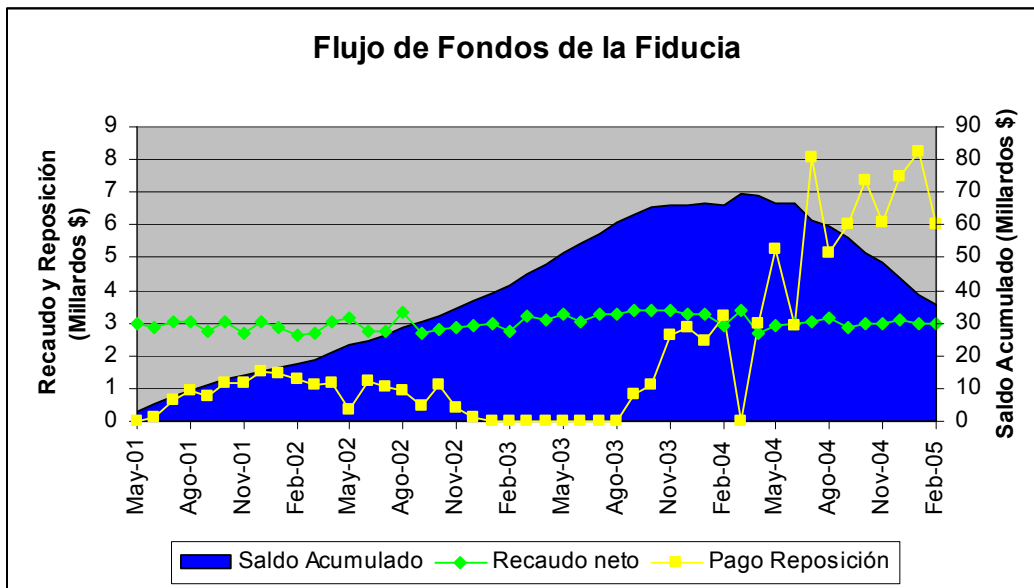
Resolución 091 de 2002, mediante la cual restituye a ECOPETROL como miembro de comité fiduciario.

No obstante los esfuerzos de la CREG y del Comité Fiduciario, el esquema de contratación de talleres por parte de la fiducia colapsó y aceleró el cambio de esquema donde la contratación quedó bajo la responsabilidad de los distribuidores.

El contrato con Fiduciaria Popular se terminó a comienzos de 2004 y fue sustituido por uno nuevo con Alianza Fiduciaria, quien continuó administrando los recursos del margen de seguridad bajo los lineamientos de la resolución 019 de 2002.

IV.3.3.2 Desarrollo del segundo esquema operativo

El nuevo esquema operativo, donde los distribuidores seleccionan su propio taller, ha tenido una dinámica muy interesante porque los distribuidores han respondido oportunamente al proceso de reposición.



Gráfica IV-5: Evolución del Flujo de fondos de la Fiducia³⁷

La Gráfica IV-5 permite observar que entre mayo de 2001 y diciembre de 2002, durante la vigencia del esquema anterior, los pagos por concepto de reposición alcanzaron en promedio el 31% de los recaudos, permitiendo que se acumularan más de \$34,000 millones en el período. En los meses de mayor actividad, comprendidos entre diciembre de 2001 y febrero de 2002, los pagos apenas si llegaron al 50% del valor recaudado.

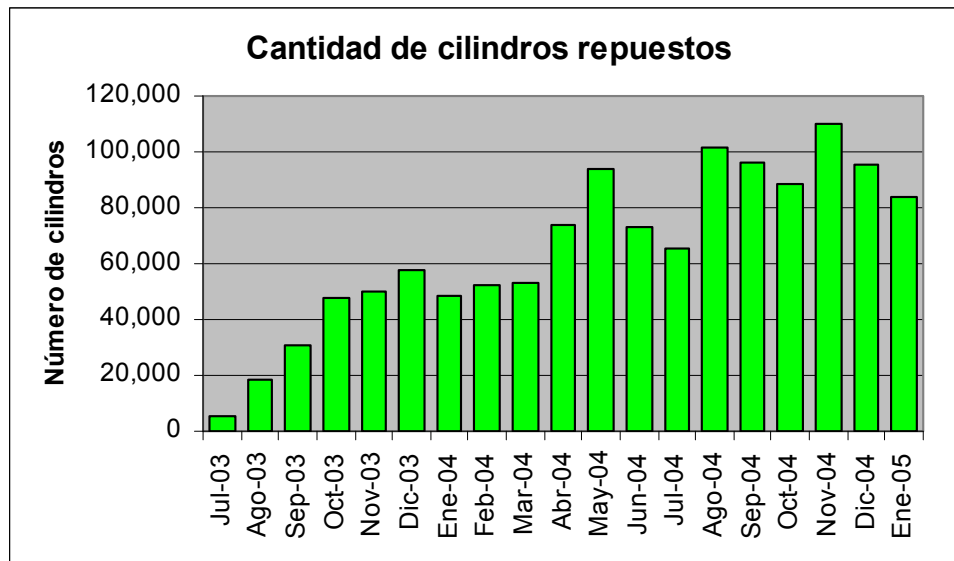
Luego del periodo de inactividad entre enero y agosto de 2003, donde el proceso de reposición fue nulo mientras se ponía en marcha el nuevo esquema regulatorio, el saldo disponible alcanzó los \$60,000 millones.

A partir de septiembre de 2003 el proceso se reactiva, tímidamente en los dos primeros meses pero muy dinámico en los meses siguientes. Entre septiembre de 2003 y febrero de 2005, los pagos por concepto de reposición de cilindros han sido del 141% del valor recaudado en el mismo periodo.

El saldo disponible para reposición alcanzó su máximo nivel en abril de 2004 con algo más de \$69,200 millones, para luego descender a \$35,000 millones gracias a

³⁷ Fuente: www.creg.gov.co

la actividad febril de los distribuidores que, en meses como julio de 2004 y enero de 2005, lograron recibir pagos por más del 250% de lo recaudado.



Gráfica IV-6: Cantidad de cilindros repuestos³⁸

En la Gráfica IV-6 se observa cómo ha sido el flujo de cilindros repuestos, a partir del nuevo esquema operativo.

Sin embargo, la respuesta de los distribuidores no ha sido generalizada. El análisis de las cifras disponibles en las bases de datos de la CREG, revelan que el proceso ha sido liderado principalmente por las empresas del grupo Confedegas, quienes tuvieron mucha participación en el fracaso del esquema anterior.

La Tabla IV-2 muestra que, de 103 distribuidores que tiene registrados el SUI, los 16 mayores en número de cilindros repuestos, han participado con el 84.2% del total mientras que los 87 restantes apenas si lo han hecho con el 15.8% restante.

No.	Distribuidor	Cilindros	Participación	Confedegas
1	Norgas S.A. E.S.P.	221,293	17.5%	17.5%
2	Colgas De Occidente S.A E.S.P.	191,357	15.2%	15.2%
3	Ramírez González Rojas Y CIA S.C.A E.S.P.	124,682	9.9%	
4	Gasán S.A. E.S.P.	109,417	8.7%	8.7%
5	Montagas S.A. E.S.P.	82,884	6.6%	6.6%
6	Gas Caquetá S.A. E.S.P.	64,505	5.1%	
7	Gases De Antioquia S.A. E.S.P.	55,407	4.4%	4.4%

³⁸ Ídem Nota 37

8	Undigas S.A. E.S.P.	35,373	2.8%	2.8%
9	Energas S.A. E.S.P	34,725	2.8%	2.8%
10	Portagas S.A. E.S.P.	27,953	2.2%	
11	Gas Guaviare S.A. E.S.P	27,178	2.2%	
12	Gas Rosario S.A. E.S.P.	19,878	1.6%	1.6%
13	Unigas del Pacifico S.A. E.S.P	19,179	1.5%	
14	Colgas S.A. E.S.P.	17,650	1.4%	1.4%
15	Electrogas S.A. E.S.P.	16,031	1.3%	
16	Asogas S.A. E.S.P.	16,025	1.3%	1.3%
	Subtotal	1,063,537	84.2%	62.1%
87	Otros 87	199,120	15.8%	
103	Total	1,262,657	100.0%	

Tabla IV-2 Cantidad de cilindros repuestos desde julio de 2003

De las 16 mayores, 10 son empresas pertenecientes total o parcialmente al grupo Confedegas, cuya sola participación alcanza el 62.1% del total, con 784,009 cilindros.

No.	Taller	Cilindros	Participación	Confedegas	Nota
1	Cicolsa	38,615	3.1%	3.1%	Activo hasta Nov/03
2	Cilgas	64,278	5.1%		
3	Cilpais	125,128	9.9%		
4	Cinsa	765,360	60.6%	60.6%	
5	Codisa	50,233	4.0%		
6	Indusel	158,849	12.6%		
7	Metalgas	55,301	4.4%		
8	Unigas	4,893	0.4%		Activo hasta Ago/04
	Total	1,262,657	100.0%	63.7%	

Tabla IV-3 Cantidad de cilindros repuestos por taller

La infraestructura de talleres, mostrada en la Tabla IV-3, también presenta un fenómeno similar. De los 8 talleres que han funcionado dentro del nuevo esquema, 2 pertenecen al grupo Urbina. Entre ambos, han ejecutado el 63.7% de las reposiciones, es decir 803,975 cilindros hasta enero de 2005.

Algunas de las empresas del grupo, en particular aquellas donde la participación de Confedegas no es mayoritaria, han utilizado los servicios de otros talleres distintos de los del grupo. Así mismo, los talleres del grupo, han prestado servicios a unos 25 clientes menores externos a él.

Este análisis da muestras de que en algunos sectores el esquema de reposición anterior no tuvo acogida ni participación directa en el proceso, haciendo que tal esquema no funcionara como se había planteado; sin embargo en el nuevo esquema el grupo anteriormente excluido consiguió la participación de los talleres,

captando así la mayor parte del mercado a través de sus empresas y de una fuerte labor de mercadeo con otros distribuidores pequeños.

Los 5 talleres ajenos al grupo, que en conjunto han participado con el 36% del mercado, han logrado mantenerse principalmente debido a la participación de sus propios asociados y de otros clientes externos cuyo aporte ha sido muy marginal.

IV. 4 LA NUEVA PROPUESTA REGULATORIA

Como ya se mencionó, en octubre de 2002 se expidió un nuevo proyecto de regulación mediante la resolución 066. A continuación los puntos principales, transcritos literalmente de la resolución:

a. Propuesta tarifaria:

Para cada terminal, en el mes m del año tarifario t estará representada por:

$$Mm = Pm + Tt + St + Et + Dt + Cot$$

Pm = Precio del producto en el mes m, que incluye un cargo por confiabilidad en el suministro Ct

Tt = Cargo por Transporte en el año t, que incluye un cargo por restricciones de transporte Rt

St = Margen de Seguridad en el año t

Et = Margen de Envasado en el año t

Dt = Margen por distribución (Traslado y Entrega) en el año t, que incluye un Flete máximo permitido desde terminal hasta municipio

Cot = Margen de comercialización para el año t

b. Propuesta preliminar de modificación del marco regulatorio vigente

Acorde con las propuestas presentadas para el marco tarifario aplicable al período 2003-2008, se requerirán algunos ajustes al Marco Regulatorio general para la prestación del servicio de GLP.

A continuación se presenta gráficamente una propuesta que servirá para definir el modelo operativo de la industria que se desarrollará de manera detallada en otro documento que se pondrá a consideración de los agentes,

usuarios y terceros interesados oportunamente y que será objeto de discusión con la industria.

Sin embargo, de manera general se esbozan las principales características del modelo operativo que tendrá la industria, acorde con el marco tarifario propuesto en el presente documento.

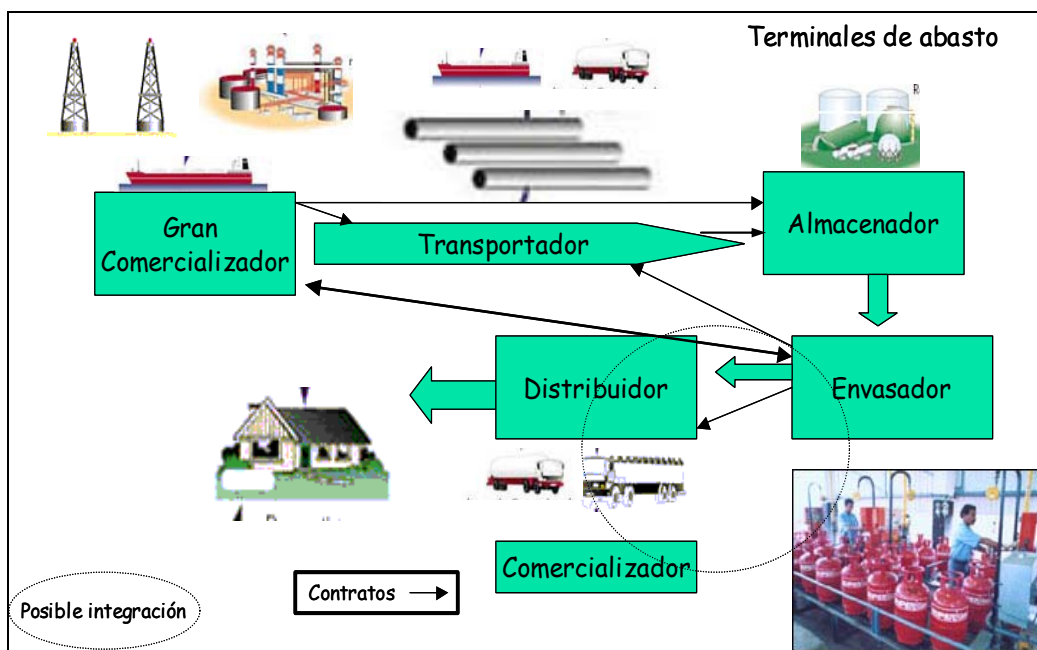


Figura 1 Modelo operativo propuesto

Como se observa en la gráfica, se proponen actividades independientes a lo largo de toda la cadena de prestación del servicio. En primer lugar, un agente Gran Comercializador que será la empresa de servicios públicos, salvo la excepción prevista en el Artículo 15.2 de la Ley 142 de 1994, que produce o importa GLP para el suministro al por mayor a agentes Envasadores. Este agente, celebrará contratos de suministro del producto con el Envasador y tendrá un Cargo por confiabilidad para garantizar el suministro oportuno y continuo del producto al mercado, el cual será cuantificado en días de almacenamiento.

El Transporte y el Almacenamiento, son actividades complementarias al servicio público domiciliario de GLP y por lo tanto son prestados por una empresa de servicios públicos. El transporte será realizado a través de poliductos, propanoductos, vehículos tanque y en planchones. Este podrá ser contratado por los Grandes Comercializadores ó Envasadores, según los requerimientos a que haya lugar, como parte de las condiciones de entrega establecidas en los contratos celebrados entre éstos dos últimos. La

remuneración al agente Transportador, contemplará un cargo por restricciones de transporte, en función de la operación de la infraestructura de transporte utilizada, que será cuantificada en días de almacenamiento.

Por lo tanto, la figura de Comercializador Mayorista será a partir del nuevo marco la de un agente almacenador que es contratado por otros agentes para suplir las posibles restricciones del sistema de transporte y los riesgos asociados al suministro de GLP.

Finalmente, la actividad que en el actual marco tarifario y regulatorio se denomina Distribución, será separada en tres actividades a saber: Envasado, Traslado y Entrega del producto al usuario final y Manejo y Atención de Clientela.

Las actividades de Envasado y de Manejo y Atención de Clientela podrán ser realizadas por un mismo agente, que para el efecto de entregar el producto a sus clientes deberá firmar contratos con los agentes que realicen la actividad de Traslado y Entrega del producto al usuario final. No obstante, la actividad de Manejo y Atención de Clientela podrá ser realizada directamente por el Agente que realiza la actividad de Traslado y Entrega del producto al usuario final.

Toda relación bilateral entre los agentes, deberá ampararse mediante la celebración de contratos escritos entre los agentes, en los que se establezcan claramente las responsabilidades de cada uno y que garanticen la prestación de forma continua, segura y eficiente. La contratación tanto del suministro del producto, como del transporte, almacenamiento, envasado y traslado y entrega, deberá realizarse mediante procedimientos que garanticen la transparencia y libre concurrencia de los agentes.

Las características generales de los contratos, así como el detalle de las responsabilidades de cada uno de los agentes de la cadena, se describirán en detalle, en el Marco Regulatorio aplicable a la prestación del servicio público domiciliario de GLP.

Dentro de lo más destacable en la propuesta regulatoria está el manejo de los precios que cambia fundamentalmente; la aplicación de penalización por calidad en al mezcla de GLP; la eliminación de la tarifa de transporte estampilla y uso de tarifa por distancia; la eliminación del comercializador mayorista como sujeto activo dentro de la cadena comercial; y la separación de la actividad de distribución en tres actividades a saber: Envasado, Traslado y Entrega del producto al usuario final y Manejo y Atención de Clientela.

IV. 4. 1 PROPUESTA PARA EL MANEJO DE PRECIOS

La propuesta de precios contempla los siguientes cambios:

- Reducir el periodo de estabilización de 36 a 12 meses.
- Recalcular los precios en periodos más cortos a un año.
- Cobrar tarifa por distancia en el transporte por ductos (eliminación de la tarifa estampilla) y dentro de su tarifa estaría el costo del almacenamiento.
- Incluir los fletes de transporte entre la planta y el municipio dentro de la tarifa (fletes regulados).

El nuevo esquema regulatorio se desarrolló en detalle en la resolución 109 de 2003, sin embargo, estrictamente la nueva normatividad aún está en proceso de discusión aunque la CREG ha expresado que dentro de la agenda correspondiente al año 2005, está la expedición de las normas definitivas que marcarán el desarrollo institucional y comercial del sector durante los próximos años.

De la propuesta regulatoria anterior surgen una serie de puntos realmente importantes para el futuro de la industria los cuales en concepto del Consultor hacen parte de los Grandes Temas Regulatorios del GLP.

Un punto realmente álgido dentro de la propuesta es la eliminación del comercializador mayorista como sujeto activo dentro de la cadena comercial. En las siguientes secciones se hacen algunos planteamientos sobre el tema.

IV.4.1.1 Los precios al productor

La nueva propuesta regulatoria esencialmente mantiene la estructura de determinación de los precios al productor aunque con algunos ajustes en lo que se refiere al periodo de cálculo el cual se maneja para periodos de 1 año. Sin embargo, la fórmula vigente continúa dependiendo de la señal de precios del propano y butano en el mercado internacional tomando como referencia la Costa del Golfo debido a que el término que supuestamente incentiva las importaciones y castiga las exportaciones no tuvo el impacto que se esperaba según se indicó en el capítulo.

Sobre el particular conviene hacer algunas reflexiones conceptuales así:

En una economía cuyos precios se relacionan con el mercado internacional, el precio paridad importación es aquel que se asigna a un bien producido localmente y que corresponde al precio equivalente del bien importado es decir: precio internacional más transporte y demás costos de importación. Dicho de otra

manera, el precio paridad importación es el costo de la importación (o precio frontera en términos CIF) ajustado por todos los demás costos (mercadeo, manejo, transportes e impuestos) en que es necesario incurrir a fin de llevar el producto importado hasta el punto de venta. El concepto de la paridad exportación es similar y se calcula indicando los costos en que se incurre a fin de llevar el producto a los mercados internacionales partiendo del precio frontera o FOB.

En ambos casos el precio que se le fije a un producto doméstico, está relacionado con el balance entre producción y demanda del producto en referencia. Por ejemplo, si se tienen excedentes con vocación de exportación, el precio debe estar referido al concepto de “paridad exportación” debido a que es el mercado internacional el que fija el precio del producto. En este caso, el precio doméstico se define a partir del precio frontera o FOB el cual representa el ingreso máximo que recibe el exportador del producto. Debe anotarse que a dicho precio frontera se le descuentan los costos adicionales en que se incurre a fin de llevar el producto a puerto de exportación. Por el contrario, si la producción es insuficiente para atender la demanda del producto, el faltante debe provenir de los mercados internacionales y por consiguiente los precios deberán seguir el criterio “paridad importación”. El criterio general es ilustrado por las siguientes fórmulas:

Esquema de precios paridad Importación	Esquema de precios paridad exportación
Precio Internacional + Seguros + Transporte + Otros costos de importación <hr style="width: 100%;"/> Precio Interno = Precio frontera (CIF)	Precio internacional mercado - Transporte puerto a puerto <hr style="width: 100%;"/> Precio Interno = Precio frontera (FOB)

En ambos casos, las señales son diferentes. Si se tienen faltantes para atender el mercado nacional, se debe proyectar a los mercados una señal de escasez que incentive por la vía del mayor precio, la participación de los agentes en la adquisición del producto en los mercados internacionales y el pago de todos los costos que conlleva traer el producto al mercado objetivo.

Por otra parte, si se cuenta con excedentes del producto, es razonable pensar que la señal de precios debe trasladar a los usuarios en el país las ventajas de un menor precio el cual resulta de lo que el mercado externo está dispuesto a ofrecer menos los costos en el transporte y manejo del producto.

En el caso colombiano, se da una especie de híbrido entre los dos conceptos. Por una parte, se tiene un producto como el GLP con una demanda en descenso lo cual ha generado excedentes que pueden colocarse en el mercado externo pero al mismo tiempo la fórmula de precios está referida a indicadores internacionales en la costa del golfo de los Estados Unidos sin incluir costos de transporte desde o

hasta el mercado colombiano. El resultado práctico de la aplicación de esta fórmula, como se indicó en la parte inicial del capítulo, se ha traducido en incrementos de precios muy por encima de los índices de inflación con lo cual se ha afectado las posibilidades de penetración del GLP en los mercados.

Sobre este mismo tema, el Consultor encuentra necesario poner a consideración de la UPME las siguientes observaciones:

- Teniendo en cuenta que el productor puede recibir como ingreso máximo el precio frontera FOB en puerto de embarque, una fórmula que defina un ingreso superior a éste, equivaldría a afirmar que por la vía administrativa se estaría generando un proceso de extracción de renta de los usuarios al Gran Comercializador.
- Dado que los usuarios del GLP pertenecen al sector residencial y en particular se encuentran localizados en la periferia de las ciudades y en el sector rural, un incremento de los precios no solo tiene el efecto de limitar las posibilidades de penetración del GLP en usuarios con bajo nivel de ingresos sino además el de extraer renta de un grupo de consumidores que corresponden con los estratos más bajos de la población.

En opinión del consultor, la metodología de determinación de los precios al Gran Comercializador debe reflejar la situación del sector en términos de la relación producción .vs. demanda interna y en consecuencia, debe dar las señales adecuadas bien sea de escasez, si el país llegare a requerir la importación del producto, como de excedentes si se continúa con la tendencia hacia la exportación.

IV.4.1.2 La calidad del GLP

La calidad del GLP, entendida por la CREG como mayor contenido de propano y menor contenido de otros compuestos diferentes a propano y butanos (propileno, butilenos y olefinas) dentro del GLP, ha sido tema de varios análisis y estudios por parte de la CREG.

Existen dos estudios contratados por la CREG sobre el tema de calidad: “*Colombian LPG Price/Quality Study*”, Purvin & Gertz, 2001 y “Asesoría para desarrollar los estándares de calidad del producto y del servicio en las actividades de la cadena de los gases licuados del petróleo GLP”, Econometría S.A. – Divisa Ingenieros Asociados Ltda., 2002.

El primero de ellos conceptúa que la calidad del GLP colombiano no cumple las normas internacionales y plantea una penalización sobre el precio para cada fuente de producción. Incluso, se penaliza el GLP de Apiay que proviene del tratamiento de secado del gas natural, cuyos compuestos son puros. Esta

propuesta generaría la existencia de precios diferenciales de producto y algunas distorsiones en el mercado.

De otra parte, el estudio de Econometría – Divisa, considera que para el uso en el sector domiciliario la composición del GLP es irrelevante, pudiéndose utilizar cualquier mezcla de GLP. La única limitante sería en el uso del butano puro en climas fríos porque su baja capacidad de vaporización dificultaría su uso.

Contrario a lo que ocurre en muchos países del mundo, donde el GLP se obtiene de procesos de secado del gas natural (libre o asociado), y que facilita su separación en propanos y butanos, el GLP nacional proviene en su gran mayoría de las plantas de ruptura catalítica de las refinerías, que le otorgan composición y propiedades particulares.

En los otros países también se obtiene GLP en refinerías, pero la diferencia radica en que este GLP es mucho más valioso como materia prima petroquímica que como combustible doméstico, y por lo tanto es aprovechado dentro de las mismas refinerías.

El propileno, un derivado del propano, se utiliza para la producción de plásticos y productos sintéticos. Por su parte, los butilenos (incluyendo el **isobutano**) y las olefinas son muy útiles en procesos de alquilación para la producción de compuestos de alto octanaje para obtener gasolinas.

El aprovechamiento de estos compuestos dentro de las refinerías de ECOPETROL, está limitado por dos razones: En primer lugar, porque salvo la planta de alquilación de la refinería de Barrancabermeja, no se dispone de otras instalaciones que permitan su proceso adecuado.

En segundo lugar, la responsabilidad de ECOPETROL de abastecer la totalidad de la demanda nacional, le ha impedido el desarrollo de las aplicaciones petroquímicas, porque los escasos excedentes que se generan no son económicamente procesables por carecer de economía de escala.

De hecho, la nueva planta de alquilación, que podría ser cargada con más de 8,000 barriles por día, solamente procesa entre 2,000 y 3,000 barriles diarios por falta de disponibilidad de materia prima. Este punto es generador de un gran círculo vicioso: No se aprovechan las corrientes petroquímicas dentro del GLP porque no existe infraestructura para ello, y no existe infraestructura porque no hay suficiencia de producto.

La Tabla IV-4 y la Tabla IV-5 muestran el impacto que tendría sobre la oferta de GLP en cada una de las refinerías, en caso de retirar las corrientes petroquímicas:

Compuesto ³⁹	% molar	Por cada 1,000 barriles		
		GLP Actual	GLP Depurado	Otros Compuestos
Etano	0.39%	3.9		3.9
Etileno	0.02%	0.2		0.2
Propano	14.79%	147.9	147.9	0.0
Propileno	20.05%	200.5		200.5
i-Butano	18.63%	186.3	0.0	186.3
NButano	14.26%	142.6	142.6	0.0
Buteno	7.19%	71.9		71.9
IsoButileno	9.41%	94.1		94.1
Trans2Buteno	8.40%	84.0		84.0
Cis2Buteno	5.87%	58.7		58.7
Butadieno	0.32%	3.2		3.2
C5 y +Pesados	0.67%	6.7		6.7
Total	100.00%	1,000.0	290.5	709.5

Tabla IV-4 Impacto en la oferta de depurar el GLP en Barrancabermeja

Compuesto ⁴⁰	% molar	Por cada 1,000 barriles		
		GLP Actual	GLP Depurado	Otros Compuestos
Etano	0.00%	0.0		0.0
Etileno	0.00%	0.0		0.0
Propano	44.68%	446.8	446.8	0.0
Propileno	12.59%	125.9		125.9
i-Butano	29.23%	292.3		292.3
NButano	6.74%	67.4	67.4	0.0
Buteno	6.44%	64.4		64.4
IsoButileno	0.00%	0.0		0.0
Trans2Buteno	0.00%	0.0		0.0
Cis2Buteno	0.00%	0.0		0.0
Butadieno	0.00%	0.0		0.0
C5 y +Pesados	0.32%	3.2		3.2
Total	100.00%	1,000.0	514.2	485.8

Tabla IV-5 Impacto en la oferta de depurar el GLP en Cartagena

Los resultados son muy dicentes: si en Barranca se “depurara” el GLP a fin de entregar únicamente sustancias puras, solamente se podría atender un 29% de la demanda actual; en Cartagena, el mercado atendido sería del 51%.

Si se desaprovecha el isobutano como materia prima para alquiler y se deja en la corriente de GLP, Barrancabermeja podría atender el 47% de la demanda mientras que Cartagena llegaría al 80%.

³⁹ Tomado de www.creg.gov.co, estadísticas de calidad 2004, SUI

⁴⁰ Ídem Nota 39

Otro punto importante para tener en cuenta al momento de “penalizar” una u otra composición, es el relacionado con el poder calorífico, ya que el usuario en últimas está pagando por un energético que le provea los btu necesarios para realizar la labor de cocción de los alimentos.

Un GLP compuesto por 44.7% de butanos (iso y normal al 50% cada uno) y 55.3% de propano, tendría un poder calorífico inferior al GLP suministrado por la refinería de Barrancabermeja. Incluso, si la mezcla “regulada” fuera de propano e isobutano puros, tanto el GLP de Cartagena como el de Apiay tendrían mayor poder calorífico que ésta.

La Tabla IV-6 muestra cómo sería el impacto en el poder calorífico de cada fuente de producción si se ajusta a la mezcla “regulada” por la CREG:

Mezcla Real 2004	Poder Calorífico Btu/Gal	Barranca		Cartagena		Apiay	
		% particip.	Aporte	% particip.	Aporte	% particip.	Aporte
Etano	65,906	0.39%	257	0.00%	0	0.40%	264
Etileno	N/D	0.02%	0	0.00%	0	0.00%	0
Propano	90,902	14.79%	13,444	44.68%	40,615	58.98%	53,614
Propileno	92,113	20.05%	18,469	12.59%	11,597	0.00%	0
i-Butano	98,934	18.63%	18,431	29.23%	28,918	18.32%	18,125
NButano	102,925	14.26%	14,677	6.74%	6,937	22.01%	22,654
Buteno	103,582	7.19%	7,448	6.44%	6,671	0.00%	0
IsoButileno	102,830	9.41%	9,676	0.00%	0	0.00%	0
Trans2Buteno	104,666	8.40%	8,792	0.00%	0	0.00%	0
Cis2Buteno	107,724	5.87%	6,323	0.00%	0	0.00%	0
Butadieno	104,717	0.32%	335	0.00%	0	0.00%	0
C5 y +Pesados	110,092	0.67%	738	0.32%	352	0.27%	297
Total		100.00%	98,591		95,091		94,953

Mezcla "Regulada" 100% nC4							
Propano	90,902	55.3%	50,269	55.3%	50,269	55.3%	50,269
i-Butano	98,934	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	0
NButano	102,925	44.7%	46,007	44.7%	46,007	44.7%	46,007
Total			96,276		96,276		96,276
Ganancia/Pérdida de poder calorífico			-2.3%		1.2%		1.4%

Mezcla "Regulada" 100% iC4							
Propano	90,902	55.3%	50,269	55.3%	50,269	55.3%	50,269
i-Butano	98,934	44.7%	44,223	44.7%	44,223	44.7%	44,223
NButano	102,925	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	0
Total			94,492		94,492		94,492
Ganancia/Pérdida de poder calorífico			-4.2%		-0.6%		-0.5%

Ganancia/Pérdida promedio de poder calorífico	-3.3%	0.3%	0.5%
---	-------	------	------

Tabla IV-6 Impacto en poder calorífico en GLP de refinerías

El GLP de Barranca perdería entre el 2.3% y el 4.2% de su poder calorífico si se llega a ajustar a los requerimientos de la CREG. Esta variación obedece a que los butanos de la mezcla “regulada” podrían estar compuestos totalmente por nbutano o isobutano. En caso que la mezcla “regulada” considere ambos productos en partes iguales, la pérdida de poder calorífico será del 3.3%.

El GLP de Cartagena tendría variaciones de poder calorífico entre -0.6% y 1.2%, dependiendo de la composición de los butanos que se use para regular. En el promedio, ganaría 0.3%. Las variaciones de Apiay estarían entre -0.5% y 1.4% y en el promedio ganaría 0.5%.

Si se ponderan estas variaciones por los volúmenes suministrados por cada refinería, el neto resultante es que el GLP nacional estaría perdiendo poder calorífico, si se ajusta a los requerimientos de calidad de la CREG, obligando a los usuarios a consumir más para obtener iguales resultados.

En estos casos, resultaría paradójico, que un producto con mayor poder calorífico resultase penalizado y su precio fuese inferior que un producto de menor poder calorífico, cuando lo que está en venta es justamente un energético.

En conclusión, desde el punto de vista práctico no es conveniente penalizar el GLP producido en las refinerías, con el argumento de que la calidad del GLP se aparta de las especificaciones de corrientes puras que caracterizan al propano – butano calidad Mont Belview. De hacerlo así y desestimular la presencia de corrientes distintas al propano-butano en el GLP nacional, la oferta resultante difícilmente permitiría atender la demanda del producto. Muy seguramente, si los precios de las corrientes se aproximan a los del mercado, será el propio ECOPETROL quien decidirá aprovechar aquellas que tienen vocación petroquímica. En la medida que nuevos volúmenes de GLP de la Planta de Tratamiento de Cusiana entren al mercado, se generarán los espacios para que las corrientes petroquímicas del GLP de Barrancabermeja tengan el uso adecuado.

IV. 4. 2 EL TRANSPORTE DE GLP: ESTAMPILLA O SEÑAL DE DISTANCIA

El Informe de Avance No. III en su primera parte entró en una serie de consideraciones sobre las opciones regulatorias en el tema del transporte de Gas Natural. Se indicó que en el caso del cargo estampilla el transporte tiene un efecto neutro frente a los diferentes campos de producción y se logra la optimización de los recursos energéticos al utilizar inicialmente los campos de costo económico menor y más adelante aquellos de mayor costo.

Pese a lo anterior, la regulación colombiana se ha orientado más por un esquema de tarifas de transporte con el esquema de distancia lo cual trae como

consecuencia que el gas natural llega a los mercados apartados a unos precios mayores a los que se tendrían si se utilizara la tarifa estampilla.

En el caso de la propuesta regulatoria para el GLP, se plantea la utilización de los cargos por distancia lo cual en opinión del Consultor va en línea de la ortodoxia económica pero no es consistente con el propósito de maximizar la penetración del GLP en las zonas de la periferia de las ciudades y en las regiones apartadas a donde no es económico que lleguen las redes de gas natural. Es claro que las comunidades más pobres viven más lejos de los grandes centros urbanos y por consiguiente se verían obligadas a pagar tarifas de transporte mayores que las que corresponden a las grandes ciudades si se diera el cambio hacia un esquema de tarifas por distancia. En consecuencia, la recomendación del Consultor se orienta hacia una definición de las tarifas de transporte con cargos estampilla que maximicen la penetración del gas propano en el mercado natural de este energético y que sea consistente con los planteamientos del Plan de Masificación del Gas Combustible de maximizar el uso del GLP en la periferia de las ciudades y en el sector rural colombiano.

Vale anotar que los sistemas de tarifas por distancia son muy utilizados en los países desarrollados donde el usuario cuenta con múltiples opciones de suministro y transporte, con precios libres cada uno y por ende, con la posibilidad de seleccionar aquellas combinaciones que le generen el mínimo costo. El caso colombiano, donde solo existe un proveedor y un sistema de transporte y que los precios son totalmente regulados, el usuario carece de cualquier opción distinta a adquirir los bienes y servicios del único proveedor disponible. El resultado es un encarecimiento del producto para los usuarios más remotos. Para el transportador el ejercicio es prácticamente indiferente ya que su ingreso promedio sería el mismo en cualquiera de los casos, pero tendría más trabajo en la administración de tarifas diferenciales.

IV. 4. 3 SOBRE LA COMERCIALIZACIÓN MAYORISTA

IV.4.3.1 Introducción

La figura del Comercializador Mayorista comenzó a hacer parte de la organización institucional del sector del GLP en Colombia a comienzos de la década de los 80's. Antes de esa época, ECOPETROL controlaba de manera directa todos los elementos de la cadena de valor del GLP con excepción de la comercialización minorista. En efecto, ECOPETROL operaba como único productor de GLP, administraba la red de poliductos y por consiguiente era el único transportador del producto y vendía directamente el GLP a la cadena de distribuidores minoristas.

El esquema de la comercialización mayorista comenzó a tomar forma cuando las ciudades plantearon sus primeros argumentos en contra de la permanencia, ampliación e instalación de nuevos terminales de almacenamiento de

combustibles dentro o en la periferia de las ciudades, en particular a raíz del incendio en el terminal de la ESSO COLOMBIANA en Puente Aranda en el año de 1983. Estos hechos originaron que el sistema de prestación del servicio de GLP evolucionara gradualmente hacia la conformación de grandes almacenadoras localizadas fuera de los perímetros de las ciudades con lo cual se lograban varios objetivos:

- Simplificación del control de calidad de los procesos de recibo del producto para su posterior disposición a los distribuidores minoristas.
- Canalizar el esfuerzo colectivo en inversiones de altos costos tanto en tanques como en sistemas de seguridad y redes de contra incendio.
- Viabilizar el manejo especializado de todo tipo de volúmenes, grandes medianos y pequeños, teniendo en cuenta la amplia dispersión de los mercados atendidos por las diferentes distribuidoras.
- Administrar los costos fijos entre volúmenes mayores.

La conformación de grandes almacenadoras permitía seguir los pasos de la experiencia exitosa de la cadena de distribución de combustibles donde la comercialización a gran escala era administrada por las grandes mayoristas quienes a su vez le entregaban el producto a las estaciones de servicio o puntos de venta minoristas. De esa manera, al tiempo que se iniciaba la estructuración de grandes terminales de almacenamiento lejos de las ciudades se daban los primeros pasos para una reorganización institucional del Sector de GLP que se completaría en la década de los 90's.

IV.4.3.2 El apoyo Estatal al proceso

La estrategia para lograr la relocalización de los terminales existentes y la construcción de los nuevos, lejos de los perímetros urbanos de las ciudades, conllevaba inversiones importantes razón por la cual el Ministerio de Minas y Energía y ECOPETROL decidieron establecer incentivos para lograr una mayor participación privada en estas actividades. De esa manera se reducía la presión sobre las finanzas públicas lo que le permitía a ECOPETROL concentrar sus actividades en los negocios de producción y entrega de GLP en los grandes terminales mayoristas. Al mismo tiempo, al vincular al sector privado a estos negocios, se evitaba la interferencia de la Unión Sindical Obrera en la operación de activos estratégicos lo cual había quedado de presente con motivo del conflicto laboral que desembocó en la huelga promovida por la USO en 1977.

Así las cosas, el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 02374 de diciembre 4 de 1981, definió que los recursos públicos, a través de ECOPETROL, podrían financiar proyectos de inversión relacionados con el aumento de la capacidad de almacenamiento de GLP y el traslado de la infraestructura existente.

Posteriormente, la Junta Directiva de ECOPETROL en su reunión de junio 16 de 1982, aprobó las condiciones de financiación las cuales abrían la posibilidad para que el sector privado se vinculara a la ejecución de este tipo de proyectos.

IV.4.3.3 Almacenamiento estratégico vs. operativo

La actividad del almacenamiento del GLP tiene dos categorías a saber: operativo y estratégico. A continuación se proponen las siguientes definiciones sobre el particular:

- Almacenamiento Operativo: Se refiere a los inventarios de combustibles que el Comercializador debe mantener a fin de atender los consumos requeridos por sus clientes.
- Almacenamiento Estratégico: Son inventarios de combustibles que las autoridades gubernamentales o aquellas responsables de la función de “abastecimiento”, deben mantener para ser utilizados en periodos de interrupciones severas en el suministro.

La definición del almacenamiento operativo pone bajo la responsabilidad del Comercializador el tamaño del almacenamiento que se requiere a fin de atender adecuadamente la demanda de sus clientes. Un exceso de inventarios le añade costos innecesarios a la operación mientras que un déficit en los mismos puede conllevar una atención inadecuada de la demanda y por consiguiente la pérdida de los mercados. Encontrar la adecuada proporcionalidad del inventario con respecto al tamaño del mercado que se atiende es una responsabilidad exclusiva del comercializador.

Por su parte el almacenamiento estratégico, coloca en manos de la autoridad gubernamental encargada de velar por el adecuado abastecimiento de combustibles al país, la responsabilidad de contar con el nivel de inventarios suficiente para prevenir una escasez del producto respectivo. Por consiguiente, la vocación de este tipo de almacenamientos es que se encuentren llenos a fin de contar con el producto cuando se requiere.

La tesis que el Consultor propone en este Estudio implica que los agentes privados, al intervenir en la cadena de valor del GLP, vía la inversión en los terminales mayoristas de GLP, terminaron asumiendo la responsabilidad del almacenamiento tanto operativo, que es propio de su función, como del estratégico, como puede observarse del análisis de la normatividad sobre el particular y de la manera como estas normas han evolucionado en el curso de los años. A continuación se citarán las normas pertinentes así:

1-) **Decreto 2613/1989. Artículo 10.** “Toda almacenadora debe cumplir con una relación entre la capacidad volumétrica instalada de almacenamiento estacionario y el volumen de cupos manejados no menor del 25%”.

2-) **Decreto 283 de 1990. Artículo 90.** “Para cada combustible líquido derivado del petróleo la capacidad de almacenamiento disponible de los distribuidores mayoristas debe corresponder, por lo menos, a quince (15) días de la demanda atendida con base en el promedio de consumo del año inmediatamente anterior...”

La primera norma citada le impone a la almacenadora la obligación de contar con una relación de 1:4 entre el volumen de cupos manejados y el almacenamiento estacionario. Supone la norma que la rotación de inventario es de una semana lo cual puede no consultar las necesidades estrictamente operacionales del almacenador para quien la rotación puede ser menor a una semana como es el caso, que se verá mas adelante, de las almacenadoras de la Sabana de Bogotá (Mansilla y Vista hermosa). Por otra parte, el Decreto 283 de 1990, el cual no incluye específicamente al GLP, le impone al comercializador mayorista de combustibles la obligación de contar con una capacidad de almacenamiento de quince días o lo que equivale a una rotación del inventario en el mismo periodo. La expedición de estas normas constituye el primer paso del Ministerio de Minas y Energía como la autoridad regulatoria de esa época de imponerles a los agentes privados una normatividad que les asigna la responsabilidad de contar con almacenamientos superiores a lo que se requeriría para cubrir las necesidades de su mercado. Cabe señalar que en el sector de la distribución mayorista de combustibles derivados del petróleo a quienes iban dirigidas las disposiciones del Decreto 283 de 1990, los requerimientos de capacidad mínima de almacenamiento nunca fueron cumplidos.

3-) **Resolución Minminas 3-2222/1991. Artículo 4.** “En desarrollo de las disposiciones contenidas en la presente resolución, ECOPETROL deberá tomar todas las acciones necesarias, dentro del menor tiempo posible, para asegurar el abastecimiento pleno, efectivo y oportuno de gas propano, GLP, que requiera el país”.

Mediante esta resolución se ratifica que ECOPETROL es la entidad responsable del pleno abastecimiento de los volúmenes de GLP al mercadeo nacional.

4-) **Resolución Minminas 3-1702/1993. Artículo 2o.** “Crear la actividad económica de la distribución mayorista dentro del proceso de comercialización del gas propano GLP, en Colombia. En consecuencia, las sociedades almacenadoras de gas propano, GLP, autorizadas por el Ministerio de Minas y Energía y con licencia de funcionamiento expedida por el mismo ministerio, ... se convierten en distribuidores mayoristas de gas propano GLP, ...”

Esta Resolución es la pieza fundamental en la reorganización de la industria del GLP en Colombia que tuvo lugar a mediados de la década anterior y es consistente con las estrategias trazadas en el Plan de Masificación de Gas

Combustible en las cuales se planteaba que la eliminación de las restricciones de zonas y posteriormente del anacrónico y obsoleto sistema de cupos, así como la inminente competencia con el gas natural, exigía una actividad comercial proactiva. Por lo anterior se consideró que el esquema comercializadoras mayoristas - distribuidores minoristas, era el canal comercial adecuado para tales propósitos a fin de pasar de un mercado administrado a un esquema comercial sin restricciones de zonas y cupos.

Esencialmente la reforma del Sector del GLP tenía como objetivo cambiar la dinámica comercial de la industria mediante la incorporación de la figura del comercializador mayorista con lo cual se buscaba establecer el canal de comercialización adecuado entre el mayorista y los distribuidores minoristas en calidad de socios, clientes o ambos.

5-) **Resolución de precios Minminas 3-2779/1992. Artículo 9o.** “Las almacenadoras deben cumplir con una capacidad mínima de almacenamiento del 50% del volumen mensual entregado a los distribuidores. El volumen excedente de Gas Propano GLP, se entregará en los terminales a las Almacenadoras en función de su capacidad en tanques”.

6-) **Resolución de precios Minminas 3-2501/1993. Artículo 7o.** “Las plantas almacenadoras de los distribuidores mayoristas deben cumplir con una capacidad mínima de almacenamiento del 50% del volumen manejado” (Referido a combustibles).

7-) **Resolución CREG 74-1996. Artículo Almacenamiento.** “Las plantas almacenadoras deben cumplir con una capacidad mínima de almacenamiento del 25% del volumen mensual manejado. Para el cumplimiento de este artículo sólo se contabilizará la capacidad nominal de los tanques estacionarios que la planta almacenadora tenga instalados para el almacenamiento, manejo y entrega mayorista de GLP”.

Parágrafo. Los comercializadores mayoristas que tengan una capacidad de almacenamiento inferior a la prevista en este artículo, deberán completarla en un plazo de un (1) año contado a partir de la expedición de la presente Resolución.

Las disposiciones mencionadas en los numerales 5, 6 y 7, reafirman la tendencia regulatoria observada desde comienzos de los 90's, por parte del Ministerio de Minas y Energía y posteriormente por la CREG, en el sentido de exigir capacidad de almacenamiento sin tener en cuenta que es el propio comercializador mayorista quien debería definir los niveles de almacenamiento que requiere a fin de prestar un servicio adecuado a los clientes.

8-) **Resolución CREG 083/97: Artículo 5-** “A partir de la segunda anualidad de aplicación de las fórmulas tarifarias, las plantas almacenadoras de los comercializadores mayoristas deberán mantener , como mínimo, un inventario promedio de GLP del 25% del volumen promedio mensual manejado en los

últimos doce meses, adicional al promedio mensual suministrado a los distribuidores en el mismo periodo.....”

En este caso la norma se orienta a la exigencia de un inventario mínimo antes que de capacidad de almacenamiento como ocurría con las normas anteriormente citadas.

10-) **Resolución CREG 008/99:** Modifica la Res. 083/97 así: Artículo 1o. “5.2. Capacidad de almacenamiento efectiva. Las plantas almacenadoras de los comercializadores mayoristas deberán mantener un inventario de GLP, de acuerdo con los requerimientos que exija la atención del mercado por ellas abastecido”.

Aunque se mantiene la exigencia sobre capacidad mínima de almacenamiento se elimina el requisito de inventario mínimo. La norma adopta un criterio más comercial que regulatorio al indicar que el inventario de GLP deberá ser suficiente para atender las necesidades del mercado.

IV.4.3.4 La capacidad de almacenamiento mayorista

El análisis realizado en el presente capítulo demuestra claramente que el Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía y ECOPEPETROL les abrió las puertas a los agentes privados a fin de facilitar su participación en la actividad de almacenamiento de GLP la cual evolucionó hasta asumir las funciones plenas de comercialización mayorista. Sin embargo, es la opinión del Consultor que al convertirse en propietarios de las instalaciones de almacenamiento mayorista de GLP se les aplicó la nueva normatividad sobre capacidades mínimas de almacenamiento lo cual trajo como consecuencia que los agentes privados tuvieron que contratar la construcción de capacidades de almacenamiento aún por encima de las estrictas necesidades de sus clientes. De esa manera los agentes privados terminaron asumiendo la responsabilidad del almacenamiento estratégico que es función del Estado y no de los particulares quienes deben contar con la capacidad de almacenamiento y los niveles de producto para atender la demanda de su propio mercado.

Así las cosas, las normas que se han venido expidiendo a través de los años y las cuales se han recopilado en este capítulo tuvieron dos efectos sobre los agentes privados: Trasladaron el problema del almacenamiento estratégico del Estado a los particulares y por consiguiente, exigieron de los agentes privados inversiones que no resultan necesarias a fin de atender su mercado objetivo y que tampoco se están utilizando como almacenamiento estratégico (Tanque subutilizados y llenado de línea)

Una consecuencia de lo anterior, es que el almacenamiento construido por parte de las comercializadoras mayoristas puede resultar redundante y ser calificado como ineficiente desde el punto de vista operativo lo cual, como se verá mas

adelante, tiene implicaciones regulatorias por cuanto el ente regulador no debería reconocer tarifas que remuneren a grupos de activos no necesarios para la prestación del servicio. En efecto el Anexo No. 8 muestra que el almacenamiento que hoy en día tienen los comercializadores mayoristas es superior a las necesidades de su propio mercado por dos razones fundamentales: Por una normatividad que exigió la construcción de capacidades de almacenamiento sin tener en cuenta los requerimientos del mercado y por la contracción del mercado interno del GLP que comenzó a experimentarse a partir de 2000.

Ahora bien, la responsabilidad por el almacenamiento estratégico, cuyo concepto como se vio anteriormente es diferente del operativo, debería ser del Estado a través de una de sus agencias. Cabe preguntarse cuál sería la entidad responsable en este caso; sobre este particular el Consultor considera que el Decreto 1760 de 2003, le quitó a ECOPETROL la responsabilidad por el abastecimiento de combustibles al país y se lo trasladó a la recién creada Agencia Nacional de Hidrocarburos o ANH. En efecto el Artículo 5.12, del mencionado decreto en la parte correspondiente a las funciones de la ANH, dice así:

“Adelantar las acciones necesarias para buscar el adecuado abastecimiento de la demanda nacional de hidrocarburos, derivados y productos, sin perjuicio de las atribuciones asignadas al Ministerio de Minas y Energía en esta materia.”

Por consiguiente, la responsabilidad del abastecimiento de la demanda parece ser de Minminas y de la ANH, menos de ECOPETROL y definitivamente no es competencia de los comercializadores mayoristas.

IV.4.3.5 Las propuestas de la resolución 066 de 2002

La nueva propuesta del marco regulatorio para el sector del GLP contenida en la Resolución 066 de 2003 propone cambios profundos en la estructura de la comercialización mayorista.

Algunos de los apartes del documento de la CREG, relevantes para el tema que nos ocupa, dicen lo siguiente:

“El reconocimiento de la actividad de almacenamiento en el régimen tarifario vigente, busca remunerar a un agente para garantizar la confiabilidad en la prestación del servicio público domiciliario de GLP. Esta confiabilidad se continuará midiendo en términos de días de almacenamiento requeridos en cada terminal (punto de entrega por parte del agente transportador), de tal manera que se cubran las restricciones asociadas a la operación del sistema de transporte que los surte y que cubra un posible riesgo de suministro asociado a la producción y/o importación.

Siendo esta una actividad pura de almacenamiento el agente que suministre el producto o lo transporte hasta terminal debe ser quien garantice el cubrimiento de la confiabilidad que el sistema requiere. Para el efecto, en la remuneración del producto a Grandes Comercializadores y el cargo por uso de los sistemas de los Transportadores se incluirán desagregadamente estos conceptos. En cada caso se podrá contratar con los almacenadores existentes el suministro de esta confiabilidad.

El rol de comercializadores que han adquirido los actuales almacenadores, cuando compran el producto a los Grandes Comercializadores, no demuestra ningún beneficio adicional a la cadena de prestación de este servicio, por lo cual se considera que en el próximo período tarifario deben mantener su calidad de almacenadores.

Por lo tanto, se propone mantener en las fórmulas tarifarias la correspondiente remuneración para que el sistema cuente con la capacidad de almacenamiento necesaria para brindar una confiabilidad adecuada. Esta confiabilidad esta asociada a los riesgos de falla en el suministro (importación/producción), que deberá ser garantizada por los Grandes Comercializadores, y otra asociada al riesgo por restricciones y/o fallas en el transporte que será suplida por el agente respectivo. Dadas las diferencias operativas de cada terminal, para propósitos tarifarios, se propone adoptar una señal de precio por terminal que refleje las condiciones propias de cada mercado regional.

Por lo tanto la figura del Comercializador Mayorista será a partir del nuevo marco la de un agente almacenador que es contratado por otros agentes para suplir las posibles restricciones del sistema de transporte y los riesgos asociados al suministro de GLP”.

Sobre este particular el Consultor considera que a fin de cumplirle al mercado y a sus clientes, el Comercializador Mayorista debe tener en cuenta la frecuencia de entregas por poliducto o propanoducto mas no las “eventuales fallas en el suministro por parte de los grandes comercializadores” puesto que en estas circunstancias, los Comercializadores Mayoristas terminan asumiendo la responsabilidad del Gran Comercializador o de quien tenga la responsabilidad del almacenamiento estratégico. Si no lo hacen, la acción que se toma es afectar el margen mayorista en lo que realmente se constituye en una penalización vía menores ingresos pero que según la Resolución 066 de 2002, lo que se busca es un incentivo para que los grandes comercializadores suplan el déficit en almacenamiento del Comercializador Mayorista respectivo. El Consultor no comparte el planteamiento anterior debido a que el Comercializador Mayorista tiene como función específica atender las necesidades de sus clientes inmediatos los cuales son los distribuidores minoristas y no asumir las responsabilidades de otros agentes en la prestación del servicio de GLP. De nuevo en este caso, se considera que la Resolución 066 de 2002 incurre en una confusión de roles al asignarle al comercializador mayorista la responsabilidad por suplir los problemas

de suministro de los grandes comercializadores desconociendo que ese almacenamiento que excede lo que se requiere para atender el mercado natural de los comercializadores mayoristas, y que calificaría bajo el término “estratégico”, es responsabilidad del gran comercializador

IV.4.3.6 Implicaciones de las nuevas políticas en el negocio mayorista

La Resolución 066 de 2002, busca formalizar las relaciones entre el gran comercializador y los clientes representados en usuarios regulados y no regulados y demás agentes utilizando el Almacenamiento como mecanismo para garantizar firmeza. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que los contratos se caracterizan por la definición precisa de las obligaciones y derechos de las partes y por lo mismo, no garantizan el cumplimiento de obligaciones cuando se presenten hechos definidos como “imprevisibles” e “irresistibles” tal como la salida de operación de las unidades de Cracking o de ruptura catalítica los cuales se denominan de “fuerza mayor”. En este caso, es de esperarse que los almacenamientos estratégicos estén llenos y preparados para atender situaciones de este tipo. Sin embargo bajo el nuevo esquema planteado por la Resolución 066 de 2002 esa situación no va a ocurrir por las siguientes consideraciones:

- El Gran Comercializador contratará el almacenamiento necesario para atender las necesidades previsibles bajo un esquema de contrato. Es decir, ECOPETROL quien continúa con la función de Gran Comercializador, evaluará las necesidades estrictamente operacionales del mercado y procederá a contratar el almacenamiento que se requiera.
- Las situaciones que resulten de casos de “fuerza mayor” por definición suspenden las obligaciones del contrato y en el caso del Gran Comercializador, no lo obligaría a la entrega del producto.
- Por la consideración anterior, el Gran Comercializador no se vería obligado a contratar almacenamiento para atender casos de salidas imprevistas o situaciones de emergencia en las unidades productoras de GLP en la refinería que es justamente cuando los almacenamientos deberían estar llenos para hacerle frente a la contingencia.
- En esas condiciones se presenta la paradoja de que mientras que los almacenamientos “estratégicos” permanecen vacíos, desde el punto de vista operacional puede afirmarse que los almacenamientos instalados en las plantas mayoristas son “redundantes” con respecto a las necesidades del mercado a atender.

Ahora bien, en un panorama de “redundancia” provocado no por gusto propio de los distribuidores mayoristas sino por obligaciones impuestas por las instancias de regulación, ECOPETROL como Gran Comercializador seguramente adoptará un esquema de concurso para contratar el almacenamiento que se necesita a fin de atender las necesidades contractuales previsibles lo cual inducirá un comportamiento de precios a la baja con la consecuencia de que la capacidad de

almacenamiento contratada será una fracción de la disponibilidad total de capacidad en el sistema y el almacenamiento no utilizado será probablemente desmontado aumentando la vulnerabilidad del sistema para disponer de reservas de GLP en situaciones de emergencia.

IV.4.3.7 Recomendaciones

Es necesario precisar que el almacenamiento actual sirve los propósitos operativo y estratégico y que la propuesta de la Resolución 066/2002 ataca el tema operativo sin que al mismo tiempo se resuelva quien asume el almacenamiento estratégico.

Por consiguiente se necesita evaluar el tema del almacenamiento en sus dos componentes básicas tanto la componente estrictamente operacional como la denominada de alcance estratégico.

Para tal efecto se propone un esquema de manejo de la actividad que consulte los siguientes puntos:

- Evaluar la actividad de comercialización mayorista frente a sus clientes naturales y determinar si se han presentado posibles restricciones al libre acceso y presuntas violaciones al principio de neutralidad que debe poner en práctica todo comercializador mayorista.
- Proponer soluciones a esos problemas que aseguren transparencia y neutralidad para lo cual se propone manejar información en tiempo real con tecnología Internet, establecer procedimientos de libre acceso similares al gas natural, prohibir la discriminación entre precios para clientes y socios y hacer que los precios del servicio sea de conocimiento público.
- Evaluar el Modelo de Comercialización Mayorista en Colombia en términos del cumplimiento de sus objetivos principales y su visión hacia el futuro en un mercado con excedentes de oferta y con enormes retos en la comercialización del producto aprovechando las ventajas del esquema las cuales pueden resumirse así:
 - Canalizar el esfuerzo colectivo en inversiones de alto costo.
 - Viabilizar el manejo especializado de pequeños volúmenes.
 - Diluir costos fijos en grandes volúmenes.
 - Simplificar el control de calidad de los procesos y la aplicación de las normas de seguridad.

Adicionalmente, el Consultor propone que se someta a consideración de la CREG un planteamiento sobre los siguientes puntos:

- **El Almacenamiento Estratégico.** Teniendo en cuenta que hasta ahora la capacidad de almacenamiento en exceso de las necesidades estrictamente operativas no se está utilizando para su objetivo principal cual es el

almacenamiento del GLP, es necesario definir con claridad los siguientes aspectos:

- ¿De quién es la responsabilidad y cómo se remunera?
 - ¿Será necesario pensar en el establecimiento de un Cargo por Capacidad con criterios similares a los del sector eléctrico?
 - ¿Tiene ECOPETROL la responsabilidad como Gran Comercializador de asumir el llenado del almacenamiento estratégico hasta el punto que se requiera para atender las contingencias más severas en la producción de GLP?
- **El Almacenamiento Operativo.** Eliminar todos los requisitos de capacidad mínima de almacenamiento o inventario a cargo del Comercializador Mayorista y dejar que este agente fije los niveles de conformidad con la demanda del mercado a atender.

En el fondo se trata de propiciar las condiciones para que los almacenamientos mayoristas se utilicen en su función básica la cual es el almacenamiento de GLP para lo cual se hace necesario definir con claridad las responsabilidades de todos los agentes de la cadena de valor del GLP y buscar los mecanismos para que el almacenamiento y la comercialización mayorista sean los instrumentos comerciales para una industria en crisis.

IV. 5 OTROS TEMAS RELEVANTES DEL SECTOR

IV. 5. 1 LA ELIMINACIÓN DE LOS MÁRGENES EN ESPECIE

Parte de la problemática del GLP ha radicado en la definición de márgenes de comercialización mayorista y minorista que no remuneran adecuadamente el negocio a decir de los agentes de la industria. Así las cosas, las diferentes actividades han logrado sobrevivir mediante la utilización de márgenes en especie aprovechando esquinces en las normas que les permite a los agentes un extramargen para compensar lo que no se obtiene por las vías formales.

Uno de estos temas es la regulación sobre los factores de llenado de los cilindros lo cual se considera de importancia por el impacto que dichas disposiciones tuvieron sobre el desarrollo de la industria del GLP.

La evolución de los márgenes de comercialización definidos por la CREG se presenta a continuación:

Inicialmente, en la Resolución 038 de 1998, la CREG calculó los factores de llenado de los cilindros con base en la densidad del propano puro (4.219 libras/galón), práctica que había sido común en la industria y que generaba un rendimiento volumétrico a los distribuidores por cuanto la masa de producto

realmente envasado era inferior a la cantidad utilizada para el cálculo de los precios. Esta diferencia era conocida como “margen en especie” y así lo describió la CREG en un concepto emitido en 1996.

En febrero de 2001 la CREG emitió la resolución 010, considerada como una de las más polémicas para el sector de GLP, donde se modificaron los factores de llenado. Para el nuevo cálculo se utilizó la densidad promedio del GLP entregado en la refinería de Barrancabermeja en los 12 meses previos a la expedición de la resolución.

Contenido en galones	RESOLUCIÓN					
	035-98	010/01	009/02	005/03	013/04	001/05
Para GLP de Barranca						
En cilindro de 100 libras	23.702	21.347	21.353	21.372	21.326	21.312
En cilindro de 77 libras		16.469	16.442	16.457	14.421	16.410
En cilindro de 40 libras	9.481	8.538	8.540	8.549	8.531	8.525
En cilindro de 33 libras		7.056	7.047	7.053	7.038	7.033
En cilindro de 20 libras	4.740	4.269	4.271	4.274	4.265	4.262
Para GLP de Cartagena						
En cilindro de 100 libras			22.035	22.111	22.310	22.279
En cilindro de 77 libras			16.967	17.026	17.179	17.155
En cilindro de 40 libras			8.810	8.844	8.924	8.912
En cilindro de 33 libras			7.272	7.297	7.632	7.352
En cilindro de 20 libras			4.407	4.422	7.450	4.456
Para GLP de Apiay						
En cilindro de 100 libras			22.497	22.541	22.575	22.467
En cilindro de 77 libras			17.323	17.356	17.383	17.300
En cilindro de 40 libras			9.000	9.016	9.030	8.987
En cilindro de 33 libras			7.424	7.438	7.450	7.414
En cilindro de 20 libras			4.499	4.508	4.515	4.493

Tabla IV-7 Evolución factores de llenado de cilindros

La consecuencia de esta resolución fue la eliminación del margen en especie, reduciendo en cerca de 10% el precio al público pero impactando en cerca de un 30% los ingresos de los distribuidores.

El ejemplo de la Tabla IV-8 muestra de una forma sencilla el impacto de dicha resolución, con base en un cilindro de 40 libras de GLP de Barranca, con los precios y factores vigentes a la fecha.

Ítem	Unidad	Anterior	010/2001
1. Factor de llenado	gal/cil	9.481	8.525
2. Precio de venta en planta mayorista	\$/gal	1,791.48	1,791.48
3. Costo teórico del gas (1 x 2)	\$/cil	16,984.88	15,272.37
4. Margen distribuidor	\$/cil	3,581.95	3,581.95
5. Precio de venta al público (3 + 4)	\$/cil	20,566.83	18,854.32
6. Costo real del gas (3 de 010)	\$/cil	15,272.37	15,272.37
7. Ingreso total distribuidor (5 – 6)	\$/cil	5,294.46	3,581.95
8. Margen en especie (7 – 4)	\$/cil	1,712.51	0.00
9. Variación en volumen de llenado		-10.1%	
10. Variación en el precio al público		-8.3%	
11. Variación ingreso distribuidor		-32.3%	

Tabla IV-8 Impacto de la resolución CREG 010 de 2001

Debido a que el GLP de Cartagena y Apiay es menos denso que el de Barrancabermeja, los distribuidores que recibían esos gases protestaron más airadamente la medida por cuanto -además de perder el margen en especie- al utilizar la densidad de Barranca para el cálculo del precio, debían introducir más gas del que se estaba cobrando dentro de los cilindros para alcanzar el peso reglamentario.

Esta protesta generó la expedición de la resolución 09 de 2002, que definió factores de llenado regionales y, por ende, se crearon diferencias de precios entre las regiones, resultando crítico para el GLP de Apiay ya que parte del volumen producido se traía a Bogotá a competir con el GLP de Barranca el cual llegaba con precio inferior. Esta diferencia no ha sido solucionada aún por la CREG.

A juicio del Consultor, la decisión de la CREG de eliminar el margen en especie fue acertada por cuanto corrigió una práctica que carecía de fundamento técnico. Sin embargo, la forma intempestiva en que fue realizado el ajuste y el momento en que fue aplicada la reforma, tuvieron un fuerte impacto en la actividad comercializadora. Los distribuidores vieron sustancialmente reducidos sus ingresos justo en el momento en que debían extender su frontera comercial al sector rural –con mayores costos de distribución – ante la fuerte penetración del gas natural en los centros urbanos, creándose una pérdida neta de mercados. Lo anterior, sumado a la crisis económica que vivió el país en los últimos años y el deterioro del orden público en el sector rural que impidió el normal desarrollo de las operaciones, desembocaron en la disminución de mercado de casi el 14% entre 2000 y 2004.

IV. 5. 2 LA CUOTA DE FOMENTO DE LA LEY 401 DE 1997

En la implantación del Programa de Masificación del Gas Combustible, cuya responsabilidad directa estuvo a cargo de ECOPETROL, fue necesario definir una

línea divisoria entre las poblaciones que serían atendidas con gas natural a partir de la gran red troncal de transporte y aquellas cuyos requerimientos energéticos se cubrirían con GLP. Sobre el particular, la definición de la política está plasmada en un documento interno de ECOPETROL cuyos puntos principales son los siguientes:⁴¹

1. Como criterio general, se consideran como susceptibles de conexión al sistema troncal de gasoductos, aquellas poblaciones localizadas en un corredor de +/- 5 Km de dichas troncales. Sin embargo, se evaluarán las solicitudes de conexión de poblaciones localizadas fuera del corredor mencionado.
2. En todos los casos, ECOPETROL a través de su Vicepresidencia Comercial, obtendrá la información sobre número de viviendas en las poblaciones potenciales de ser conectadas al sistema y determinará su proyección y crecimiento esperado en un horizonte de 20 años.
3. Con base en estimativos de inversión en ramales de conexión, se calculará un indicador de inversión por vivienda para las poblaciones bajo análisis.
4. Si dicho indicador es inferior a US\$ 200/vivienda, se autoriza a contratar su construcción. En caso contrario, se rechaza o pasa a consideración de un comité especial a fin de determinar si existen otros elementos de juicio que fundamenten dicha autorización.

De lo anterior se concluye que existían unas fronteras claramente delimitadas entre la cobertura a gas natural y la correspondiente al GLP para todos los municipios del interior del país.

Sin embargo en la expedición de la Ley 401 de 1997, mediante la cual se creó ECOGÁS, se incluyó un artículo que creó un fondo especial para impulsar proyectos de desarrollo de infraestructura de gas natural en sectores rurales, con fondos recaudados mediante una cuota de fomento pagada por los usuarios del sistema nacional de transporte de gas natural. A continuación se cita dicho artículo:

“Artículo 15. Con el objeto de promover y cofinanciar proyectos dirigidos al desarrollo de infraestructura para el uso del gas natural en los municipios y el sector rural prioritariamente dentro del área de influencia de los gasoductos troncales, y que tengan el mayor índice de Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI), créase un fondo especial, administrado y manejado por la Junta Directiva de Ecogás, cuyos recursos provendrán de una cuota de fomento, la cual será del uno y medio por ciento (1.5%) sobre el valor de la tarifa que se cobre por el gas objeto del transporte, efectivamente realizado.

⁴¹ ECOPETROL - VICEPRESIDENCIA COMERCIAL – GERENCIA DEL PLAN DE GAS. *Procedimiento por seguir en casos de solicitudes de ramales o gasoductos regionales*. Bogotá. Noviembre de 1995.

Serán sujetos de la cuota establecida en el presente artículo todas las personas naturales o jurídicas que sean remitentes del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural.”

La cuota de fomento rompió el equilibrio planteado en las políticas iniciales definidas por ECOPETROL sobre la coexistencia y complementariedad del GLP y el Gas Natural, permitiéndole a este último la posibilidad de extenderse más allá de las fronteras inicialmente establecidas.

El manejo y aplicación de los recursos de la cuota de fomento ha venido siendo reglamentado por las siguientes Leyes y Decretos:

- Decreto 225 de 2000
- Decreto 1493 de 2003
- Ley 887 de 2004
- Decreto 3531 de 2004

El Decreto 3531, vigente a la fecha, define los procesos para acceder a los recursos, coloca en cabeza de la UPME la tarea de evaluar las solicitudes y limita el campo de aplicación exclusivamente a la cofinanciación de proyectos dirigidos al desarrollo de infraestructura para el uso de gas natural en los municipios y el sector rural, prioritariamente dentro del área de influencia de los gasoductos troncales y que tengan el mayor índice de Necesidades Básicas Insatisfechas.

Los proyectos de infraestructura cofinanciables son aquellos proyectos para la construcción, incluido el suministro de materiales y equipos, y puesta en operación de:

- i) Gasoductos ramales y/o Sistemas Regionales de Transporte de gas natural.
- ii) Sistemas de Distribución de gas natural en municipios que no pertenezcan a un área de servicio exclusivo de distribución de gas natural.
- iii) Conexiones de usuarios de menores ingresos.

El valor de la solicitud de financiación no deberá exceder de 25.000 salarios mínimos legales mensuales vigentes, monto máximo a cofinanciar por el Fondo para cualquier proyecto de infraestructura; ni superar el 70% del valor total del proyecto a cofinanciar.

Prohíbe la cofinanciación de Estudios de Preinversión con recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento.

Dentro de los criterios de evaluación de los proyectos considera que un proyecto específico no será elegible a pesar de cumplir con los requisitos establecidos si, en el proceso de evaluación, la UPME determina que el costo de prestación del

servicio de distribución de gas natural por red al usuario final, calculado de acuerdo con las metodologías tarifarias vigentes establecidas por la CREG, en cada municipio en donde no se haya iniciado la prestación del servicio, es igual o superior al costo de prestación del servicio público domiciliario de Gas Licuado del Petróleo en cilindros portátiles al usuario final, calculado de acuerdo con las metodologías tarifarias vigentes establecidas por la CREG. Para efectos de comparación, en ambos casos, el costo de prestación del servicio se estimará en su equivalente de unidades de energía.

Esta restricción limita en cierta forma el acceso indiscriminado de cualquier municipio o población a los recursos del fondo, y provee alguna protección a los nichos de mercado del GLP.

Sin embargo, es necesario plantear una problemática próxima a presentarse debido a que los recursos recaudados suman algo más de 30 millones de dólares mientras que los proyectos aprobados no llegan al millón de dólares, no obstante el cúmulo de solicitudes de cofinanciación recibidas por ECOGÁS y la UPME.

Muchas de las solicitudes han sido rechazadas por no presentar la documentación completa, no cumplir con la totalidad de los requisitos o por que la prestación del servicio público resulta más costoso que con GLP. Si se tiene en cuenta que la mayoría de los municipios opcionados por estar dentro de los corredores de los gasoductos, o ya tienen el servicio de gas natural o ya pudieron haber solicitado la cofinanciación del fondo, se prevé entonces un estancamiento en los procesos de cofinanciación, mientras que el fondo continuará creciendo.

Surgen entonces algunas preguntas:

- ¿Se relajarán las condiciones de acceso a la cofinanciación a fin de darle salida a los recursos?
- ¿Se afectará sensiblemente el mercado de GLP de darse esta situación? ¿Hasta dónde se permitirá el crecimiento del fondo cuando no existan proyectos para financiar?
- ¿Se podría modificar la reglamentación para financiar proyectos de distribución de GLP por redes?

IV. 6 ELEMENTOS POTENCIALIZADORES: EL GLP AUTOMOTOR

En el Plan de Trabajo de los Consultores se contempla un análisis sobre las posibilidades de repotenciación del Plan de Masificación del Gas Combustible tanto para Gas Natural como para GLP. En este último caso, sin duda uno de los proyectos que deben ser objeto de consideración especial es el del GLP Automotor el cual será tratado en detalle en un próximo informe cuando se analice la experiencia internacional en el tema. Entretanto conviene señalar que según la Ley 689 de 2001, existe prohibición de utilizar el Gas Propano como combustible

automotor en el país excepto como carburante de los equipos que se utilizan para el transporte y distribución del GLP bien sea a granel o en cilindros.

A continuación se cita el texto de dicha Ley:

“Artículo 22. Utilización del GLP como carburante. Autorízase a las empresas distribuidoras la utilización de GLP para consumo interno operativo, como carburante de los vehículos destinados exclusivamente al reparto de gas.”

No se conocen las motivaciones de política energética que condujeron a la expedición de la norma en referencia. Es necesario señalar que en otros países del mundo los dos energéticos coexisten con normas técnicas precisas y es el usuario final quien escoge el energético que le permite atender sus necesidades por consideraciones de: calidad, precio, servicio y demás. Sin embargo, en Colombia, una Ley de la República se ha encargado de sustituir al consumidor final en la elección de los recursos energéticos que requiere.

ANEXO 1 - CARACTERÍSTICAS DE LOS GASODUCTOS PRINCIPALES DE ECOGÁS

Gasoducto Ballena – Barranca:

Longitud	575 km
Capacidad	150 MPCD
Entrada en operación	Mar-96
Inicio de construcción	21/01/1995
Firma contrato BOMT	12/05/1994
Contratista	Centragás (filial de ENRON & CIA SCA)
Plazo	15 años
Tipo de Tubería	18" principal, 199 km de ramales de 2" y 4"

El gasoducto Ballena-Barranca atiende 31 poblaciones con ramales a lo largo de los departamentos de la Guajira, Cesar y Santander

Gasoducto Mariquita-Cali

Gasoducto	Mariquita-Cali
Longitud	343 km
Entrada en operación	Ago-97
Inicio de construcción	19/01/1996
Contratista	Transgás de occidente
Plazo	20 años
Tubería	20" principal, 424km de ramales de 2" a 8"

El gasoducto Mariquita-Cali atiende 50 poblaciones con ramales en los departamentos de Tolima, Caldas, Risaralda, Quindío y Valle del Cauca.

Gasoducto Centro-Oriente

Gasoducto de propiedad de Ecogás, con una longitud total de 783 km de troncales y 133 km de para los 33 ramales con sus correspondientes estaciones de entrega; atiende poblaciones en los departamentos de Santander, Cundinamarca, Boyacá y Tolima; su capacidad total de transporte es de 200 MPCD. Está constituido por tres tramos:

- Barranca – Mariquita

Entrada en operación Dic-96

Tubería 20"

- Mariquita – Neiva

Entrada en operación Sep-97

Tubería 6" Mariquita-Gualanday
12" Gualanday-Dina

Longitud total Barranca-Neiva: 553 km

- Vasconia – Bogotá

Longitud 208 km

Entrada en operación Feb-97

Tubería 12/14" Vasconia- La Belleza
22" La Belleza-Cogua

ANEXO 2 - LISTADO DE REGULACIONES POR ÁREAS

REGULACIÓN SOBRE EL MARCO REGULATORIO

Resolución	Tema
1996 Creg 074	Marco regulatorio del GLP VIGENTE. (Sep. 10)
1999 Creg 008	Capacidad de almacenamiento efectiva para Ca. (Feb. 15)
2000 Creg 009	Propuesta marco regulatorio de GLP. (Mar. 2)
2000 Creg 086	Propuesta marco regulatorio GLP. (Nov. 20)
2002 Creg 066	Se somete a consideración las bases sobre las cuales se definirá la formula aplicable a las diferentes actividades del GLP. (Oct. 26)
2003 Creg 109	Propuesta de marco regulatorio para el Servicio Público Domiciliario de Gas Licuado del Petróleo (GLP) (Nov. 13)

REGULACIÓN SOBRE PRECIOS Y TARIFAS

Resolución	Tema
1996 Creg 073	Precios fórmula anterior (Sep. 10)
1996 Creg 091	Modifica resolución 073/96 (Oct. 15)
1996 Creg 111	Se proponen los criterios y las metodologías para definir tarifas (Nov. 26)
1997 Creg 083	Fórmulas de precios para mayoristas y minoristas (Abr. 29)
1997 Creg 084	Fórmulas de precios para ECP - No aplicaron (Abr. 29)
1997 Creg 110	Transitoria. Fija nuevos precios con metodología anterior (Jul 10)
1997 Creg 131	Precios para San Andrés – Subsidio ECOPETROL (Jul. 29)
1997 Creg 144	Fórmula de precios para ECP (Ago. 29)
1998 Creg 035	Fórmula general de precios y márgenes de GLP (Feb. 25)
1998 Creg 038	Precios de distribución del GLP para San Andrés - subsidio ECOPETROL (Mar. 9)
2000 Creg 052	Modificación tarifa de transporte Eo (Ago. 17)
2001 Creg 010	Cálculo de precios cilindros 100, 40 y 20 libras – Modificación de la densidad de referencia (Feb. 20)
2001 Creg 011	Valor del ALFA fórmula de precios (Feb. 20)
2001 Creg 012	Cálculo del Z (Feb. 20)
2001 Creg 044	Fórmulas de precios Cilindros de 30 y 80 lb. (May. 7)
2002 Creg 009	Factores de llenado de cilindros para 2002 (Feb 14)
2003 Creg 005	Factores de llenado de cilindros para 2003 (Feb 12)
2004 Creg 013	Factores de llenado de cilindros para 2004 (Feb 12)
2005 Creg 001	Factores de llenado de cilindros para 2005 (Feb 24)

REGULACIÓN SOBRE MARGEN DE SEGURIDAD

Resolución	Tema
1996 Creg 096	Delegación al MME para manejar recursos margen de seguridad (Oct. 29)
1997 Creg 146	Modifica 074 y 096/96 delegando al MME (Ago. 29)
2000 Creg 048	Se define Z y se ordenan cilindros de 30 y 80 lb. (Ago. 11)
2001 Creg 131	Elimina póliza global y distribuye margen de seguridad (Oct. 31)
2001 Creg 146	Inicia participación del sector en proceso regulatorio de manejo del margen de seguridad del GLP. (Nov. 23)
2002 Creg 003	Propuesta regulatoria margen de seguridad (Feb. 14)
2002 Creg 010	Regulación para administración margen de seguridad (Feb. 28)
2002 Creg 019	Regulación aplicable reposición y mantenimiento de cilindros (Abr. 25)
2002 Creg 057	Amplia el plazo de CREG para publicar metas individuales (Ago. 21)
2002 Creg 071	Metas individuales hasta Nov/03 (Oct. 22)
2002 Creg 090	Modifica Comité Fiduciario - 5 miembros (Dic. 30)
2003 Creg 015	Propuesta metodológica para valorar cilindros y trabajos de mantenimiento (Mar. 4)
2003 Creg 017	Modifica Art. 12 de CREG 019/02- Interventoría (Mar. 4)
2003 Creg 020	Metodología para valorar cilindros de reposición (May. 13)
2003 Creg 021	Metas individuales hasta Junio/04 (May. 13)
2003 Creg 069	Modifica el modelo para cálculo del valor de cilindros de reposición (Jul. 23)
2003 Creg 077	Presupuesto de la Fiducia (Ago. 23)
2004 Creg 057	Metas individuales para el cumplimiento del programa de reposición y mantenimiento de cilindros Sep-Nov/04 (Jul. 15)
2004 Creg 095	Asignación de recursos del Margen de Seguridad para la capacitación de los usuarios (Dic. 14)

ANEXO 3 - FÓRMULAS DE PRECIOS PARA VENTA EN CILINDROS

Fórmulas de precios para distribución en Cilindros (Res. CREG 083-97)

a. Para distribución en cilindros de 100 libras

$$\mathbf{D100_t = A * D100_0}$$

Donde:

D100_t = Margen del distribuidor después de la aplicación de la fórmula para suministros en cilindros de 100 libras (\$/cilindro).

A = Factor de actualización

D100₀ = Margen base del distribuidor para suministros en cilindros de 100 libras, igual a \$3,572.00 por cilindro.

b. Para distribución en cilindro de 40 libras

$$\mathbf{D40_t = A * D40_0}$$

Donde:

D40_t = Margen del distribuidor después de la aplicación de la fórmula para suministros en cilindros de 40 libras (\$/cilindro).

A = Factor de actualización

D40₀ = Margen base del distribuidor para suministros en cilindros de 40 libras, igual a \$1,748.00 por cilindro

c. Para distribución en cilindro de 20 libras

$$\mathbf{D20_t = A * D20_0}$$

Donde:

D20_t = Margen del distribuidor después de la aplicación de la fórmula para suministros en cilindros de 20 libras (\$/cilindro).

A = Factor de actualización

D20₀ = Margen base del distribuidor para suministros en cilindros de 20 libras, igual a \$988 por cilindro.

Posteriormente, mediante la Resolución 035 de 1998, la CREG modificó los factores del precio base (₀), así:

D100₀ = Margen base del distribuidor para suministros en cilindros de 100 libras, igual a \$4.248.40 por cilindro.

D40₀ = Margen base del distribuidor para suministros en cilindros de 40 libras, igual a \$2,027.49 por cilindro

D20₀ = Margen base del distribuidor para suministros en cilindros de 20 libras, igual a \$1,244.52 por cilindro.

Finalmente, mediante la Resolución 044 de 2001, fijó los márgenes para los cilindros de 33 y 77 libras, para ser aplicados en la fórmula general:

D77₀ = Margen base del distribuidor para suministros en cilindros de 77 libras, igual a \$3,590.60 por cilindro

D33₀ = Margen base del distribuidor para suministros en cilindros de 33 libras, igual a \$1,971.81 por cilindro.

ANEXO 4 - PRECIOS DEL GLP EN PLANTA DE ABASTECIMIENTO

\$/GALÓN

Fecha	A	B	C	D	E	F
01-ene-95	358.00	70.00	18.89	446.89	28.32	475.21
03-ene-96	358.00	70.00	19.22	447.22	33.13	480.35
10-sep-96	372.32	72.80	31.35	476.47	36.82	513.29
15-jul-97	372.32	72.80	31.35	476.47	41.98	518.45
01-mar-98	431.54	67.66	31.35	545.59	46.93	592.52
01-sep-98	532.77	82.70	31.35	646.82	46.93	693.75
01-mar-99	580.18	96.02	31.35	707.55	54.49	762.04
01-mar-00	696.85	104.04	31.08	831.97	59.04	891.01
05-sep-00	696.85	85.12	31.08	813.05	59.04	872.09
01-ene-01	696.85	85.12	31.35	813.32	59.04	872.36
01-mar-01	832.53	92.44	95.18	1,020.15	64.12	1,084.27
01-abr-01	881.42	92.44	95.18	1,069.04	64.12	1,133.16
01-may-01	939.98	92.44	95.18	1,127.60	64.12	1,191.72
01-jul-01	974.08	92.44	95.18	1,161.70	64.12	1,225.82
01-mar-02	1,056.15	99.30	95.18	1,250.63	68.88	1,319.51
01-abr-02	1,145.05	99.30	96.78	1,341.13	68.88	1,410.01
01-mar-03	1,340.85	106.70	96.78	1,544.33	74.01	1,618.34
01-abr-03	1,450.93	106.70	103.78	1,661.41	74.01	1,735.42
01-may-03	1,539.20	106.70	103.78	1,749.68	74.01	1,823.69
01-mar-04	1,406.52	113.34	103.78	1,623.64	78.61	1,702.25
01-abr-04	1,406.52	113.34	110.30	1,630.16	78.61	1,708.77
01-mar-05	1,465.09	119.53	110.30	1,694.92	82.91	1,777.83

Donde:

- A. Ingreso por producto
- B. Ingreso por transporte
- C. Recaudo margen de seguridad
- D. Precio de venta ECOPELROL $D = A + B + C$
- E. Margen del comercializador
- F. Precio venta en planta de almacenamiento

ANEXO 5 - EVOLUCIÓN DE MÁRGENES DE DISTRIBUCIÓN

Fecha	Crrtk (\$/galón)	Cilindros (\$/cilindro)				
		100 lb.	80 lb.	40 lb.	30 lb.	20 lb.
01-ene-95	51.79	2,286.43		1,124.58		657.27
03-ene-96	60.59	2,690.60		1,321.85		771.90
10-sep-96	69.92	3,133.85		1,533.55		866.75
15-jul-97	81.55	3,581.54		1,754.63		992.29
01-mar-98	105.58	4,248.40	3,590.60	2,027.49	1,971.81	1,244.52
01-sep-98	105.58	4,248.40		2,027.49		1,244.52
01-mar-99	122.59	4,932.66		2,354.05		1,444.97
01-mar-00	132.82	5,344.61		2,550.64		1,565.64
05-sep-00	132.82	5,344.61		2,550.64		1,565.64
01-ene-01	132.82	5,344.61		2,550.64		1,565.64
01-mar-01	144.24	5,804.16	4,905.48	2,769.96	2,693.89	1,700.26
01-abr-01	144.24	5,804.16	4,905.48	2,769.96	2,693.89	1,700.26
01-may-01	144.24	5,804.16	4,905.48	2,769.96	2,693.89	1,700.26
01-jul-01	144.24	5,804.16	4,905.48	2,769.96	2,693.89	1,700.26
01-mar-02	154.96	6,235.38	5,269.92	2,975.75	2,894.03	1,826.58
01-abr-02	154.96	6,235.38	5,269.92	2,975.75	2,894.03	1,826.58
01-mar-03	166.49	6,699.43	5,662.12	3,197.21	3,109.41	1,962.52
01-abr-03	166.49	6,699.43	5,662.12	3,197.21	3,109.41	1,962.50
01-may-03	166.49	6,699.43	5,662.12	3,197.21	3,109.41	1,962.52
01-mar-04	176.85	7,116.41	6,014.54	3,396.21	3,302.94	2,084.67
01-abr-04	176.85	7,116.41	6,014.54	3,396.21	3,302.94	2,084.67
01-mar-05	186.53	7,505.61	6,343.48	3,581.95	3,483.58	2,198.68

ANEXO 6 - PRECIOS AL PÚBLICO DEL GLP DE BARRANCABERMEJA

Fecha	Crrtk (\$/galón)	Cilindros (\$/cilindro)				
		100 lb.	80 lb.	40 lb.	30 lb.	20 lb.
01-ene-95	527	13,550		5,630		2,910
03-ene-96	541	14,076		5,876		3,049
10-sep-96	583	15,300		6,400		3,300
15-jul-97	600	15,870		6,670		3,450
01-mar-98	698	18,292		7,645		4,053
01-sep-98	799	20,700		8,600		4,600
01-mar-99	885	23,000		9,600		5,100
01-mar-00	1,024	26,464		10,998		5,789
05-sep-00	1,005	26,015		10,819		5,700
01-ene-01	1,005	26,022		10,821		5,701
01-mar-01	1,229	28,950	22,762	12,027	10,344	6,329
01-abr-01	1,277	29,994	23,567	12,445	10,689	6,538
01-may-01	1,336	31,244	24,532	12,945	11,103	6,788
01-jul-01	1,370	31,972	25,094	13,236	11,343	6,933
01-mar-02	1,474	34,411	26,965	14,244	12,193	7,462
01-abr-02	1,565	36,343	28,453	15,017	12,830	7,849
01-mar-03	1,785	41,287	32,295	17,032	14,524	8,879
01-abr-03	1,902	43,789	34,222	18,033	15,349	9,380
01-may-03	1,990	45,675	35,675	18,788	15,972	9,757
01-mar-04	1,879	43,497	34,028	17,949	15,309	9,360
01-abr-04	1,886	43,636	34,136	18,004	15,355	9,388
01-mar-05	1,964	45,420	35,537	18,749	15,996	9,781

ANEXO 7 - COMPARACIÓN PRECIO CILINDRO DE 40 LIBRAS

SEGÚN ORIGEN DEL GLP (\$/Cilindro)

Fecha	Barranca	Cartagena	Apiay
01-mar-02	14,244	14,601	14,851
01-abr-02	15,017	15,398	15,666
01-mar-03	17,032	17,510	17,788
01-abr-03	18,033	18,545	18,844
01-may-03	18,788	19,326	19,640
01-mar-04	17,949	18,451	18,744
01-abr-04	18,004	18,509	18,802
01-mar-05	18,749	19,447	19,636

La diferencia en precios al público entre las tres fuentes de suministro obedece a los factores de llenado ordenados por la CREG con base en la densidad promedio de cada fuente.

ANEXO 8 - ALMACENAMIENTOS DISPONIBLES .VS. REQUERIDOS

A continuación se presenta un análisis sobre la evolución del almacenamiento disponible con relación a los mínimos requeridos por la regulación y todo lo anterior de frente al tamaño del mercado tomando el periodo 2000- 2004.

ALMACENAMIENTO DISPONIBLE .VS. MINIMO REQUERIDO AÑO 2000

Zona	Mayorista	Almacen. Disponible	Ventas reales	Almacen. Mínimo (25%)	Cumplimiento	Días disponibles	Frecuencia de recibo
11	Gases Antioquia Seb	55,000	98,357	24,589	2.237	16.8	1
Total 11		55,000	98,357	24,589	2.237	16.8	1
12	Colgas/Andegas	142,541	451,109	112,777	1.264	9.5	1
	Envagas	234,490	1,205,060	301,265	0.778	5.8	1
	Gas Propano	60,000	205,234	51,309	1.169	8.8	1
	Gases Antioquia Sal	150,000	826,117	206,529	0.726	5.4	1
	Gasmag	55,483	1,607,178	401,794	0.138	1.0	1
Total 12		642,514	4,294,697	1,073,674	0.598	4.5	1
13	Almagas	634,569	2,484,685	621,171	1.022	7.7	1
	Almansilla	183,500	1,387,876	346,969	0.529	4.0	1
	Alsabana	593,429	2,438,923	609,731	0.973	7.3	1
	Asogas	1,358,576	3,202,938	800,734	1.697	12.7	1
	Gasmag Mansilla						1
	Provegas	212,232	966,252	241,563	0.879	6.6	1
	Ultragas	149,400	1,083,271	270,818	0.552	4.1	1
Total 13		3,131,706	11,563,944	2,890,986	1.083	8.1	1
14	Almagas Manizales	352,000	1,294,724	323,681	1.087	8.2	7.5
	Colgas Occidente Mz	162,000	953,866	238,466	0.679	5.1	7.5
	Terpel/Gombel	107,000	123,330	30,832	3.470	26.0	7.5
	Plexa	119,049	357,333	89,333	1.333	10.0	7.5
Total 14		740,049	2,729,251	682,313	1.085	8.1	7.5
15	Comingas	199,312	837,911	209,478	0.951	7.1	7.5
	Electrogas	128,524	453,796	113,449	1.133	8.5	7.5
Total 15		327,836	1,291,707	322,927	1.015	7.6	7.5
16	Velogas Ctgo						7.5
Total 16							7.5
17	Almagas de Occidente						7.5
	Colgas Occidente Ym	634,000	1,528,125	382,031	1.660	12.4	7.5
	Gas	325,600	1,080,118	270,029	1.206	9.0	7.5
	Intergases Pacifico	486,000	982,755	245,689	1.978	14.8	7.5
	Velogas	287,010	803,607	200,902	1.429	10.7	7.5
Total 17		1,732,610	4,394,604	1,098,651	1.577	11.8	7.5
21	Gas	240,830	1,113,907	278,477	0.865	6.5	6
	Andina/Norgas	345,200	1,313,050	328,262	1.052	7.9	6
	Alprogas/Undigas	315,000	889,823	222,456	1.416	10.6	6
Total 21		901,030	3,316,779	829,195	1.087	8.1	6
31	Almallano	170,000	657,487	164,372	1.034	7.8	1
	Almapiy	125,200	801,190	200,297	0.625	4.7	1
Total 31		295,200	1,458,676	364,669	0.810	6.1	1
41	Cartagas	160,660	633,549	158,387	1.014	7.6	1
	Alprogas/Gasan	211,045	342,832	85,708	2.462	18.5	1
	Intergas	100,000	394,386	98,597	1.014	7.6	1
	Portagas	226,000	578,107	144,527	1.564	11.7	1
Total 41		697,705	1,948,875	487,219	1.432	10.7	1
Total general		8,523,650	31,096,889	7,774,222	1.096	8.2	

Durante el año 2000, año de máximas ventas, la industria estuvo sobreinstalada en almacenamiento un 9.6% respecto a los requerimientos de la CREG. De las 31 plantas activas ese año, 11 de ellas estuvieron por debajo de los requerimientos, los cuales fueron compensados con los almacenamientos satélites de cada una. El país tuvo almacenamiento para 8.2 días.

Si se tiene en cuenta la frecuencia de recibo, solamente Colgas de Occidente en Manizales y Comingas en Pereira pudieron haberse visto afectadas por falta de almacenamiento.

ALMACENAMIENTO DISPONIBLE .VS. MINIMO REQUERIDO AÑO 2001

Zona	Mayorista	Almacen. Disponible	Ventas reales	Almacen. Mínimo (25%)	Cumplimiento	Días disponibles	Frecuencia de recibo
11	Gases Antioquia Seb	55,000	121,097	30,274	1.817	13.6	1
Total 11		55,000	121,097	30,274	1.817	13.6	1
12	Colgas/Andegas	142,541	331,811	82,953	1.718	12.9	1
	Envagas	234,490	601,381	150,345	1.560	11.7	1
	Gas Propano	60,000	45,738	11,435	5.247	39.4	1
	Gases Antioquia Sal	150,000	787,926	196,982	0.761	5.7	1
	Gasmag	529,556	2,550,350	637,588	0.831	6.2	1
Total 12		1,116,587	4,317,205	1,079,301	1.035	7.8	1
13	Almagas	634,569	2,775,766	693,942	0.914	6.9	1
	Almansilla	183,500	1,345,236	336,309	0.546	4.1	1
	Alsabana	593,429	2,357,530	589,383	1.007	7.6	1
	Asogas	1,358,576	2,476,443	619,111	2.194	16.5	1
	Gasmag Mansilla						1
	Provegas	428,294	1,608,109	402,027	1.065	8.0	1
	Ultragas	149,400	961,373	240,343	0.622	4.7	1
Total 13		3,347,768	11,524,456	2,881,114	1.162	8.7	1
14	Almagas Manizales	352,000	1,228,941	307,235	1.146	8.6	7.5
	Colgas Occidente Mz	162,000	676,576	169,144	0.958	7.2	7.5
	Terpel/Gombel	107,000	31,199	7,800	13.718	102.9	7.5
	Plexa	119,049	437,213	109,303	1.089	8.2	7.5
Total 14		740,049	2,373,929	593,482	1.247	9.4	7.5
15	Comingas	199,312	711,459	177,865	1.121	8.4	7.5
	Electrogas	198,524	449,243	112,311	1.768	13.3	7.5
Total 15		397,836	1,160,701	290,175	1.371	10.3	7.5
16	Velogas Ctgo						7.5
Total 16							7.5
17	Almagas de Occidente						7.5
	Colgas Occidente Ym	634,000	1,569,624	392,406	1.616	12.1	7.5
	Gas	399,900	1,221,364	305,341	1.310	9.8	7.5
	Intergases Pacifico	486,000	887,502	221,876	2.190	16.4	7.5
	Velogas	287,010	799,369	199,842	1.436	10.8	7.5
Total 17		1,806,910	4,477,858	1,119,465	1.614	12.1	7.5
21	Gas	307,760	1,167,429	291,857	1.054	7.9	6
	Andina/Norgas	345,200	1,114,565	278,641	1.239	9.3	6
	Alprogas/Undigas	315,000	1,222,991	305,748	1.030	7.7	6
Total 21		967,960	3,504,984	876,246	1.105	8.3	6
31	Almallano	170,000	579,934	144,984	1.173	8.8	1
	Almapiay	125,200	715,049	178,762	0.700	5.3	1
Total 31		295,200	1,294,984	323,746	0.912	6.8	1
41	Cartagas	160,660	568,408	142,102	1.131	8.5	1
	Alprogas/Gasan	211,045	334,442	83,610	2.524	18.9	1
	Intergas	100,000	344,784	86,196	1.160	8.7	1
	Portagas	226,000	669,271	167,318	1.351	10.1	1
Total 41		697,705	1,916,905	479,226	1.456	10.9	1
Total general		9,425,015	30,692,118	7,673,030	1.228	9.2	

Durante el año 2001, la industria estuvo sobreinstalada en almacenamiento un 22.8% respecto a los requerimientos de la CREG. De las 31 plantas activas ese año, 7 de ellas estuvieron por debajo de los requerimientos, los cuales fueron compensados con los almacenamientos satélites de cada una. El país tuvo almacenamiento para 9.2 días

Si se tiene en cuenta la frecuencia de recibo, solamente Colgas de Occidente en Manizales pudo haberse visto afectada por falta de almacenamiento.

ALMACENAMIENTO DISPONIBLE .VS. MINIMO REQUERIDO AÑO 2002

Zona	Mayorista	Almacen. Disponible	Ventas reales	Almacen. Mínimo (25%)	Cumplimiento	Días disponibles	Frecuencia de recibo
11	Gases Antioquia Seb	55,000	255,248	63,812	0.862	6.5	1
Total 11		55,000	255,248	63,812	0.862	6.5	1
12	Colgas/Andegas	142,541	366,559	91,640	1.555	11.7	1
	Envagas	234,490	435,726	108,931	2.153	16.1	1
	Gas Propano	60,000					1
	Gases Antioquia Sal	150,000	697,666	174,416	0.860	6.5	1
	Gasmag	529,556	2,481,829	620,457	0.853	6.4	1
Total 12		1,116,587	3,981,779	995,445	1.122	8.4	1
13	Almagas	634,569	2,240,763	560,191	1.133	8.5	1
	Almansilla	183,500	1,176,305	294,076	0.624	4.7	1
	Alsabana	593,429	2,402,764	600,691	0.988	7.4	1
	Asogas	1,358,576	1,963,318	490,830	2.768	20.8	1
	Gasmag Mansilla						1
	Provegas	428,294	1,618,953	404,738	1.058	7.9	1
	Ultragas	149,400	690,396	172,599	0.866	6.5	1
Total 13		3,347,768	10,092,498	2,523,125	1.327	10.0	1
14	Almagas Manizales	352,000	1,113,231	278,308	1.265	9.5	7.5
	Colgas Occidente Mz	162,000	582,189	145,547	1.113	8.3	7.5
	Terpel/Gombel	107,000	159,037	39,759	2.691	20.2	7.5
	Plexa	223,237	680,787	170,197	1.312	9.8	7.5
Total 14		844,237	2,535,243	633,811	1.332	10.0	7.5
15	Comingas	199,312	608,279	152,070	1.311	9.8	7.5
	Electrogas	198,524	513,818	128,454	1.545	11.6	7.5
Total 15		397,836	1,122,097	280,524	1.418	10.6	7.5
16	Velogas Ctgo	310,000	86,870	21,718	14.274	107.1	7.5
Total 16		310,000	86,870	21,718	14.274	107.1	7.5
17	Almagas de Occidente						7.5
	Colgas Occidente Ym	634,000	1,655,542	413,886	1.532	11.5	7.5
	Gas	399,900	1,284,204	321,051	1.246	9.3	7.5
	Intergases Pacifico	486,000	753,631	188,408	2.580	19.3	7.5
	Velogas	287,010	782,254	195,563	1.468	11.0	7.5
Total 17		1,806,910	4,475,630	1,118,907	1.615	12.1	7.5
21	Gas	307,760	1,192,248	298,062	1.033	7.7	6
	Andina/Norgas	345,200	1,184,848	296,212	1.165	8.7	6
	Alprogas/Undigas	315,000	947,446	236,861	1.330	10.0	6
Total 21		967,960	3,324,542	831,135	1.165	8.7	6
31	Almallano	170,000	681,800	170,450	0.997	7.5	1
	Almapiay	125,200	831,665	207,916	0.602	4.5	1
Total 31		295,200	1,513,465	378,366	0.780	5.9	1
41	Cartagas	160,660	561,401	140,350	1.145	8.6	1
	Alprogas/Gasan	211,045	181,247	45,312	4.658	34.9	1
	Intergas	100,000	385,064	96,266	1.039	7.8	1
	Portagas	226,000	674,775	168,694	1.340	10.0	1
Total 41		697,705	1,802,487	450,622	1.548	11.6	1
Total general		9,839,203	29,189,857	7,297,464	1.348	10.1	

Durante el año 2002, la industria estuvo sobreinstalada en almacenamiento un 34.8% respecto a los requerimientos de la CREG. De las 31 plantas activas ese año, 8 de ellas estuvieron por debajo de los requerimientos, los cuales fueron compensados con los almacenamientos satélites de cada una. El país tuvo almacenamiento para 10.1 días

Si se tiene en cuenta la frecuencia de recibo, ninguna de las empresas se vio afectada por falta de almacenamiento.

ALMACENAMIENTO DISPONIBLE .VS. MINIMO REQUERIDO AÑO 2003

Zona	Mayorista	Almacen. Disponible	Ventas reales	Almacen. Mínimo (25%)	Cumplimiento	Días disponibles	Frecuencia de recibo
11	Gases Antioquia Seb	55,000	359,524	89,881	0.612	4.6	1
Total 11		55,000	359,524	89,881	0.612	4.6	1
12	Colgas/Andegas	142,541	739,960	184,990	0.771	5.8	1
	Envagas	234,490	646,524	161,631	1.451	10.9	1
	Gas Propano	60,000	4,802	1,201	49.979	374.8	1
	Gases Antioquia Sal	150,000	795,750	198,937	0.754	5.7	1
	Gasmag	529,556	2,073,152	518,288	1.022	7.7	1
Total 12		1,116,587	4,260,186	1,065,047	1.048	7.9	1
13	Almagas	634,569	2,065,592	516,398	1.229	9.2	1
	Almansilla	78,905	281,204	70,301	1.122	8.4	1
	Alsabana	593,429	1,952,983	488,246	1.215	9.1	1
	Asogas	1,358,576	2,036,314	509,079	2.669	20.0	1
	Gasmag Mansilla	104,595	305,991	76,498	1.367	10.3	1
	Provegas	428,294	1,783,520	445,880	0.961	7.2	1
	Ultragas	149,400	630,704	157,676	0.948	7.1	1
Total 13		3,347,768	9,056,306	2,264,077	1.479	11.1	1
14	Almagas Manizales	352,000	1,019,057	254,764	1.382	10.4	7.5
	Colgas Occidente Mz	162,000	624,757	156,189	1.037	7.8	7.5
	Terpel/Gombel	107,000	138,072	34,518	3.100	23.2	7.5
	Plexa	223,237	683,746	170,937	1.306	9.8	7.5
Total 14		844,237	2,465,631	616,408	1.370	10.3	7.5
15	Comingas	199,312	505,985	126,496	1.576	11.8	7.5
	Electrogas	198,524	509,541	127,385	1.558	11.7	7.5
Total 15		397,836	1,015,525	253,881	1.567	11.8	7.5
16	Velogas Ctgo	310,000	403,578	100,895	3.073	23.0	7.5
Total 16		310,000	403,578	100,895	3.073	23.0	7.5
17	Almagas de Occidente	216,000	43,747	10,937	19.750	148.1	7.5
	Colgas Occidente Ym	634,000	1,542,979	385,745	1.644	12.3	7.5
	Gas	399,900	1,206,391	301,598	1.326	9.9	7.5
	Intergases Pacifico	486,000	733,012	183,253	2.652	19.9	7.5
	Velogas	287,010	536,372	134,093	2.140	16.1	7.5
Total 17		2,022,910	4,062,499	1,015,625	1.992	14.9	7.5
21	Gas	307,760	1,156,276	289,069	1.065	8.0	6
	Andina/Norgas	345,200	1,004,757	251,189	1.374	10.3	6
	Alprogas/Undigas	315,000	691,621	172,905	1.822	13.7	6
Total 21		967,960	2,852,654	713,163	1.357	10.2	6
31	Almallano	170,000	603,279	150,820	1.127	8.5	1
	Almapiay	125,200	745,864	186,466	0.671	5.0	1
Total 31		295,200	1,349,143	337,286	0.875	6.6	1
41	Cartagas	160,660	522,906	130,727	1.229	9.2	1
	Alprogas/Gasan	211,045	113,198	28,299	7.458	55.9	1
	Intergas	100,000	313,432	78,358	1.276	9.6	1
	Portagas	226,000	704,449	176,112	1.283	9.6	1
Total 41		697,705	1,653,984	413,496	1.687	12.7	1
Total general		10,055,203	27,479,029	6,869,757	1.464	11.0	

Durante el año 2003, la industria estuvo sobreinstalada en almacenamiento un 46.4% respecto a los requerimientos de la CREG. De las 34 plantas activas ese año, 6 de ellas estuvieron por debajo de los requerimientos, los cuales fueron compensados con los almacenamientos satélites de cada una. El país tuvo almacenamiento para 11.0 días

Si se tiene en cuenta la frecuencia de recibo, ninguna de las empresas se vio afectada por falta de almacenamiento.

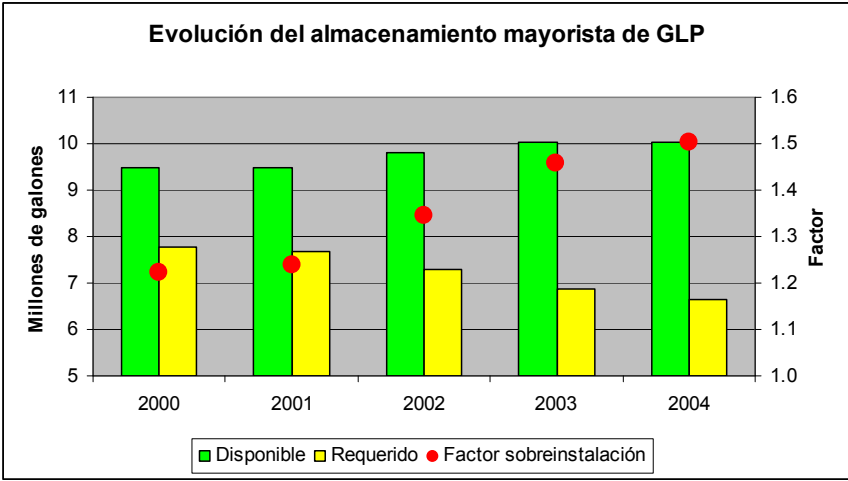
ALMACENAMIENTO DISPONIBLE .VS. MINIMO REQUERIDO AÑO 2004

Zona	Mayorista	Almacen. Disponible	Ventas reales	Almacen. Mínimo (25%)	Cumplimiento	Días disponibles	Frecuencia de recibo
11	Gases Antioquia Seb	55,000	402,253	100,563	0.547	4.1	1
Total 11		55,000	402,253	100,563	0.547	4.1	1
12	Colgas/Andegas	142,541	642,973	160,743	0.887	6.7	1
	Envagas	234,490	576,712	144,178	1.626	12.2	1
	Gas Propano	60,000	5,931	1,483	40.466	303.5	1
	Gases Antioquia Sal	150,000	1,106,347	276,587	0.542	4.1	1
	Gasmag	529,556	2,315,481	578,870	0.915	6.9	1
Total 12		1,116,587	4,647,444	1,161,861	0.961	7.2	1
13	Almagas	634,569	1,689,964	422,491	1.502	11.3	1
	Almansilla	78,905	296,989	74,247	1.063	8.0	1
	Alsabana	593,429	1,612,852	403,213	1.472	11.0	1
	Asogas	1,358,576	1,613,949	403,487	3.367	25.3	1
	Gasmag Mansilla	104,595	759,721	189,930	0.551	4.1	1
	Provegas	428,294	1,628,182	407,045	1.052	7.9	1
	Ultragas	149,400	1,005,413	251,353	0.594	4.5	1
Total 13		3,347,768	8,607,070	2,151,767	1.556	11.7	1
14	Almagas Manizales	352,000	910,061	227,515	1.547	11.6	7.5
	Colgas Occidente Mz	162,000	615,205	153,801	1.053	7.9	7.5
	Terpel/Gombel	107,000					7.5
	Plexa	223,237	690,899	172,725	1.292	9.7	7.5
Total 14		844,237	2,216,164	554,041	1.524	11.4	7.5
15	Comingas	199,312	440,821	110,205	1.809	13.6	7.5
	Electrogas	198,524	554,191	138,548	1.433	10.7	7.5
Total 15		397,836	995,012	248,753	1.599	12.0	7.5
16	Velogas Ctgo	310,000	234,117	58,529	5.296	39.7	7.5
Total 16		310,000	234,117	58,529	5.296	39.7	7.5
17	Almagas de Occidente	216,000	317,650	79,412	2.720	20.4	7.5
	Colgas Occidente Ym	634,000	1,373,240	343,310	1.847	13.9	7.5
	Gas	399,900	1,180,684	295,171	1.355	10.2	7.5
	Intergases Pacifico	486,000	652,117	163,029	2.981	22.4	7.5
	Velogas	287,010	725,126	181,282	1.583	11.9	7.5
Total 17		2,022,910	4,248,817	1,062,204	1.904	14.3	7.5
21	Gas	307,760	1,065,547	266,387	1.155	8.7	6
	Andina/Norgas	345,200	714,633	178,658	1.932	14.5	6
	Alprogas/Undigas	315,000	583,151	145,788	2.161	16.2	6
Total 21		967,960	2,363,332	590,833	1.638	12.3	6
31	Almallano	170,000	613,114	153,278	1.109	8.3	1
	Almapiy	125,200	689,648	172,412	0.726	5.4	1
Total 31		295,200	1,302,762	325,690	0.906	6.8	1
41	Cartagas	160,660	316,841	79,210	2.028	15.2	1
	Alprogas/Gasan	211,045	168,092	42,023	5.022	37.7	1
	Intergas	100,000	299,038	74,759	1.338	10.0	1
	Portagas	226,000	842,592	210,648	1.073	8.0	1
Total 41		697,705	1,626,563	406,641	1.716	12.9	1
Total general		10,055,203	26,643,534	6,660,884	1.510	11.3	

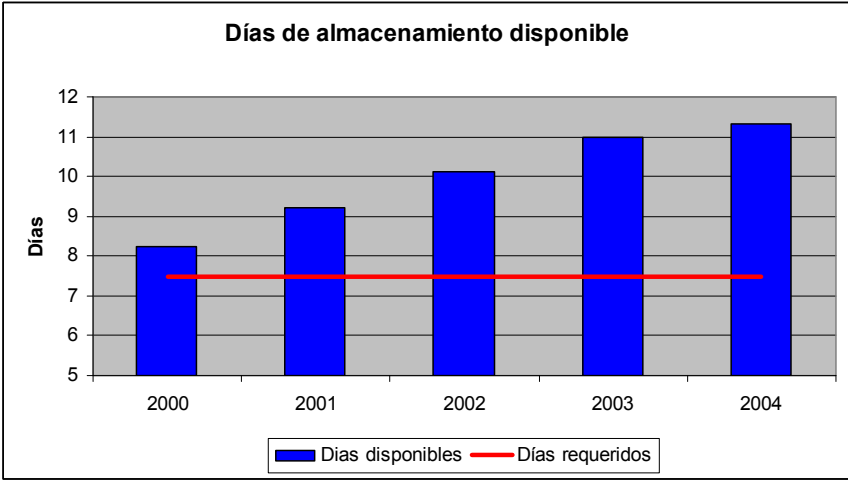
Durante el año 2004, la industria estuvo sobreinstalada en almacenamiento un 51.0% respecto a los requerimientos de la CREG. De las 33 plantas activas ese año, 7 de ellas estuvieron por debajo de los requerimientos, los cuales fueron compensados con el almacenamiento satélite de cada una. El país tuvo almacenamiento para 11.3 días.

Si se tiene en cuenta la frecuencia de recibo, ninguna de las empresas se vio afectada por falta de almacenamiento.

A nivel nacional, la capacidad de almacenamiento disponible agregada ha excedido los requerimientos regulatorios en los últimos años, no solo por la disminución de los volúmenes comercializados, sino porque a pesar de este fenómeno, la capacidad instalada creció de 8.52 millones de galones en 2000 a 10.06 millones de galones en 2004, es decir un 18% en cuatro años.



El efecto combinado del descenso en la comercialización más el incremento de capacidad en la diversas plantas, elevó al almacenamiento disponible de 8.2 días en 2000 a 11.3 días en 2004.



ANEXO 9 – CERTIFICADOS DE CÁMARA Y COMERCIO DE EMPRESAS INTEGRADAS VERTICAL Y HORIZONTALMENTE

A continuación se presentan copias de los certificados de cámara y comercio de las empresas relacionadas, los cuales fueron la base para el análisis presentado en el capítulo III.

1. GAS NATURAL
2. GASORIENTE
3. GAS NATURAL CUNDIBOYACENSE
4. GAS NATURAL DEL CENTRO
5. GASCARIBE
6. GAS DEL RISARALDA
7. GASES DEL QUINDÍO
8. SURTIGÁS
9. PROMIGÁS
10. GASES DE OCCIDENTE
11. GASES DEL NORTE DEL VALLE
12. E2 ENERGÍA EFICIENTE
13. DINAGÁS
14. ALCANOS DE COLOMBIA
15. INVERSIONES DE GASES DE COLOMBIA - INVERCOLSA