

**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. III
EL MARCO REGULATORIO: PRIMERA PARTE**

CONTRATISTA – COSENIT S.A.

Bogotá, 15 de marzo de 2005

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

**INFORME DE AVANCE No. III
EL MARCO REGULATORIO: PRIMERA PARTE**

TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE CONVENCIONES	2
I. RESUMEN EJECUTIVO – INFORME DE AVANCE No. III.....	3
II. EL SECTOR DEL GAS NATURAL Y EL MARCO REGULATORIO.....	7
II. 1. EL MARCO REGULATORIO INICIAL.....	7
II.1.1. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	8
II.1.2. LA COMERCIALIZACIÓN POR PARTE DE LOS PRODUCTORES .	9
II.1.3. EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL.....	10
II.1.4. LA DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL..	10
II. 2. EL NUEVO MARCO REGULATORIO A PARTIR DE LA LEY DE SERVICIOS PÚBLICOS	11
II.2.1. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	12
II.2.2. EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL.....	13
II.2.3. LA DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.....	15
II.2.4. LA COMERCIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL.....	19
II. 3. LOS GRANDES TEMAS REGULATORIOS	20
II.3.1. LA INTEGRACIÓN VERTICAL	20
II.3.2. LA COMPETENCIA EN EL SECTOR DEL GAS NATURAL.....	22
II.3.3. LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL	30
II.3.4. COMPETENCIA ENTRE PRODUCTORES Y COMERCIALIZACIÓN CONJUNTA.....	33
II.3.5. LOS CONCEPTOS DE PAGUE LO CONTRATADO Y PAGUE LO CONSUMIDO.....	35
II.3.6. EL MARCO REGULATORIO DE TRANSPORTE.....	37
II.3.7. LA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL.....	40
ANEXO 1 - INDICADORES DE CONCENTRACIÓN INDUSTRIAL	42

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
Bl	-	Barril de 42 galones
Tep	-	Tonelada Equivalente de petróleo
GLP	-	Gas licuado de Petróleo – Gas Propano para distribución en cilindros

I. RESUMEN EJECUTIVO – INFORME DE AVANCE No. III

El Informe de Avance No. II correspondiente al Proyecto “EVALUACIÓN DE LA EVOLUCIÓN DEL PLAN DE GAS COMBUSTIBLE”, presentado el 15 de Febrero de 2005, se refirió a los siguientes temas:

- El Sector Eléctrico
- Los Balances de Energía
- El Sector del Gas Propano (GLP)

Para el Informe de Avance No. III se tenía la siguiente agenda :

- Balances Energéticos
- El Marco Regulatorio del Sector.

En lo que se refiere al primer punto, y como se indicó en el Informe de Avance No. II, era preciso revisar las cifras de la UPME correspondientes a los Balances Energéticos de los años 2002 y 2003 debido a una serie de inconsistencias que se encontraron en los análisis correspondientes. Aún esta revisión no se ha completado por parte de la UPME razón por la cual este tema se cerrará en el Informe de Avance No. IV previsto para el mes de Abril de 2005.

En lo que se refiere al marco regulatorio del sector, el presente informe se ocupa del tema del Gas Natural. En lo que se refiere al GLP, se tiene adelantado el análisis sobre los siguientes temas:

- Evolución histórica del marco regulatorio
- Regulación general de tarifas y precios
- La nueva propuesta contenida en las Resoluciones CREG- 066 de 2002 y 109 de 2003.
- La problemática de la comercialización mayorista.

Falta aún por analizar la normatividad relacionada con la cuota de fomento para el sector del gas natural establecida en la Ley 401 de 1997 y su impacto sobre el sector del gas propano y un planteamiento sobre los puntos regulatorios críticos para el GLP en particular teniendo en cuenta las resoluciones que ha puesto la

CREG para consulta. Este tema quedará completamente cubierto para el Informe de Avance No. IV.

En lo que respecta al gas natural el marco regulatorio que se presenta en este informe, comprende dos partes a saber: En la primera se presenta un análisis completo sobre las regulaciones del sector antes y después de la expedición de la Ley 142 de 1994 o de Servicios Públicos Domiciliarios en las diferentes etapas de la cadena de valor del gas natural cuales son: exploración-producción, transporte, distribución y comercialización.

En la segunda parte del Informe, se presenta un análisis sobre los temas regulatorios que en opinión del Consultor, es necesario revisar con el objetivo de repotenciar el Programa de Masificación del Gas Combustible. Los principales temas en consideración son:

1-) La Integración Vertical de los Negocios

Se analizó la normatividad vigente sobre el tema y la conveniencia de su flexibilización en los siguientes casos:

- Producción – Transporte
- Transporte – Distribución
- Producción de Gas – Generación de Energía Eléctrica.

En los dos primeros casos, se recomienda mantener las limitaciones impuestas por la regulación vigente debido a que en un mercado pequeño como el colombiano la integración vertical puede potencializar los riesgos e inconvenientes de un oligopolio. Por el contrario, en el tema producción de gas- generación de energía eléctrica, una eventual integración entre productor de gas y generador eléctrico podría facilitar el desarrollo de negocios que hoy en día son difíciles de viabilizar ante las percepciones de riesgo de los actores que participan en el negocio.

2-) La Competencia tanto en la oferta como en la demanda de gas

Como parte del tratamiento del tema se adelantó una investigación sobre los indicadores utilizados para medir la concentración de los mercados tanto en producción como en distribución de gas natural. Estos indicadores se aplicaron al caso colombiano encontrándose altos niveles de concentración en la oferta y también en la demanda lo cual indica que en el sector del gas natural no se ha logrado cumplir uno de los postulados de la Ley 142 de 1994 en el sentido de promover la competencia entre los prestadores de servicios públicos en términos de eficiencia, cobertura y calidad. En el sector de la distribución de gas natural, los indicadores de concentración se han deteriorado reflejando recientes noticias sobre fusiones de compañías.

Se considera necesario que la CREG le solicite a la UPME información adicional sobre la composición accionaria de las empresas de transporte, distribución y comercialización a fin de lograr un mejor entendimiento de la situación actual de estas empresas. Sin embargo, esto difícilmente permite detectar participaciones cruzadas que a su vez hagan posible la identificación de eventuales violaciones a las normas sobre integración vertical de los negocios.

3-) Los precios del Gas Natural.

La liberación de los precios del gas natural solo se aplicaría al campo de la Guajira cuyos precios aún están regulados con tope máximo definido por la Resolución 039 de 1975. La Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG – ha indicado que en el mes de Septiembre de 2005 se determinará si existen las condiciones de competencia para proceder a la liberación de estos precios. El Informe de Avance No. III analiza el punto y pone a consideración de la UPME planteamientos específicos sobre el tema.

4-) La Comercialización Conjunta.

Esta fue una herramienta utilizada en el pasado a fin de permitir que ECOPETROL asumiera los riesgos de la comercialización de gas natural en particular cuando no existía una regulación de precios y tarifas como se tiene en la actualidad. La regulación ha evolucionado hacia la prohibición de la comercialización conjunta en la producción de gas bajo contratos de asociación con el objeto de estimular la competencia entre productores. Sin embargo, se permite la comercialización conjunta de la producción de gas natural asociado hasta tanto la CREG determine lo contrario. Por consiguiente, se requiere una definición de largo plazo sobre el tema a fin de dar las reglas de juego claras para los productores de contratos de asociación sobre la disposición del gas que se produzca en condiciones comerciales. Al respecto debe tenerse en cuenta que en un escenario de concentración de la demanda como el que se está observando en Colombia, es altamente improbable que pueda darse competencia entre los productores.

5-) Los Conceptos de Pague lo Contratado y Pague lo Demandado.

Estos conceptos son esenciales en todo esquema de contratación de gas natural particularmente entre productores comercializadores y usuarios no regulados y son aún más críticos en aquellos contratos con plantas de generación a base de gas natural cuya despachabilidad es muy baja y al mismo tiempo tienen requerimientos de firmeza muy altos. El Informe plantea la necesidad de revisar los conceptos mencionados anteriormente a fin de ajustarlos a lo que el Consultor

considera como la práctica normal de los negocios y que además permitan establecer una adecuada repartición de los riesgos entre compradores y vendedores.

6-) El Transporte y la Distribución: En el caso del transporte de gas natural, se cuestiona principalmente las señales tarifarias tanto para los sistemas de la Costa Atlántica como en el interior del país, las cuales se convierten en un mecanismo de arbitraje de los recursos de gas que se utilizan en los diferentes mercados. Así las cosas, el gas de la Guajira es competitivo únicamente en la Costa Atlántica mientras que el de Cusiana es competitivo en el interior del país. Esto indica que no importa el costo de los recursos, éstos se utilizarán según que la señal de transporte facilite la penetración en los mercados. Como se indica en el Informe, en el centro de esta discusión están las opciones básicas para definir las tarifas de transporte: señal por distancia y cargo estampilla. La primera de ellas es la base de las actuales tarifas de transporte mientras que en el último caso, el transporte tiene un efecto neutro frente a los diferentes campos de producción. La próxima resolución sobre metodología tarifaria deberá abordar el estudio de estos temas y buscar un esquema que promueva la competencia entre los campos de producción en el país y proporcione las señales para una óptima utilización de los recursos energéticos nacionales.

En cuanto a la distribución, la metodología vigente le da al distribuidor todas las herramientas para estructurar una canasta de tarifas a su entera conveniencia lo que trae repercusiones para la competitividad de comercializadores externos ante la enorme dificultad de verificar el cumplimiento del principio de neutralidad establecido en la regulación. Los usuarios no tendrían tampoco manera de verificar si lo que se les está cobrando sigue los mismos criterios que se les aplican a otros usuarios de condiciones similares simplemente por que no se cuenta con la información suficiente al respecto.

El tema de la información es crítico en el desarrollo del mercado. Los agentes deben contar con información suficiente para la toma de las decisiones y como se ven las cosas hoy en día hay disposiciones regulatorias sobre el suministro de la información que no se cumplen.

II. EL SECTOR DEL GAS NATURAL Y EL MARCO REGULATORIO

INTRODUCCIÓN

El presente capítulo tiene dos partes. En primer término se realiza un análisis sobre las regulaciones pasadas y presentes y la manera como éstas han contribuido al desarrollo del mercado del gas natural en los diferentes segmentos de la cadena de valor de este energético tales como: Exploración y Producción, la comercialización en campo de producción, Transporte, Distribución y comercialización al usuario final. En la segunda parte se hará una revisión crítica a los principales temas regulatorios que en concepto del Consultor aún es necesario resolver a fin de repotenciar el Plan de Masificación de Gas Combustible en lo que se refiere al gas natural.

II. 1. EL MARCO REGULATORIO INICIAL

La prestación del servicio público domiciliario de gas natural se inició a comienzos de los años setenta, principalmente alrededor de los yacimientos de gas natural encontrados en la Costa Atlántica, Santander, Huila y Meta. El desarrollo del mercado de la Costa Atlántica se dio básicamente por el descubrimiento de un gran campo de gas natural en la Guajira, donde se esperaba encontrar petróleo y marcó el inicio de un plan de masificación regional que posteriormente se extendió al resto del país cuando se divulgaron las bases del Plan de Masificación de Gas Combustible.

Como se indicó en el Informe de Avance No. 1, luego del descubrimiento del gas de la Guajira se dio paso al programa de “Gas para el Cambio” con los siguientes objetivos principales:

- Aumentar la cobertura regional.
- Promover nuevos hallazgos.
- Desarrollar la interconexión nacional.

Posteriormente se oficializaron los planteamientos de las nuevas directrices de política energética mediante los documentos CONPES de 1991 y 1993 para la ejecución del Plan de Masificación del Gas Combustible a los cuales siguió la expedición de la Ley 142 de 1994, o Ley de Servicios Públicos, la cual creó los lineamientos para el desarrollo del mercado del gas. Antes de la expedición de dicha Ley, prácticamente no existía una reglamentación clara para el desarrollo del mercado del gas natural. Es por esto que hasta el año 1995, se aplicaba la legislación petrolera que estaba vigente para el sector de hidrocarburos líquidos con los problemas que esto conlleva, como la inconsistencia regulatoria para el desarrollo del mercado.

A continuación se analizan por separado los diferentes actores en la cadena del gas natural y las normas vigentes en los albores del Plan de Masificación del Gas Combustible.

II.1.1. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

La aprobación de la Ley 20 de 1969 y la expedición del Decreto Legislativo 2310 de 1974, dan origen al sistema de Asociación Petrolera en Colombia. En particular, en el Decreto Legislativo 2310 de 1974, Artículo 1º, se indica que:

“Con excepción de los contratos de concesión vigentes en la fecha de expedición del presente Decreto, la exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad nacional, estará a cargo de la Empresa Colombiana de Petróleos, la cual podrá llevar a efecto dichas actividades, directamente o por medio de contratos de asociación, operación, de servicios o de cualquier otra naturaleza, distintos de los de concesión, celebrados con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras.”

En consecuencia, el Poder Ejecutivo en ejercicio de las facultades que le otorga la Constitución Nacional de dictar leyes en estados de emergencia económica, tomó la decisión de asignarle a ECOPETROL las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, líquidos y gaseosos, bien sea de manera directa o por medio de contratos de asociación, operación y de servicios, excepto nuevos contratos de concesión los cuales sólo podrían ser otorgados por el Poder Ejecutivo.

Esto quiere decir que en cada uno de los contratos de asociación, ECOPETROL es el representante de la Nación y por consiguiente, a nombre de ésta, es titular de la participación en la producción de gas que finalmente se acuerde según los términos del contrato.

Un año antes de la expedición del Decreto-Legislativo 2310/74, se hicieron los primeros descubrimientos en el marco del Contrato de Asociación Guajira. A fin

de mitigar la percepción de riesgo comercial por parte del asociado TEXACO y hacer viable el desarrollo comercial del Campo Guajira, se tomaron dos acciones:

1-) La Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural, emitió la Resolución 039 de 1975 mediante la cual se fijó el precio del gas de la Guajira atado a las variaciones del precio internacional del fuel oil de exportación de ECOPETROL. Como se verá mas adelante, hoy en la actualidad el único campo con precio regulado sigue siendo el de la Guajira mientras que los demás campos en el país tienen precios libres. Sin embargo, la CREG siempre mantiene la posibilidad de intervenir los precios si se detectan abusos por parte de los productores-comercializadores

2-) Se definió la compra por parte de ECOPETROL de la participación de TEXACO en el contrato de asociación Guajira a los precios definidos por la Resolución 039/75.

Las actividades de exploración y producción de gas natural, no se consideran como un servicio público domiciliario ni una actividad complementaria del mismo, por lo cual no son reguladas por la Ley 142 de 1994. Dicha Ley se ocupa de la cadena del gas natural desde que sale del campo productor.

II.1.2. LA COMERCIALIZACIÓN POR PARTE DE LOS PRODUCTORES

Si bien cada socio dentro del Contrato de Asociación podía disponer libremente de su participación de gas a fin de venderla a los mercados, en la práctica ECOPETROL se convirtió en el gran comercializador al adquirir las participaciones de los socios para venderla posteriormente a los diferentes agentes.

Esto se debía básicamente a que en los campos libres (es decir donde solo se produce gas natural), los asociados no querían correr con el riesgo comercial de un mercado incipiente mientras que para el caso de los campos asociados (donde el petróleo es el hidrocarburo dominante) el principal negocio es la producción y comercialización del petróleo, razón por la cual los socios le asignaban una prioridad mas baja a la comercialización del gas natural.

Adicional a la Resolución 039 de 1975 que fijó los precios para el gas natural de la Guajira, la Comisión de Precios del Petróleo y Gas Natural expidió la Resolución 061 de 1983 en la cual se fijaban los precios de gas para los demás campos del interior del País. Estas resoluciones indexaban el gas natural a los precios de exportación del Fuel Oil FOB Cartagena, esquema que aún continúa vigente para el caso del gas de la Guajira.

II.1.3. EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Hasta el año de 1994, era el Ministerio de Minas y Energía quien fijaba las tarifas de transporte por gasoducto, basado en los artículos 56 y 57 del Código de Petróleos, vigente desde 1961. Posteriormente el transporte comenzó a regirse por el decreto 609 de 1990 que definió también la distribución del producto, tomando como base el Código de Petróleos, cuyos principales puntos eran los siguientes:

- ECOPETROL decidía sobre la conveniencia de la construcción de nuevos gasoductos, con base en las disposiciones del Ministerio de Minas y Energía y la disponibilidad de gas.
- ECOPETROL podía contratar con terceros la construcción, operación y mantenimiento de gasoductos.
- También ECOPETROL suministraba directamente el gas a los sectores industrial y termoeléctrico, lo mismo que a los distribuidores, quienes a su vez atienden el sector residencial, comercial e industrial.
- El Ministerio de Minas y Energía otorgaba las concesiones de transporte y distribución a particulares y fijaba los precios.

II.1.4. LA DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL

La distribución del gas natural se llevó a cabo a través de concesiones que el Ministerio de Minas y Energía otorgaba y a su vez aprobaba las tarifas que se podían cobrar por la prestación del servicio.

La participación del Estado a través de ECOPETROL, fue fundamental en la consolidación de las distribuidoras en todo el territorio Colombiano a través de compañías de la costa atlántica como Gases del Caribe, Surtigás y Gases de la Guajira; y del interior del País como Gasoriente en Bucaramanga, Alcanos del Huila en Neiva y sus alrededores y Gas Natural de Bogotá en el sur de la capital principalmente.

Durante el inicio de la prestación del servicio, la comercialización se realizaba directamente por el Productor-comercializador quien se encargaba de venderle el gas a las empresas distribuidoras (en algunos casos a las termoeléctricas) y al distribuidor quien se encargaba de la entrega al usuario final. El Ministerio de Minas y Energía controlaba los precios finales del producto y cualquier diferencia entre tarifas y costos era subsidiado por el Estado a través de ECOPETROL.¹

¹ Algunas tarifas de referencia se encuentran en la Resolución Minimas 3 2503 de Diciembre de 1993.

Como lo mencionamos anteriormente, en los inicios de la prestación del servicio, era el Ministerio de Minas y Energía quien se encargaba de otorgar las concesiones y aprobar las tarifas para el servicio de distribución y comercialización. Aunque dichas concesiones no otorgaban exclusividad al concesionario, era muy difícil que cualquier otro agente entrara a competir en los mercados ya cubiertos por las empresas distribuidoras debido básicamente a que no existía una regulación que separara los diferentes elementos de la cadena de valor del gas natural – Exploración y Producción, Transporte, Distribución y Comercialización – ni se contaba con un marco regulatorio que promoviera realmente la competencia entre los agentes.

De la misma manera, al no existir una clara política regulatoria de fomento al mercado, no se dieron las condiciones para crear comercializadores puros o exclusivos.

II. 2. EL NUEVO MARCO REGULATORIO A PARTIR DE LA LEY DE SERVICIOS PÚBLICOS

Una vez entra en vigencia el Programa de Masificación del gas y la posterior expedición de la Ley 142 de 1994 o “Ley de Servicios Públicos”, se dan pautas para la creación de mercados de competencia, de organismos regulatorios y de control y se dan las señales para la participación de los agentes privados que quieran desarrollar el negocio de los servicios públicos y en especial el del gas natural, tema del que se ocupa este informe. Para tal efecto, la regulación establece los siguientes principios fundamentales:

- Separación de las actividades de producción, transporte, distribución y comercialización.
- Estímulo a la competitividad en los mercados.
- Control en la eficiencia de las empresas prestadoras de servicios públicos.
- Libre acceso a las redes de distribución.
- Acceso directo de los grandes consumidores a los productores y a los sistemas de transporte.

En resumen, puede decirse que la Ley 142 de 1994 rige y regula la industria del gas natural en Colombia, asignando funciones y estableciendo los parámetros para el desarrollo del sector. Como principio básico de regulación, con la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios se busca promover la competencia entre los prestadores de servicios públicos en términos de eficiencia, cobertura y calidad.

La aplicación de los principios mencionados llevó a la evolución del marco regulatorio colombiano aplicable a la industria del gas natural, bajo la estructura institucional de la Comisión de Regulación (inicialmente la CRE y luego la CREG). La CREG inició operaciones durante el año de 1994 expidiendo una serie de

normas y regulaciones para organizar el mercado del gas natural a fin de cumplir con los mandatos de la Ley de Servicios Públicos. Luego, en el año 1996 se expidió la Resolución CREG 057, la cual es una recopilación de todas las Resoluciones expedidas hasta esa fecha referentes al gas natural y se constituye en una consulta obligada del marco regulatorio en aspectos de producción-comercialización, transporte, distribución y comercialización de gas en el País.

A continuación se presentan los principales cambios en los diferentes componentes de la cadena de valor del gas natural, desde la expedición de la Ley de Servicios Públicos hasta la fecha.

II.2.1. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Los esquemas de exploración y producción de gas natural sufrieron grandes modificaciones en su desarrollo con motivo de la expedición del Decreto 1760 de 2003 mediante el cual se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH y se redefinieron las funciones de ECOPETROL. A partir de Enero de 2004, la ANH asumió las funciones de definición del marco contractual para la exploración y producción de hidrocarburos en Colombia, la asignación de las áreas nacionales para estas actividades entre las compañías que las soliciten, incluyendo a ECOPETROL y todo lo relacionado con la promoción de la política petrolera tanto en Colombia como en el exterior para atraer inversionistas. ECOPETROL empieza entonces a manejar sus actividades como una empresa petrolera integrada con la obligación de buscar negocios en toda la cadena de valor del gas que mejoren la posición competitiva de la compañía.

Si bien la actividad de exploración no es competencia de la CREG, el Decreto 1760 de 2003 es una referencia obligada debido a que regula el primer elemento de la cadena de valor del gas natural. En este sentido, la política gubernamental se orienta a diseñar unos esquemas contractuales que simplifiquen las obligaciones financieras a cargo del Estado no solo en la exploración sino también en la producción petrolera y gasífera. La ANH está impulsando un modelo contractual basado en el concepto de la concesión moderna mediante la cual, el Estado le entrega a una compañía petrolera, bien sea estatal o privada, nacional o extranjera, un área para su exploración y desarrollo a cambio de lo cual recibe impuestos y pagos de regalías de acuerdo con las disposiciones de Ley. La efectividad de estos contratos, se basa en atraer nuevos inversionistas y en lograr nuevos descubrimientos, y depende de varios factores: La estructura contractual en sí, la competitividad internacional del nuevo modelo contractual y de otros aspectos de gran complejidad como seguridad física y estabilidad tributaria y jurídica. En el caso del gas natural, el éxito del nuevo modelo contractual de concesión también dependerá de la regulación del gas natural aguas abajo es decir de las reglas de juego en materia de precios, modalidades de comercialización, estructuras de contratos de venta entre otros, que son temas del resorte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas Natural – CREG.

II.2.2. EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL.

La actividad de transporte de gas ha tenido importantes cambios desde la expedición de la Ley 142 de 1994, los cuales se pueden mencionar en la metodología tarifaria implementada en la Resolución 057 de 1996, la expedición de la Ley 401 de 1997 creando la nueva empresa de transporte ECOGÁS y la expedición de la Resolución 001 de 2000, en la cual se modificó la metodología tarifaria. Dichas normas se explican a continuación:

RESOLUCIÓN CREG 057 DE 1996:

La regulación inicial en materia de transporte sectorizó el mercado del gas en tres grandes regiones: El Sistema de Transporte de la Costa Atlántica, el Sistema de Transporte del Centro e Interior del País.

- Sistema de Transporte de la Costa Atlántica (Ballena-Cartagena):

El mercado de la Costa Atlántica ha sido atendido a través del sistema de transporte de la costa por la empresa Promigás. La regulación tarifaria se basaba en una tarifa tipo estampilla cuyo valor era del orden de 0.3424 US\$/KPC² de acuerdo con la Resolución CRE-019 de 1994.

- Sistema de Transporte del Centro (Ballena-Barrancabermeja):

De acuerdo con la Resolución 057 de 1996, el sistema de transporte del centro fue construido inicialmente para uso exclusivo de ECOPETROL, con la posibilidad de ser utilizado por terceros con el pago de una tarifa por distancia. El gasoducto se construyó inicialmente para transportar el gas desde la Guajira hasta los centros de producción de ECOPETROL en Barrancabermeja. La idea era que los consumos del interior del País fueran abastecidos por los campos de Opón y de Cusiana-Cupiagua. Infortunadamente, ante la caída en la producción del Campo del Opón, el Sistema de Transporte del Centro tuvo que utilizarse para abastecer la creciente demanda del interior razón por la cual su capacidad se incrementó de un diseño inicial de 108 Mpcd a 193 Mpcd por medio de la instalación de estaciones compresoras, las cuales eran más rápidas y económicas de construir que un "loop" o gasoducto paralelo.

- Sistema de Transporte del Interior:

El Sistema de Transporte del Interior comprendía varios transportadores interconectados al sur de Barrancabermeja tales como: ECOPETROL y posteriormente ECOGÁS con pleno cubrimiento al sur de Barrancabermeja, Transmetano que transporta el gas desde Sebastopol hasta Medellín y municipios del Valle de Aburrá y por empresas con proyecciones de interconexión al Sistema

² COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA CRE. Resolución CRE 019 de 1994

como Transoriente que transporta el gas hasta Bucaramanga y municipios aledaños.

La Resolución 057 de 1996, estableció los cargos por transporte del sistema del interior, mediante un sistema de cargos de entrada y de salida con un centro de referencia en Vasconia, con cargos por capacidad y consumo sin posibilidad de ser negociados. Dichas tarifas fueron diseñadas para que los principales campos productores potenciales, Opón y Cusiana, compitieran entre sí hasta los diferentes centros de consumo. Adicionalmente, se establecieron los cargos con una señal de distancia, a la cual se le adicionó posteriormente una tarifa estampilla para mitigar la incidencia en los centros de consumo que estaban más separados de los centros de producción como Medellín, Cali y el Eje Cafetero.

Como la producción de gas del campo de Opón declinó y la comercialización del campo de Cusiana no se dio en el tiempo esperado, la mayor parte del gas para el consumo del interior tuvo que ser transportado desde el campo de la Guajira, lo que ocasionó un incremento en el precio final ya que al precio del gas había que sumarle el transporte desde la Guajira hasta Barrancabermeja. Por consiguiente, debido a que ECOPETROL había firmado sus primeros contratos de suministro de gas previendo la entrada del campo de Opón, fue éste el agente que tuvo que absorber el mayor costo del gas proveniente de la Guajira, y posteriormente, renegociar los contratos con los diferentes agentes del mercado.

LEY 401 DE 1997:

Debido a la separación de actividades contemplada en la Ley 142, ECOPETROL, quien se encargaba además del suministro, del transporte del gas en el centro e interior del País, cedió la propiedad y responsabilidad comercial de los gasoductos que estaban en su poder, a una nueva empresa llamada ECOGÁS. Dicha empresa se encarga desde el primero de enero de 1998 del transporte de gas en aproximadamente el 90% del interior del País. Mediante esta figura de cesión de derechos sobre el sistema de gasoductos ECOPETROL mantiene la obligación de pago con los operadores de los BOMT, mientras que ECOGÁS le reconoce a ECOPETROL el 70% del costo total de los pagos a dichos operadores diferido en un periodo de 30 años.

RESOLUCIÓN CREG 001 DE 2000:

Con la expedición de la Resolución 001 de 2000, la CREG modificó la normatividad y empezó a calcular las tarifas de transporte basados en la propiedad de cada gasoducto, es decir no por regiones sino por gasoductos individuales y a su vez unificó las metodologías de las tarifas de transporte para todos los gasoductos.

Dicha metodología se ajusta más a las realidades del mercado, estableciendo parejas de cargos de capacidad y de uso por trayectos recorridos, además de unas parejas de cargos estampilla que no dependen de la distancia recorrida.

Adicionalmente la Resolución establece que los transportadores pueden negociar con los agentes, las parejas de cargo que más le convengan a cada uno, pudiendo contratar desde un cargo 0% fijo y 100% variable (se cobra solamente por el volumen transportado), hasta un cargo 100% y 0% variable (se cobra sobre la totalidad del volumen contratado sin importar el volumen transportado).

Estas tarifas se aplican exclusivamente a los contratos con capacidad en firme, ya que los contratos interrumpibles u otro tipo de contratos que no conllevan firmeza, tienen libertad de negociación entre las partes.

Para el Sistema de Transporte de la Costa, la CREG aprobó las tarifas de Promigás mediante la Resolución 018 de 2001, modificada después por la Resolución 014 de 2002, en la cual dejó en firme las nuevas tarifas de la costa, adaptándolas a la metodología recientemente aprobada para el cálculo de las tarifas de transporte.

Con la expedición de la Resolución 001 de 2000, todos los transportadores del Sistema del Interior, se “separaron” y a cada uno la CREG le aprobó una tarifa basada en la nueva metodología tarifaria. Es así como cada transportador tiene su propio sistema de transporte y de tarifas independiente de los demás gasoductos.

Adicionalmente, las tarifas aprobadas en la Resolución 057 de 1996 para el Sistema de Transporte del Interior fueron basadas en supuestos de costos de construcción y de demanda, ya que en el momento de la aprobación de las mismas, la mayoría de los gasoductos estaban en proceso de construcción. Luego, al momento de expedirse la Resolución 001 de 2000, ya prácticamente todos los gasoductos se encontraban terminados y con una trayectoria de funcionamiento que le daba más credibilidad y certeza a los mercados actuales y potenciales del interior.

II.2.3. LA DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

Uno de los grandes aportes de la Ley 142 de 1994 a la masificación del gas natural, desarrollada posteriormente en la Resolución 057 de 1996 fue el diseño de las llamadas áreas de servicio exclusivo

En efecto los Artículos 40 y 174 de la Ley 142 de 1994 traen las siguientes definiciones:

“Áreas de Servicio exclusivo:

Por motivos de interés social y con el propósito de que la cobertura de los servicios públicos de acueducto y alcantarillado, saneamiento ambiental,

distribución domiciliaria de gas combustible por red y distribución domiciliaria de energía eléctrica, se pueda extender a las personas de menores ingresos, la entidad o entidades territoriales competentes, podrán establecer mediante invitación pública, áreas de servicio exclusivas, en las cuales podrá acordarse que ninguna otra empresa de servicios públicos pueda ofrecer los mismos servicios en la misma área durante un tiempo determinado. Los contratos que se suscriban deberán en todo caso precisar el espacio geográfico en el cual se prestará el servicio, los niveles de calidad que debe asegurar el contratista y las obligaciones del mismo respecto del servicio. También podrán pactarse nuevos aportes públicos para extender el servicio.

Áreas de Servicio exclusivo para gas domiciliario. Por motivos de interés social y con el propósito de que la utilización racional del recurso gas natural, permita la expansión y cobertura del servicio a las personas de menores recursos, por un término de veinte (20) años, contados a partir de la vigencia de esta ley, el Ministerio de Minas y Energía podrá otorgar las áreas de servicio exclusivo para la distribución domiciliaria del gas combustible por red, de acuerdo con las disposiciones contenidas en el artículo 40 de esta ley.”

Sobre otros temas relacionados con las Áreas de Servicio Exclusivo, la Resolución 057 de 1996 indica lo siguiente:

- Exclusividad. En las áreas de servicio exclusivo podrá acordarse que ninguna otra empresa de servicios públicos pueda ofrecer los mismos servicios en la misma área durante un tiempo determinado. Los contratos que se suscriban deberán en todo caso precisar el espacio geográfico en el cual se prestará el servicio, los niveles de calidad que debe asegurar el contratista y las obligaciones del mismo con respecto al servicio.

- Conformación de las áreas exclusivas:

- Permitir la masificación y extensión del servicio en municipios cuyos inmuebles residenciales pertenecen a estratos bajos.
- El área debe balancear consumidores obligados a pagar la contribución de solidaridad vigente con los pagos de subsidios a los consumidores con derecho a ello.
- No es económicamente viable la prestación del servicio en áreas urbanas con baja densidad poblacional y de estratos bajos.

- Alcance de la Exclusividad:

- Únicamente el distribuidor adjudicatario del contrato de concesión especial, podrá prestar el servicio público de distribución de gas natural por redes de tubería dentro del área geográfica objeto de la exclusividad.
- Los grandes consumidores (100.000 + pcd desde el 1º. de Enero/2005) podrán conectarse libremente a un sistema o subsistema de transporte,

pero no podrán conectarse a un sistema de distribución distinto del contratista del área de servicio exclusivo.

- Serán usuarios exclusivos del concesionario los pequeños consumidores y aquellos grandes consumidores que se conecten al sistema de distribución del concesionario.

La Tabla II-1, muestra las concesiones otorgadas en el interior del país, los compromisos en materia de cobertura de usuarios y el cubrimiento real alcanzado a diciembre de 2004.

Es de notar que los porcentajes de cubrimiento toman generalmente como base de población los datos de catastro de los diferentes municipios (en algunos casos también se utilizan censos o levantamientos propios del distribuidor). El cubrimiento potencial hace referencia al porcentaje de usuarios anillados, es decir los usuarios que podrían conectarse a las redes tendidas por los distribuidores; el cubrimiento efectivo, toma la misma base y hace referencia a los usuarios realmente conectados a la red de distribución.

CONTRATOS DE CONCESION
AREAS EXCLUSIVAS

NOMBRE	CONCESIONARIO	OPERADOR	USUARIOS AÑO 8o. (CUBRIMIENTO MINIMO EXIGIDO)	USUARIOS RESIDENCIALES 31-DIC-2004	TOTAL USUARIOS 31- DIC-2004	COBERTURA RESIDENCIAL %	
						POTENCIAL	EFFECTIVA
Valle del Cauca No. 01/1996	Gases del Norte del Valle	GASES DEL NORTE DEL VALLE	100,400	138,331	139,612	93.9%	65.9%
Caldas No. 01/1996	Gas Natural del Centro	GASORIENTE E.S.P.	52,441	49,305	50,021	74.2%	51.5%
Quindío No. 02/1996	Gases del Quindío	GAS CARIBE E.S.P	40,405	40,903	41,307	90.6%	47.2%
Risaralda No. 03/1996	Gas de Risaralda	GAS NATURAL E.S.P.	61,907	59,629	60,291	65.2%	35.9%
Centro y Tolima No. 01/1997	Gran Colombiana de Gas	ALCANOS DE COLOMBIA (CENTRO Y TOLIMA)	52,699	113,199	113,776	85.9%	53.2%
Altiplano Cundiboyacense No. 02/1997	Gas Natural Cundiboyacense	GAS NATURAL CUNDIBOYACENSE	119,270	82,781	83,881	64.7%	43.9%

VIGENCIA DE TODAS LAS ZONAS: 31/12/2014

Tabla II-1: Contratos de concesión áreas exclusivas y cubrimiento ³

³ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA *Cobertura del servicio de gas natural en el país a 31 de diciembre de 2004*; datos del Consultor.

La política regulatoria que entró en vigencia con la Resolución 057 de 1996, estableció un cargo máximo por distribuidor, el cual reflejaba todos los costos en que éste incurre en la prestación del servicio, incluyendo los costos de comercialización. Por tratarse de tarifas máximas, el Distribuidor podía modificar la tarifa de distribución hacia abajo en el momento que algún otro comercializador quisiera atender un usuario no regulado, aún por debajo de los costos económicos de prestación del servicio, lo que se constituye en un obstáculo para la competencia no por el hecho de reducir en sí los cargos de distribución sino por el no cumplimiento del principio de neutralidad frente a otros usuarios.

La nueva regulación que entró en vigencia mediante la Resolución 011 de 2003, establece una metodología basada en la aplicación de los llamados cargos por uso de los sistemas de distribución con fundamento en los siguientes principios generales:

- Los usuarios pagarán un único cargo por el uso de cada sistema.
- Se remunerará la infraestructura necesaria para llevar el suministro desde el punto de salida del Sistema Nacional de Transporte hasta el punto de entrega al usuario.
- El cargo por uso deberá ser el mismo independientemente del Comercializador que lo atienda.

A partir de los cargos por uso aprobados por la CREG, la actividad de distribución se remunera según una canasta de tarifas, las cuales se fijan por parte del distribuidor mediante rangos de consumo los cuales deben cumplir la condición de que sus ingresos no superen los asociados al cargo promedio de distribución.

Ahora bien, los costos medios de mediano plazo se calculan de tal manera que remuneren la inversión base, el costo de capital invertido y los gastos de administración operación y mantenimiento. La resolución entra en un extenso análisis sobre las bases para la determinación y cálculo de cada uno de los componentes que hacen parte de la fórmula tarifaria.

El marco regulatorio de la distribución de gas natural también contempla criterios de eficiencia estableciendo ajustes entre la longitud total del sistema de distribución y el número de usuarios así como ajuste en costos de nuevas inversiones por medio de la definición de los costos eficientes de las Unidades Constructivas.

II.2.4. LA COMERCIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL

En lo que respecta a la Comercialización del Gas Natural, la Resolución 057 de 1996, estableció un cargo único para todos los mercados o agentes, el cual estaba fijado en \$3/m³ desde noviembre de 1995, ajustándolo anualmente con el índice de precios al consumidor – IPC. Esta tarifa no permitía la incursión de otros comercializadores por cuanto, como lo mencionamos anteriormente, el Distribuidor

de la zona competía con el cargo de distribución cuyo efecto final en la tarifa es muy superior al cargo de comercialización.

Con la Resolución 011 de 2003, los comercializadores tendrán la oportunidad de competir por el mercado no regulado, ya que las tarifas de distribución actuales son únicas para cada mercado, y las tarifas de comercialización son máximas lo cual permite competir con eficiencias en la compra del gas, la negociación del servicio de transporte y la eficiencia en la prestación del servicio, permitiendo así cobrar un cargo por comercialización acorde con los servicios prestados.

II. 3. LOS GRANDES TEMAS REGULATORIOS

A continuación se presenta un análisis sobre los temas regulatorios que en opinión del Consultor, es necesario revisar con el objetivo de repotenciar el Programa de Masificación del Gas Combustible en su componente de gas natural

II.3.1. LA INTEGRACIÓN VERTICAL

Las normas sobre integración vertical de los negocios, tanto para las empresas nuevas como para las existentes, buscan promover esquemas de competencia generando las condiciones adecuadas para la presencia de múltiples agentes en el mercado al tiempo que se limita la concentración de la propiedad de las empresas. Adicionalmente, teniendo en cuenta que el objetivo de la función reguladora es velar por la eficiencia en la prestación de los servicios y el control de actividades que atentan contra una mayor competencia, no cabe duda que estos controles se facilitan con la separación de estas actividades. El concepto de limitar la integración vertical de los negocios tiene el tratamiento regulatorio que se presenta a continuación:

- El transportador de gas natural no podrá realizar de manera directa, actividades de producción, comercialización, o distribución.
- El transportador de gas natural no podrá tener interés económico en empresas que tengan por objeto la realización de esas actividades.
- Las empresas cuyo objeto sea el de vender, comercializar o distribuir gas natural, no podrán ser transportadoras ni tener interés económico en una empresa de transporte del mismo producto. Tampoco podrán tener interés económico en empresas de generación eléctrica.
- Las empresas que desarrollen actividades de producción, venta o distribución pueden ser comercializadoras de gas natural.
- Los productores de gas natural no podrán tener una participación mayor al 25% en proyectos de generación eléctrica.
- Las empresas prestadoras de servicios públicos, constituidas con anterioridad a la vigencia de la Ley 142 de 1994, podrán continuar prestando en forma combinada las actividades que desarrollaban a esa

fecha y además la actividad de comercialización, siempre y cuando, tengan establecidos sistemas contables separados para cada actividad.

La ventaja fundamental de la integración vertical es reducir los costos de operación y en algunos casos facilitar el cierre de los negocios. Estas ventajas son más evidentes en mercados grandes y desarrollados donde la multiplicidad de agentes tanto en el lado de la oferta como de la demanda permite que se den los casos de integración vertical sin afectar los esquemas de competencia. Sin embargo, en mercados pequeños como Colombia la integración vertical puede potencializar los riesgos e inconvenientes de un oligopolio. A continuación se analizan las ventajas y desventajas de permitir la integración vertical en las actividades del sector del gas natural:

- **Producción y Transporte:** Puede dar lugar a limitaciones al libre acceso al sistema de transporte lo cual es más probable que ocurra en situaciones de alta concentración de la oferta como es el caso de Colombia. En efecto, como se verá en numeral II.3.2 del presente informe, actualmente el 75.4% de la producción está concentrada en un solo campo; en el interior del país un solo campo con 3 socios con una producción actual del 12.8% del suministro nacional, pasará a controlar en lo sucesivo, prácticamente el 100% de la demanda del interior del país. En vista de lo anterior, se recomienda mantener las restricciones a la integración vertical entre producción y transporte de gas natural.
- **Transporte y Distribución:** Para el caso de los consumidores regulados, este tipo de integración no constituye una amenaza directa debido a que el servicio lo presta directamente el distribuidor y por consiguiente una eventual integración con el transportador no tendría un impacto en la calidad del servicio. Vale la pena señalar que el usuario regulado de acuerdo con la normatividad nacional en teoría goza de una supuesta protección que le permite pagar únicamente aquellos cargos de producción y transporte que resultan de un proceso de concurso por parte de los distribuidores respectivos. Sin embargo, en la práctica como lo veremos en un informe posterior, el consumo regulado ha terminado apalancando a los no regulados por la vía de precios diferenciales de suministro de gas, lo que va en contravía del espíritu regulatorio. En el caso de usuarios no regulados, la integración entre el transporte y la distribución puede convertirse en un limitante del libre acceso a las redes de transporte por parte de un consumidor que tome la decisión de efectuar un “by-pass” a la red de distribución y decida conectarse directamente al sistema de transporte. Por las consideraciones anteriores se recomienda mantener la restricción a la integración vertical en este caso.
- **Producción de Gas Natural y Generación de Energía Eléctrica:** Las dificultades para el cierre de negocios entre estos agentes, continúa teniendo los mismos problemas que afrontaron los proyectos térmicos a

base de gas natural que se instalaron en el interior del país a mediados de la década pasada y que recibieron un tratamiento más detallado en el Informe de Avance No. 2. En efecto, mientras que el productor de gas natural exige un “*take or pay*” alto (del orden del 70%) por la entrega de gas en condiciones de firmeza garantizada y con penalizaciones en caso de incumplimiento, a la nueva planta térmica se le dificulta garantizar un consumo mínimo alto debido a la incertidumbre sobre su propia despachabilidad. Vale la pena anotar que volúmenes de gas en condiciones diferentes a la firmeza plena, le pueden traer al generador pérdidas económicas considerables – por ejemplo menor cargo por capacidad – si no cuenta con el gas necesario para atender los despachos del CND. Una eventual integración entre productor de gas y generador eléctrico facilitaría en opinión del Consultor el desarrollo de los negocios aunque el productor-comercializador está obligado a respetar el principio de neutralidad en el sentido de ofrecer las mismas condiciones comerciales de que disfruta el proyecto integrado, a un tercero que tome el gas siempre que las condiciones técnicas lo permitan; este es el principal obstáculo que plantea el regulador al destacar la dificultad de verificar que el principio de neutralidad se cumpla.

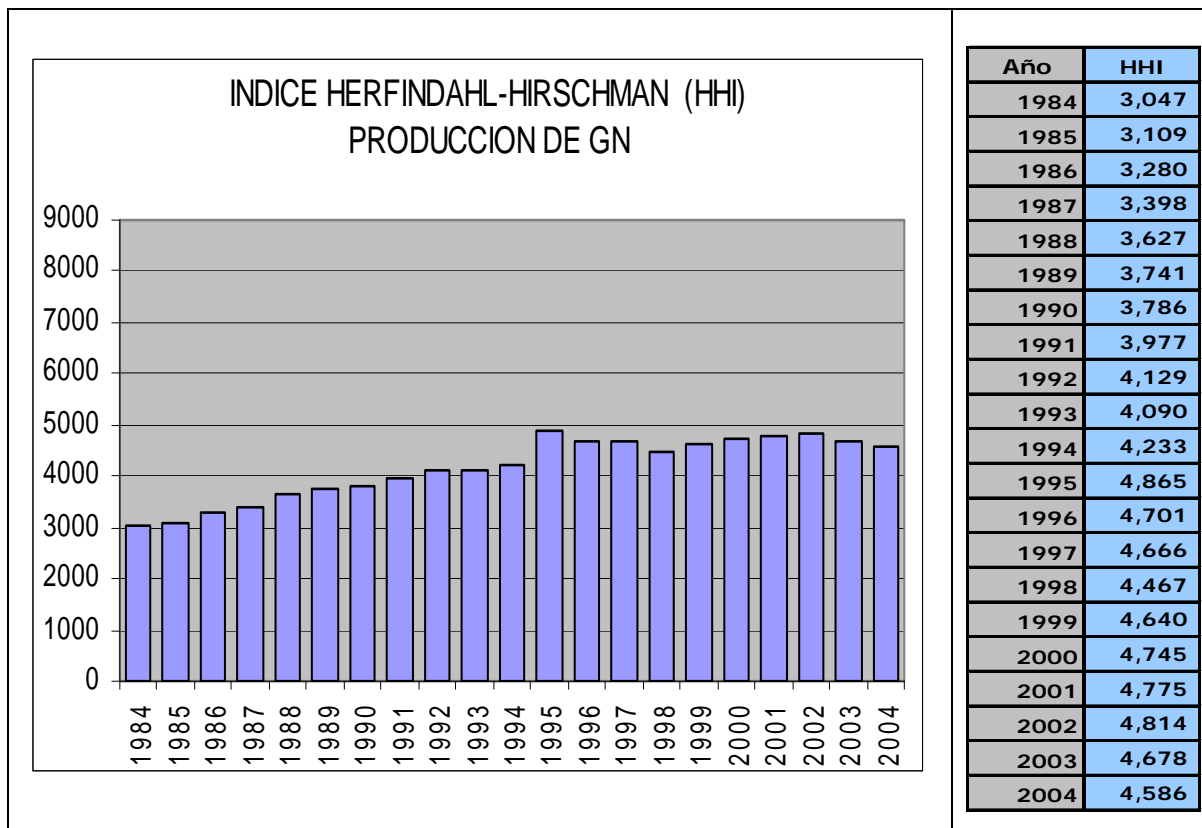
En resumen, un mercado pequeño como el colombiano con una gran concentración de oferta y además con pocos actores en el lado de la demanda como se indicará cuando se trate el tema de Competencia, exige una política sobre el tema de la integración vertical de los negocios que preserve los pocos agentes que participan tanto en la oferta como en la demanda a fin de evitar la proliferación de los vicios que traen los oligopolios. En la medida que se conozcan las participaciones accionarias en las diferentes empresas tanto transportadoras como distribuidoras y comercializadoras podrían obtenerse conclusiones más precisas sobre la integración entre estos negocios.

II.3.2. LA COMPETENCIA EN EL SECTOR DEL GAS NATURAL

Como se indicó al comienzo del capítulo, la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, como principio básico de regulación, estableció la necesidad de promover la competencia entre los prestadores de servicios públicos en términos de eficiencia, cobertura y calidad.

En opinión del Consultor, la evolución del Plan de Masificación de Gas Combustible en la componente de gas natural no ha permitido hacer realidad el propósito de contar con un mercado suficientemente competitivo tanto en la oferta como en la demanda.

La Tabla II-2, presenta la evolución de la producción de gas natural en el periodo 1984 - 2004 mientras que el Cuadro Gráfica II-1, muestra la aplicación de los índices de *HERFINDAHL-HIRSCHMAN (HHI)*⁴ a la oferta de gas natural.



Gráfica II-1: Índice HHI para producción de gas natural 1984 - 2004⁵

⁴ Para información detallada sobre indicadores de competencia y concentración de mercados, incluido el índice de Herfindahl – Hirschman, ver el Anexo 1 del presente informe

⁵ Cálculos del consultor basados en información de ECOPELROL. *Estadísticas de la Industria Petrolera 2003* y *Estadísticas mensuales 2004*. (versiones en línea disponibles en www.ecopetrol.com.co)

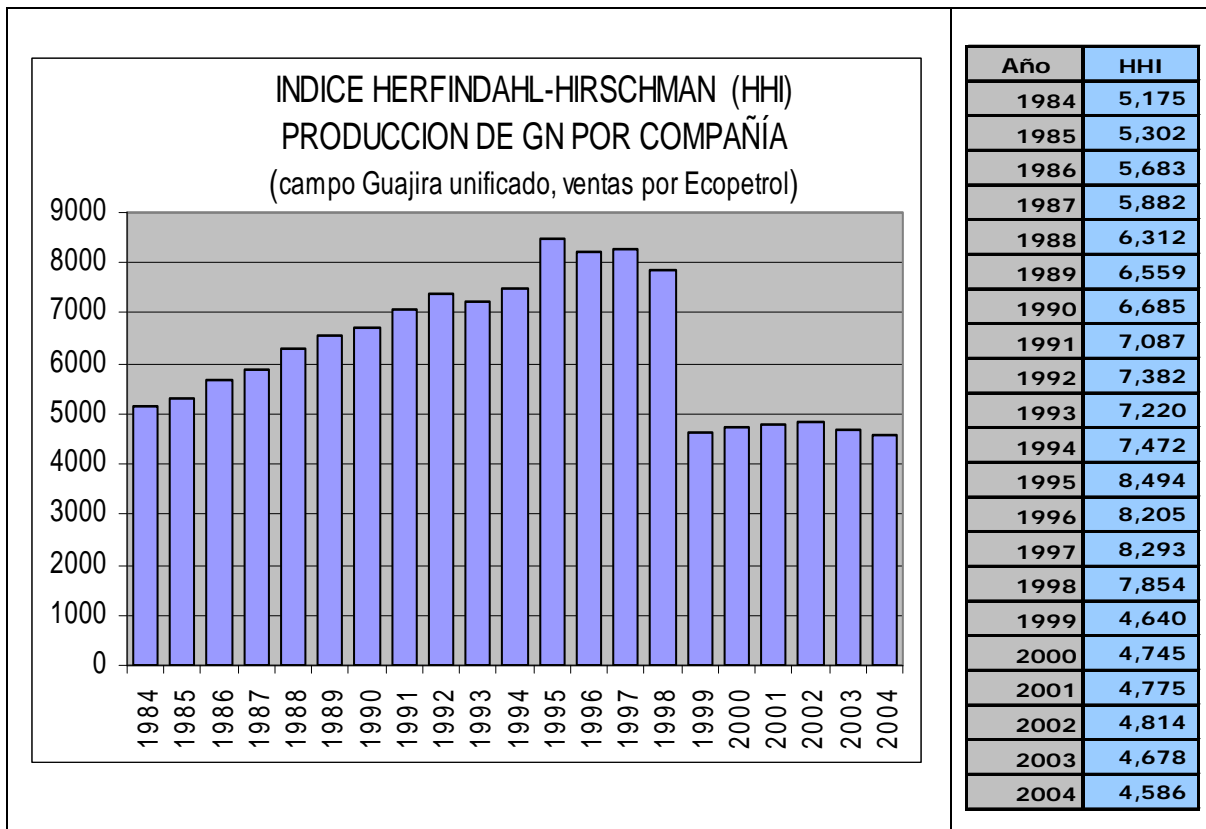
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Costa Norte	257,400	255,700	264,800	267,100	269,500	263,331	280,130	290,620	288,250	310,680	309,350	331,645	353,880	471,731	461,127	398,819	477,772	502,002	514,830	477,828	472,205
Total Guajira	214,800	218,100	231,300	238,400	247,800	243,575	261,700	280,690	282,510	282,640	282,760	308,428	323,052	430,067	429,996	377,296	466,535	491,829	506,230	471,159	467,154
El Dificil	23,000	21,900	21,600	18,800	13,400	11,358	9,970	3,330													
Cicuco	600	300											18	92	90	36					
Jobo-Tablón	12,700	9,900	7,700	6,500	5,300	4,054	3,410	2,780	2,870	2,800	1,390										
Guepaje										23,260	23,960	23,217	30,810	41,572	31,041	21,487	11,237	10,173	8,600	6,669	5,052
Sucre	6,300	5,500	4,200	3,400	3,000	4,344	5,050	3,820	2,870	1,980	1,240										
Barranca	120,200	122,300	112,800	120,100	120,400	108,171	108,600	105,140	97,770	85,070	82,055	78,592	82,332	78,790	67,533	58,566	51,252	46,889	36,030	34,147	35,009
Payoa	47,500	46,600	45,800	42,100	38,300	29,888	29,340	27,150	24,050	22,840	22,069	25,058	33,197	34,278	30,561	27,119	23,859	21,242	17,880	14,402	15,278
Provincia	67,300	70,200	55,400	63,300	62,100	58,906	62,760	65,320	61,680	50,500	46,946	39,760	36,193	30,151	26,949	21,701	16,819	15,776	9,470	10,958	10,817
Cantagallo							2,500	2,600	1,670	1,800	2,050	2,347	2,218	1,968	1,791	2,008	1,757	2,043	1,730	1,797	1,894
Llanito							1,400	1,310	1,320	1,870	1,900	2,110	2,066	1,740	1,669	1,546	1,336	829	930	974	1,111
El Centro	5,400	5,500	11,600	14,700	20,000	19,377	12,600	8,760	9,050	8,060	9,090	9,317	8,658	10,653	6,563	6,192	7,481	6,999	6,020	6,016	5,909
Otras	3,400	3,700	4,400	4,600	3,200	2,836	3,440	5,670	8,230	17,780	15,965	20,824	22,343	30,950	84,234	50,079	49,760	51,665	52,320	82,114	112,431
Río De Oro	2,200	2,300	2,600	2,300	800																
Neiva	1,200	1,400	1,800	2,300	2,400	2,652	2,700	2,980	2,900												
Apiay						184	740	2,690	5,330	7,800	9,546	9,146	9,202	10,102	11,058	10,077	7,724	5,264	6,650	7,698	8,555
Tello										2,800	2,215										
Palermo									7,100	1,789	3,864	1,499	1,558								
Cerrito								80	200	300	537	618	663	724	866	694	520	1077	1,618		
Gas Casanare												128	135	217	203	92	275	390	464	445	
Montañuelo Ecp												552	2,754	3,001	3,790	3,309	6,017	6,570	4,355	4,281	
Montañuelo Petrotesting (2)																				2,903	2,854
Total Cusiana											5,197	7,756	13,943	15,009	14,521	15,114	17,934	20,490	49,108	79,511	
Pauto-Floreña																					2,894
Dam (Dist. Alto Mag.)											2,215	2,317	2,669	1,840	1,452	1,727	545				160
Río Ceibas															1,433	2,154	10,204	10,267	9,510	8,677	6,674
Toquí-Toquí Ecp (4)																	381	268	250	173	0
Toquí-Toquí Mercantil (2)																				118	0
Opón															51,401	16,883	11,525	10,947	7,940	7,541	5,324
Piñal																					114
Total	381,000	381,700	382,000	391,800	393,100	374,338	392,170	401,430	394,250	413,530	407,370	431,061	458,555	581,471	612,894	507,464	578,784	600,557	603,180	594,090	619,645

Tabla II-2: Suministro nacional de gas natural por zona y campo (1984-2004)⁶

⁶ ECOPETROL. *Estadísticas de la Industria Petrolera 2003 y Estadísticas mensuales 2004*. (versiones en línea disponibles en www.ecopetrol.com.co)

Se observa que el mercado muestra índices de concentración altos, en el rango de 3000 a 5000 puntos, presentando siempre una tendencia creciente, lo cual se explica por la estructura misma del contrato de Asociación en la cual ECOPETROL participaba como socio en todos los contratos y por consiguiente disponía de participación en la producción a nombre y en representación de la Nación. Como se explica en el Anexo 1 un mercado en donde el índice HHI es superior a 1800 puntos es considerado como muy concentrado y cualquier acción comercial de fusión entre las compañías debería ser estrictamente vigilada.

Si adicionalmente se considera que ECOPETROL optó por comprar la participación de gas natural de los asociados (como en el caso Texaco hasta 1998) a fin de reducir el riesgo comercial para el socio en la fase inicial del Plan de Gas, es claro que los índices llegan a valores superiores a los indicados anteriormente como se muestra en la Gráfica II-2:



Gráfica II-2: Índice HHI para producción de gas natural 1984 - 2004 (ventas unificadas por ECP para campo Guajira)⁷

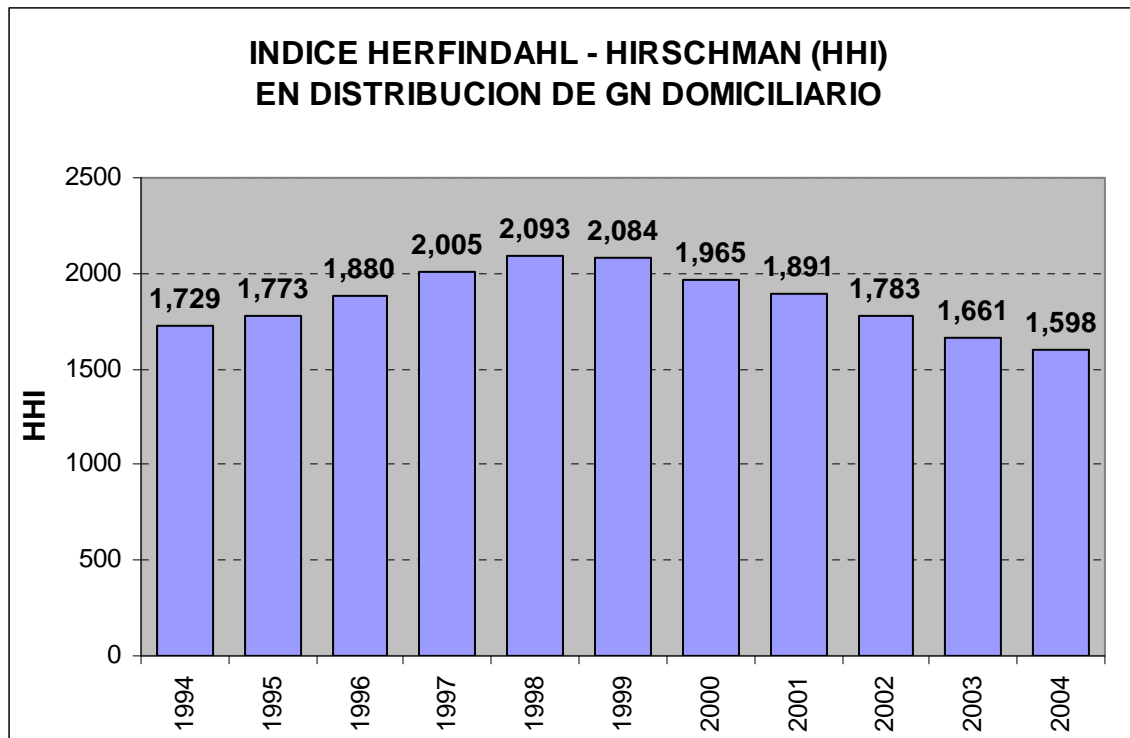
Es conveniente señalar que la concentración del mercado en la parte de producción de gas natural, llega a niveles muy cercanos a la consideración de monopolio, con índices HHI del orden de los 8500 puntos. En términos prácticos, un mercado se considera monopolizado cuando el índice HHI llega a 9000 puntos.

⁷ Ídem Nota 5

Es claro entonces que para este caso ECOPETROL estaba ejerciendo una posición claramente monopólica en el mercado de la producción de gas natural. Esta situación se corrige a partir de 1999, cuando los socios del Contrato Guajira Iniciaron la comercialización independiente de sus respectivas participaciones.

En lo que respecta al transporte, no se considera necesario hacer mayores análisis debido a que por regulación este servicio es de naturaleza monopólica con tarifas reguladas y acceso abierto donde por la misma definición no se contempla la posibilidad de competencia.

Por su parte para el sector de la distribución de gas natural, la aplicación del índice de concentración HHI arroja resultados presentados en la Gráfica II-3.



Gráfica II-3: Índice HHI para distribución de gas natural domiciliario⁸

⁸ Cálculos del consultor basados en información del MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA *Cobertura del servicio de gas natural en el país a 31 de diciembre de 2004.*

EVOLUCION DE LAS INSTALACIONES DOMICILIARIAS DE GAS NATURAL

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Alcanos de Colombia (Zona Centro Tolima)	-	-	-	-	485	16,462	47,672	62,076	87,974	104,176	113,199
Alcanos de Colombia (Zona Huila - Sur Tolima)	48,870	56,173	61,253	66,386	72,203	77,141	82,041	86,017	88,647	94,975	108,168
Empresas Públicas de Medellín	-	-	-	-	-	6,970	17,792	41,310	78,948	117,259	146,374
Gas del Risaralda	-	-	-	-	4,533	10,153	14,375	24,366	38,228	50,264	59,629
Gas Natural	172,103	233,319	321,389	428,234	577,657	705,060	800,265	908,850	1,035,532	1,117,946	1,194,382
Gas Natural Cundiboyacense	-	-	-	561	923	968	16,046	20,424	43,737	59,308	82,781
Gas Natural del Centro	-	-	-	-	4,996	11,387	21,616	34,990	41,965	45,773	49,305
Gas Natural del Cesar	-	-	-	1,914	4,681	7,167	8,228	9,806	14,514	17,646	23,057
Gases de Barrancabermeja	27,240	30,299	33,034	37,043	38,612	40,068	39,790	40,738	38,844	39,312	39,339
Gases de la Guajira	12,811	14,566	19,101	23,370	26,843	29,276	32,515	34,589	38,088	39,843	44,843
Gases de Occidente	-	-	-	-	24,970	67,385	105,775	135,750	180,440	217,743	257,964
Gases del Caribe	184,470	209,386	245,159	291,212	330,189	364,900	391,336	419,641	454,752	467,918	479,910
Gases del Cusiana	71	2,456	3,714	4,871	7,771	7,771	7,771	8,621	17,551	19,997	20,972
Gases del Norte del Valle	-	-	-	-	4,798	10,127	25,108	57,433	97,280	122,104	138,331
Gases del Oriente	1,642	4,270	6,136	7,788	9,545	10,411	10,411	10,411	10,411	53,688	65,795
Gases del Quindío	-	-	-	-	3,566	5,747	8,066	14,258	22,972	33,269	40,903
Gasorient	113,764	122,273	129,150	134,999	138,200	141,770	144,746	148,765	151,122	154,051	152,563
Gasur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,081	1,675
Llanogas	35,750	41,602	47,880	55,425	60,497	63,058	71,431	77,325	77,916	81,788	84,886
Madigas Ingenieros	-	-	-	-	-	-	-	-	4,433	4,921	5,589
Metrogas	31,913	34,210	36,752	38,741	41,728	43,334	44,730	45,651	46,507	48,428	49,943
Serpegas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	529	-
Surtigas	154,408	181,116	216,038	239,881	255,071	267,119	279,933	296,026	310,960	324,550	347,282
Espigas											14
Promesa											5
Proviservicios											5
Nacional de Servicios Públicos Domiciliarios S.A E.S.P "NSP SA											573
Servicios Públicos y Gas - SERVIGAS S.A E.S.P											1
Total	783,042	929,670	1,119,606	1,330,425	1,607,268	1,886,274	2,169,647	2,477,047	2,880,821	3,216,569	3,507,488

Tabla II-3: Evolución de las instalaciones domiciliarias de gas natural⁹

⁹ Ídem Nota 3

Es importante señalar, que la estructura que se diseñó para la distribución tanto en la Costa Atlántica como en el interior del país, presenta unos indicadores que reflejan una concentración moderada. Sin embargo, en la práctica se observan signos de concentración de la demanda en el mercado de gas en particular en el interior del país sobre los cuales se conoce lo siguiente:

- Gases de Occidente y Gases del Norte del Valle, están operando como una sola compañía con las mismas políticas comerciales.
- Las empresas distribuidoras de gas en los departamentos del eje cafetero (Caldas, Quindío y Risaralda), están operando bajo la tutela de Gases del Caribe
- Se conformó una nueva comercializadora denominada Energía Eficiente – E2, con participación de: Promigás, Gases de Occidente e Invercolsa, con el propósito de gestionar las compras de gas para las distribuidoras del Occidente, Eje Cafetero y Huila-Tolima.

A fin de determinar si realmente se está llegando a mayores niveles de concentración en la atención de la demanda de gas en el país, sería necesario obtener información sobre los siguientes aspectos:

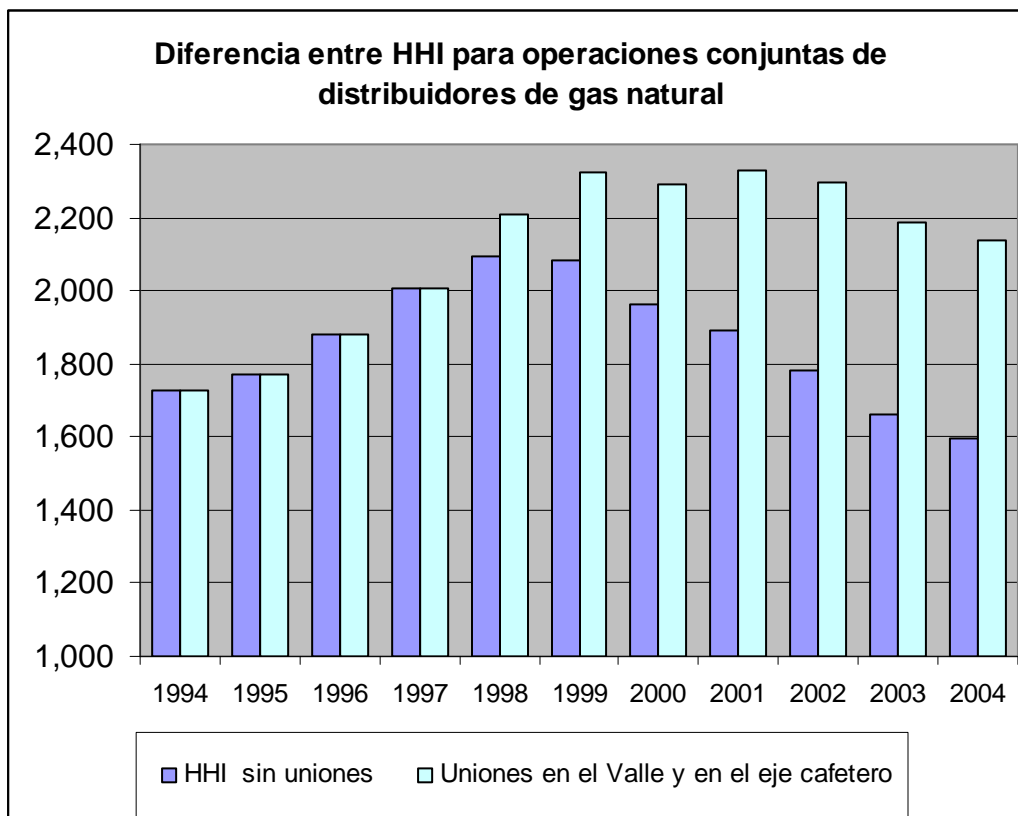
- Composición accionaria de las empresas transportadoras, distribuidoras y comercializadoras. Para este efecto se le ha propuesto a la UPME hacer una solicitud formal a la SSPD a fin de obtener la información correspondiente. Debe anotarse que la determinación de las reales participaciones accionarias de las compañías y detectar participaciones cruzadas es un trabajo que excede el alcance propuesto para el presente Estudio. Sin embargo, un primer análisis sobre la información oficial que tiene la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios al respecto puede dar algunas luces sobre posteriores trabajos que sea necesario desarrollar.
- Resultados de las convocatorias abiertas por los distribuidores de gas del interior del país a fin de adquirir los suministros de gas para el mercado regulado. De esta manera se podría conocer el grado de competencia que se dio en dichas convocatorias y sus correspondientes ganadores y los efectos que tendrán estos procesos en la concentración de los mercados en el interior del país. El Consultor investigará si esta información es de carácter público y establecerá el trámite a seguir.

Por lo pronto, en la Tabla II-4 y en la Gráfica II-4 se presentan las variaciones de los índices HHI para los siguientes casos:

- Unificación de operaciones de las dos distribuidoras en el Valle del Cauca
- Unificación de operaciones de las distribuidoras del Eje Cafetero

	HHI sin uniones	Unión Valle	Unión eje cafetero	Uniones en el Valle y en el eje cafetero
1994	1,729	1,729	1,729	1,729
1995	1,773	1,773	1,773	1,773
1996	1,880	1,880	1,880	1,880
1997	2,005	2,005	2,005	2,005
1998	2,093	2,170	2,127	2,206
1999	2,084	2,252	2,145	2,321
2000	1,965	2,197	2,046	2,293
2001	1,891	2,183	2,005	2,326
2002	1,783	2,122	1,913	2,295
2003	1,661	2,002	1,797	2,187
2004	1,598	1,942	1,737	2,135

Tabla II-4: HHI para operaciones conjuntas



Gráfica II-4: Diferencia de HHI para operaciones conjuntas

Como puede observarse los indicadores cambian su tendencia decreciente, que debían tener desde el año 2000, a valores que permanecen altos y superiores a

los niveles anteriores. Se concluye que estas operaciones conjuntas incrementan el valor del indicador HHI, llevándolo a niveles superiores a 1800 puntos¹⁰. A su vez, cada “fusión” produce incrementos del rango de 77 a 344 puntos para el caso del Valle y de 34 a 139 puntos para el caso del eje cafetero. Del Anexo 1 es claro que en un mercado moderada o altamente concentrado, una operación de fusión que supere los 100 puntos del índice HHI, se considera como generadora de condiciones de monopolio. En este caso, las agencias gubernamentales antimonopolio (para EE.UU., la Comisión Federal de Comercio y el Departamento de Justicia) podrían oponerse a operaciones de este tipo.

En concepto del Consultor, la CREG en su papel de regulador de los monopolios de energía y gas, podría utilizar los índices HHI y considerar las operaciones conjuntas como fusiones las cuales atentan contra la competitividad del mercado de la distribución de gas natural.

II.3.3. LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL

Los campos de producción de gas natural en el país tienen el siguiente tratamiento regulatorio en lo que se refiere a los precios:

- Campo Guajira: Es el único campo del país con un precio máximo regulado el cual está definido por la Resolución 039 de 1975, que a la fecha tiene un valor de 1.567 USD/KPC para el periodo Febrero 10 – Agosto 9 de 2005. En el mes de Septiembre del presente año, la CREG deberá pronunciarse respecto a la liberación de los precios del gas Guajira.
- Campo Cusiana: Los precios para este campo se fijaron inicialmente en 1.10 USD/Mbtu a la entrada del sistema nacional de transporte, mediante la Resolución 023 de 2000. Se argumentaba en esa oportunidad que la producción de los hidrocarburos líquidos contribuía al pago de las inversiones de la Planta de Tratamiento. Sin embargo, el mercado no reaccionó por considerar que los precios del gas no constituían un incentivo suficiente para acometer las inversiones en el nuevo sistema de tratamiento del gas natural. Finalmente se produjeron las Resoluciones CREG 018 y 050 de 2002, las cuales definen un esquema de precios libres siempre que la capacidad de las instalaciones para el tratamiento del gas asociado que permita inyectarlo al Sistema Nacional de Transporte, fuera superior a 180 MPCD. Cabe anotar que el sistema de precios libres debe entenderse como de libertad vigilada puesto que la Comisión tiene el mandato de revisar las disposiciones de liberación de precios si en su concepto éstos no se ajustan a las condiciones del mercado y si además no se dan las

¹⁰ Un mercado con un HHI entre 1000 y 1800 puntos se considera moderadamente concentrado, mientras que uno con HHI superior a 1800 puntos se considera altamente concentrado. Ver Anexo 1 para información detallada

condiciones para que exista competencia entre proveedores. Puede decirse entonces que para el campo de Cusiana y Cupiagua la CREG finalmente reguló con el propósito de incentivar el aporte de volúmenes importantes a la oferta de gas del interior del país que afrontaba un déficit que venía teniendo gran impacto sobre el desarrollo del mercado. Por esa razón, optó por establecer un precio máximo regulado para volúmenes pequeños y medianos de producción, y permitir precios sin sujeción a topes máximos cuando la capacidad de producción de gas en especificaciones de calidad para transporte por gasoducto, sobrepase los 180 MPCD.

- Nuevos Descubrimientos Comerciales: Tienen precios libres sin ningún condicionante en términos de capacidad de producción o fecha (Resolución CREG 023 del 2000). Sin embargo, al igual que en el caso anterior, la CREG podrá revisar esta situación si no se alcanzan condiciones mínimas de competencia en el mercado del gas natural.

El control de precios tiene como objetivo la protección al usuario en el marco de la viabilidad financiera de las empresas. Sin embargo, puede ocurrir que en aras de dicha protección el regulador establezca unos precios que no incentiven la inversión y por consiguiente no le brinden al mercado los volúmenes de gas requeridos para atender la demanda. El caso de Cusiana-Cupiagua refleja un esquema de regulación que equivocó la señal a los inversionistas privados y trajo como consecuencia que la inversión en la Planta de Tratamiento de Cusiana sólo esté disponible en septiembre de 2005 con un retraso de varios años con respecto a la fecha originalmente establecida¹¹. Debe anotarse que durante este periodo, el sistema de gas en el interior del país puede considerarse como deficitario por dos consideraciones: la incapacidad de ECOPETROL para atender consumos de nuevos clientes en particular industriales bajo la modalidad en firme lo cual obligó a ofrecer contratos con características de interrumpibilidad y la imposibilidad de negociar unos volúmenes mínimos que justificaran el proyecto de interconexión gasífera entre Colombia y Panamá debido a la necesidad de destinar parte de la producción de la Guajira a atender el mercado del interior del país. Esto no hubiera sido necesario si el proyecto de Cusiana-Cupiagua hubiera entrado en operación en el año 2001 como estaba previsto en los escenarios de oferta y demanda de finales de la década pasada. Se destaca además que algunos sectores de la opinión pública consideraban que la relación R/P cuyo valor se estimaba en 34.1 años¹², era señal clara sobre la suficiencia de las reservas para

¹¹ Presentación de ECOPETROL ante el VI Congreso Anual de NATURGAS. Cartagena – Abril de 2003. En octubre de 1999 según presentación a la Junta Directiva de ECOPETROL, se estimó que la planta de tratamiento podría estar en operación para el año 2001.

¹² PROMIGÁS. *Informe del Sector Gas Natural 2004*. El factor R/P de referencia corresponde al cálculo relacionado por Minimininas, utilizando Reservas de Referencia de 4039.5 Gpc y Producción de Referencia de 194.96 Gpc/año

atender la demanda nacional de gas mientras que por otra parte, no era posible comprometer volúmenes para la atención de nuevos clientes¹³.

Sobre el tema del control de precios, aún está pendiente definir si al gas de la Guajira se le aplican en lo sucesivo precios de mercado o si continúa sujeto al tope máximo regulado establecido por la Resolución 039 de 1975. Sobre el particular se tiene información que dentro de la agenda de la CREG para los próximos meses, se adelantarán los análisis correspondientes a fin de determinar si la liberación de los precios del gas Guajira es viable. Para el ente regulador es de primordial importancia la distribución de las rentas entre los diferentes agentes de la cadena del gas y en particular el favorecimiento al usuario o consumidor final frente al productor comercializador. Por la consideración anterior y dadas las características de concentración de oferta en el mercado colombiano, existe una alta incertidumbre de que se puedan alcanzar dichas condiciones en el corto plazo. Esto querría decir que el precio Guajira probablemente continuaría regulado hacia adelante.

Sobre este tema, el Consultor quiere poner a consideración de la UPME los siguientes comentarios:

- Efectivamente, en la zona de la Costa Atlántica las condiciones de competencia en la oferta no favorecen la liberación de los precios del gas Guajira en particular si se tiene en cuenta que en Colombia existen dos mercados de gas uno en la Costa Atlántica y otro en el interior del país. La situación de competencia entre campos en la práctica no existe debido a que la señal regulatoria en transporte no permite que el gas de la Guajira compita por el mercado del interior y que el gas de Cusiana compita en la Costa Atlántica. Lo anterior implica que cualquier análisis de competencia se limitará a un único campo atendiendo un mercado regional lo cual puede dar origen a un proceso de extracción de rentas del consumidor hacia el productor-comercializador en caso de que los precios se liberen.
- Sin embargo, esta señal de precios controlados para el gas de la Guajira no favorece emprender actividades exploratorias en la zona que resulten en el descubrimiento de nuevos campos de gas natural con precio libre según la regulación vigente, debido a que éstos se verían obligados a competir con el campo Guajira de precio regulado.
- Por las consideraciones anteriores, la liberación de precios del gas de la Guajira debería estar condicionada a la existencia de al menos un campo nuevo de tamaño comercial que se constituya en alternativa de oferta al mercado atendido por el Campo Guajira.

Debe anotarse que aún si se diera la señal de liberación de precios en el año 2005, y se optara por condicionar dicha liberación del gas una vez que se de al servicio un nuevo campo comercial que mejore los indicadores de competencia, la

¹³ Ídem. Nota 2. Se destaca en la presentación de ECOPETROL la alusión a la relación R/P como un sofisma de distracción.

CREG podrá siempre hacer uso de las facultades estipuladas en los Artículos 88.2 y 88.3 de la Ley 142 de 1994 para determinar periódicamente si se presentan las condiciones para que exista competencia entre proveedores, detectar abusos en los precios al mercado y por consiguiente si existen los elementos de juicio para mantener el régimen de libertad de precios.

II.3.4. COMPETENCIA ENTRE PRODUCTORES Y COMERCIALIZACIÓN CONJUNTA

La comercialización conjunta de la producción de gas natural producida bajo contratos de asociación, está relacionada con el tema de competencia en la comercialización de gas natural a nivel de los productores. La comercialización conjunta fue el mecanismo comercial utilizado en el pasado a fin de permitir que ECOPETROL, como socio principal del contrato de asociación, comprara la participación del asociado en unas condiciones comerciales determinadas, y posteriormente procediera a su comercialización a riesgo pleno en las condiciones de mercado lo cual conllevaba la necesidad de asumir subsidios si las tarifas finales no compensaban los precios del gas en campo de producción y los costos de transporte. De esta manera, el asociado se veía libre de asumir los riesgos de comercializar gas natural en condiciones de incertidumbre con precios al usuario final administrados con criterio político y de subsidios, diferente de lo que ocurre hoy en día cuando se tienen normas regulatorias precisas en los sectores de transporte, distribución y comercialización.

La definición de la Comercialización Conjunta se encuentra en la Resolución 057 de 1996, la cual dice así:

- **“COMERCIALIZACIÓN CONJUNTA:** *Cuando los socios de un campo productor o de un contrato de asociación comercializan el gas natural producido conjuntamente, de manera que exista un solo vendedor de gas natural del campo o del contrato.”*

En un estudio desarrollado por solicitud de la CREG¹⁴ se concluye que la definición regulatoria de la “comercialización conjunta” corresponde más exactamente a la “comercialización de la producción conjunta” la cual se refiere a operaciones de compra – venta de gas entre socios productores. Por el contrario, el concepto internacional de la “comercialización conjunta” se refiere a la posibilidad de que los asociados de un contrato de asociación, puedan vender el gas de manera “conjunta” lo cual conlleva la aproximación al mercado y la venta del gas natural en condiciones comerciales iguales o similares.

¹⁴ COSENIT S.A. *Comercialización Independiente del Gas Natural producido en Contratos de Asociación.* Agosto de 2003. Elaborado por COSENIT S.A. para la CREG.

La CREG, en la Resolución 071 de 1998 determinó que a partir del 12 de septiembre del año 2000, los productores de gas natural no podrán comercializar su producción de manera conjunta, según la definición colombiana, con otros socios del contrato de exploración y producción respectivo (contrato de asociación), ni podrán comercializar conjuntamente la producción de dos o más contratos de exploración y producción diferentes.

El Artículo 4º de la Resolución 018 de 2002, modifica el Artículo 6º de la Resolución 071 de 1998, anteriormente mencionado, en los siguientes términos:

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

Parágrafo: *hasta que la CREG determine lo contrario, la anterior prohibición no aplicará para la comercialización conjunta de la producción de gas natural proveniente de campos de gas natural asociado”.*

El párrafo al Artículo 4º, es muy claro al indicar que se podrá adelantar la comercialización conjunta de la producción de gas natural asociado hasta tanto la CREG determine lo contrario. Esta decisión indica que en el caso de campos de gas libre, la comercialización independiente es la norma a seguir.

La prohibición de la comercialización conjunta en la producción de gas bajo contratos de asociación tiene por objeto estimular la competencia entre productores obligándolos a encontrar perfiles de demanda en los mercados. En general se asume que si la distribución y comercialización del gas natural presenta una adecuada diversidad de oportunidades comerciales, los distintos miembros de un Contrato de Asociación no tendrán incentivos para comercializar en forma conjunta, dado que es altamente probable que cada uno de ellos en forma individual pueda encontrar el tipo de demanda que satisfaga sus expectativas de venta. Por el contrario, si el mercado no presenta una adecuada diversidad, los productores tenderán a comercializar en forma conjunta sus ventas para disminuir riesgos.¹⁵

Este no es el caso de Colombia. Por el contrario, como se concluyó en el análisis sobre la concentración de la demanda, cada vez hay menos competencia en este segmento de la cadena del gas, lo cual lleva a concluir que con un mercado monopolizado en la demanda es imposible contar con comercialización

¹⁵ Ídem Nota 14

independiente en la oferta y viceversa. Cualquier decisión que se tome sobre la Comercialización Conjunta, deberá estar enmarcada estrictamente en la evolución del mercado colombiano el cual avanza hacia niveles de competencia cada vez más precarios. Por consiguiente es necesario adoptar una definición regulatoria clara sobre este tema debido a que las disposiciones vigentes permiten la comercialización conjunta hasta tanto la CREG determine lo contrario lo cual no puede entenderse como una señal regulatoria de largo plazo.

II.3.5. LOS CONCEPTOS DE PAGUE LO CONTRATADO Y PAGUE LO CONSUMIDO

La suscripción de contratos tiene por objeto establecer las condiciones comerciales de los negocios y determinar el balance de riesgos entre las partes. En este sentido, es la opinión del Consultor que las definiciones sobre los términos Pague lo Contratado o *“Take or Pay”* y Pague lo Demandado o *“Take and Pay”* no permiten un adecuado balance de riesgos entre Productor-Comercializador y clientes finales en particular los termoeléctricos y podría dificultar aún más las negociaciones entre productores-comercializadores y nuevos proyectos térmicos si no se adoptan definiciones más consistentes con los conceptos internacionales sobre la materia. La Resolución CREG 023 de 2000, establece las siguientes definiciones:

“Pague lo Contratado: Tipo de contrato de compraventa o de suministro de gas natural en el cual el comprador o quien percibe el suministro se compromete a pagar un porcentaje, o un volumen, del gas contratado, independientemente de que éste sea consumido o no. Las obligaciones de tomar o pagar el gas por parte del comprador o del beneficiario del suministro en este tipo de contrato, se liquidarán sobre una base mensual de volúmenes promedios diarios. La disposición sobre el volumen o el porcentaje de gas que se haya comprometido es un derecho del comprador, y el vendedor debe garantizar la entrega de gas hasta por el 100% del volumen contratado.

El precio del gas por todo concepto que se establezca para este tipo de contrato, deberá ser inferior al de un Contrato Pague lo Demandado y relacionado de manera inversa al porcentaje (%), o volumen, de gas que se comprometa.

Pague lo Demandado: Tipo de contrato de compraventa o de suministro de gas natural en el cual el comprador o quien percibe el suministro solamente paga, por todo concepto, hasta el Precio Máximo Regulado por el gas consumido. El vendedor o el proveedor se comprometen a garantizar la entrega de gas hasta por la Demanda Identificada contractualmente. En tanto existan reservas y el suministro sea técnicamente factible, el Contrato Pague lo Demandado garantiza firmeza en el abastecimiento de gas natural, hasta por la Demanda Identificada de gas prevista en el contrato.”

A continuación se presentan los comentarios básicos sobre estas definiciones:

- El contrato pague lo demandado, como su nombre lo indica, no exige ningún compromiso de consumo mínimo a cargo del comprador. Sin embargo, le asigna al productor-comercializador la responsabilidad plena de garantizar firmeza en el suministro de gas natural la cual en caso de incumplirse, conlleva el pago de multas para el productor-comercializador. Este compromiso de firmeza debe garantizarse “*en tanto existan reservas y el suministro sea técnicamente factible*”¹⁶. Es decir, aún si el usuario no consumiera el gas natural lo cual es una posibilidad real en el caso de un generador térmico (y por consiguiente no hubiera ingreso), el productor-comercializador debe mantener la obligación de firmeza durante el periodo contractual. Con un esquema de esta naturaleza la repartición de riesgos es asimétrica por cuanto es el vendedor quien asume los riesgos mientras que el comprador no tiene compromisos que cumplir. Para esta modalidad de contrato se aplica el precio máximo de la Resolución 039 de 1975.
- El contrato pague lo contratado, recibe un precio inferior al máximo regulado en función del porcentaje pactado de consumo mínimo y obliga a una corrección prácticamente anual en la liquidación del contrato teniendo en cuenta que si el consumo de gas es menor al porcentaje de consumo mínimo, el precio resultante sería mayor al máximo regulado lo cual necesariamente obliga a efectuar ajustes que podrían implicar devolución de dineros del vendedor al comprador. En esas condiciones se pierde por completo el sentido de un contrato “*Take or Pay*” con el cual se pretende dar un ingreso mínimo garantizado al productor comercializador que le permita recuperar las inversiones de riesgo en exploración y las correspondientes a la fase de desarrollo de los campos.

En concepto del Consultor, las definiciones de la Resolución CREG 023 de 2000 tienen los siguientes inconvenientes:

- No se ajustan a las definiciones universales de contratación.
- Ofrecen un balance inadecuado de riesgos entre el productor-comercializador y el contratante. En efecto, la percepción es que la regulación busca favorecer a los segundos con respecto a los primeros ya que los riesgos son asumidos enteramente por los productores/comercializadores, posiblemente bajo la premisa de que para éstos no existe ningún riesgo exploratorio o de desarrollo, ya que las reservas se encuentran en explotación.
- No se conocen contratos firmados por los productores comercializadores bajo la modalidad “*Take and Pay*”. En el caso de los contratos “*Take or Pay*” a fin de manejar el mandato regulatorio de menor precio a medida que el consumo mínimo pactado sea mayor, es frecuente encontrar contratos con descuentos inferiores al 1%.

¹⁶ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG Resolución CREG 023 de 2000

- No se tiene claridad sobre lo que puede ocurrir cuando se liberen los precios del gas y no se cuente con la referencia de la Resolución 039 de 1975.

II.3.6. EL MARCO REGULATORIO DE TRANSPORTE

La metodología establecida en la Resolución 001 en su implementación práctica definió cargos de paso en cuyo cálculo el costo total del transporte se define como la sumatoria de los cargos por los distintos tramos del gasoducto que debe recorrer el gas natural. Dichos cargos de paso remunerar los siguientes conceptos:

- Cargos máximos fijos y variables por distancia para remunerar la inversión.
- Cargo fijo para remunerar los gastos de AO&M.
- Dos tarifas estampilla que tienen por objeto remunerar parte de la inversión en el sistema de gasoductos troncales y ramales.

A su vez, los cargos fijos y variables así como los conceptos de cargo estampilla están organizados en parejas de cargos en cuyos extremos del espectro se encuentra una pareja que remunera el servicio de transporte mediante la aplicación del 100% de cargo fijo y 0% de cargo variable lo cual significa que el riesgo lo asume el remitente por cuanto el transportador recibe el pago del servicio independientemente del volumen de gas transportado. En el otro extremo del espectro se encuentra la pareja de cargos 0% de cargo fijo y 100% de cargo variable lo cual indica que el riesgo recae totalmente en el transportador por cuanto éste recibe el pago de su servicio únicamente cuando se transporta el gas.

La característica de esta metodología de determinación de los cargos de transporte está en la señal de distancia la cual se aproxima a lo que ocurriría en un mercado de competencia donde las tarifas reflejan los costos de prestación de los servicios. La consecuencia de esta situación es que el gas cuesta más a medida que los centros de demanda están localizados a distancias mayores de los campos de producción como ocurre con los mercados de Bogotá, Medellín y en particular el Occidente.

Los puntos más destacados de la metodología de determinación de tarifas de transporte que ameritan una consideración regulatoria son los siguientes en concepto del Consultor:

- La expansión del sistema de transporte se basa en el esquema de contratos o “*contract carriage*” mientras que el sistema eléctrico de transporte se basa en el concepto de “*common carriage*” o transportador

común donde la expansión se planifica centralmente y el servicio de transporte se paga mediante una tarifa común o de tipo estampilla. Esta situación implica que la expansión del sistema de transporte de gas natural se desarrollará cuando los contratos le brinden las garantías necesarias al transportador de que cuenta con una masa crítica de volumen que justifique las ampliaciones en la capacidad de transporte pero no necesariamente eso va a ocurrir cuando el balance de la oferta y demanda de gas las requiera. Esta situación es particularmente crítica en tramos que pueden coparse rápidamente como El Porvenir - Vasconia una vez que entre en operación el gas de Cusiana y los consumos que dependen de la Guajira migren paulatinamente hacia el suministro de gas del oriente.

- La regulación actual flexibilizó la contratación del transporte al introducir el concepto de las parejas de cargos la cual permite que el cliente proponga la combinación de cargo fijo y variable que más se ajusta a su curva de carga. Debe anotarse que cada pareja de cargos debería ser indiferente para el transportador por cuanto si bien el nivel de riesgos cambia de una pareja a la otra, éste se ve compensado por la tarifa la cual se incrementa a medida que se tiene una pareja de cargos con un componente variable mayor en porcentaje. Las consideraciones anteriores sugieren que el cliente debería tener la libertad de escoger la pareja que más le convenga; sin embargo, el transportador considera que no todas las parejas remuneran firmeza como es el caso de la pareja 0% Fijo y 100% Variable la cual precisamente debería usarse por parte de los clientes para contratar aquellos consumos con menor probabilidad de ocurrencia. Para el transportador ECOGÁS, esa pareja de cargos 0% Fijo y 100% Variable remunera servicios de transporte de carácter ocasional mas no firme y si se acude a la instancia regulatoria para dirimir el tema, el transportador podría acogerse al procedimiento de aproximación ordinal el cual converge a un punto intermedio que no le conviene a los intereses del cliente por cuanto no le permite optimizar el manejo de su curva de carga. Se propone que el cliente sea autónomo en la decisión respecto a la pareja de cargos que desea aplicar al contrato si se mantiene el criterio de que el transportador debe ser neutral frente a la gama de parejas de cargos que la norma pone a consideración de los agentes para la celebración de los contratos de transporte.
- Las tarifas de transporte en el interior del país se convirtieron en la práctica en un mecanismo de arbitraje de la oferta de gas al determinar cuál de los dos campos principales en Colombia – Guajira o Cusiana – es competitivo en la zona centro, sur y occidente. Esta situación le ha impedido al gas de la Guajira competir con Cusiana al sur de Barrancabermeja y a su vez no le permitiría al gas de Cusiana llegar en condiciones de competencia para atender el mercado de la Costa Atlántica. Esto hace que el mercado colombiano se comporte como dos submercados segmentados e independientes el uno del otro.

- La Tabla II-5, que se presenta a continuación contiene los costos totales de transporte desde los campos de producción hasta los principales centros de consumo de lo cual se concluye que un sistema de transporte basado en la señal de distancia conlleva que los campos de producción se utilicen según el valor combinado de Precio de gas + Tarifa de transporte. En esas condiciones puede ocurrir que un campo de producción con un costo económico mayor pero cuyo transporte a los centros de consumo es relativamente más bajo, se utilice a expensas de otro campo con costo económico más bajo pero con tarifas de transporte mayores. De esta manera el transporte se convierte en un arbitrador de los recursos de gas que se pueden utilizar en los diferentes mercados lo cual consideramos que debe ser objeto de una consideración detallada en la próxima revisión de la metodología regulatoria.

CENTRO DE CONSUMO	CAMPO DE PRODUCCIÓN					
	BALLENA			CUSIANA		
	20% F - 80%V	50 F% - 50%	80 F% - 20%	20% F - 80%V	50 F% - 50%	80 F% - 20%
LA MAMI	0.432	0.407	0.382	2.573	2.404	2.236
BARRANQUILLA	0.522	0.491	0.461	2.659	2.484	2.312
CARTAGENA	0.613	0.577	0.543	2.747	2.568	2.391
BARRANCA	1.205	1.151	1.096	1.335	1.226	1.119
SEBASTOPOL	1.367	1.290	1.213	1.179	1.093	1.007
VASCONIA	1.479	1.385	1.292	1.071	1.001	0.931
MARIQUITA	1.813	1.691	1.571	1.392	1.295	1.199
MEDELLÍN	2.528	2.355	2.181	2.298	2.118	1.939
ARMENIA	2.525	2.355	2.187	2.078	1.935	1.792
BOGOTA	2.727	2.521	2.315	1.612	1.487	1.362
NEIVA	2.890	2.689	2.491	2.430	2.257	2.085
CALI	3.054	2.845	2.638	2.587	2.406	2.227

Tabla II-5: Costos de transporte de gas para varias parejas de cargos.¹⁷

- En el centro de esta discusión están las opciones básicas para definir las tarifas de transporte: señal por distancia y cargo estampilla. En el último caso, el transporte tiene un efecto neutro frente a los diferentes campos de producción y se dan las señales para una optimización de los recursos del país al utilizar primero los campos de costo económico menor y posteriormente aquellos de mayor costo. La regulación colombiana ha optado por la definición de tarifas de transporte con señal de distancia, por considerar que de esa forma se están generando tarifas que envían la señal correcta en cuanto al costo económico del servicio. Sin embargo, las tarifas

¹⁷ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG. Resolución 125 de 2003, y otras complementarias, cálculos del Consultor

de transporte calculadas de esa manera, traen como consecuencia que el gas natural llega a los mercados apartados como Medellín y Cali a unos precios mayores a los que se tendrían si se utilizara el cargo estampilla y por consiguiente el gas natural queda en posición de debilidad frente a los combustibles sustitutos. En opinión del Consultor en un mercado de gas natural en vías de maduración como el colombiano es más conveniente considerar la posibilidad de una tarifa estampilla antes que basado en señales de distancia. En concordancia con lo anterior, la próxima metodología regulatoria para el servicio de transporte deberá nuevamente abrir las puertas para promover una mayor competencia entre los campos de gas para atender los mercados del interior en el caso del gas Guajira y los mercados de la Costa Atlántica en el caso del gas de Cusiana y otros del piedemonte llanero.

II.3.7. LA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

Como se indicó en la primera parte del capítulo, la nueva regulación que entró en vigencia mediante la Resolución 011 de 2003, establece un cargo promedio de distribución y le permite al distribuidor estructurar tarifas diferenciales por rangos de consumo de tal manera que los ingresos totales no superen los que corresponden al cargo promedio mencionado anteriormente.

En la práctica, esta metodología le permite al distribuidor establecer tarifas por volumen lo que dificulta aún más los procesos de competencia por cuanto el distribuidor puede establecer para su propio mercado, la “canasta de tarifas” que más le convenga a sus intereses y que además le permita neutralizar la incursión de comercializadores independientes. Adicionalmente, puede darse el caso de que los usuarios regulados terminen apalancando a los no regulados, lo cual va en contravía de la regulación la cual establece que es esta clase de usuarios la que debe contar con la mayor protección posible a fin de que las tarifas reflejen los costos de prestación del servicio en condiciones de competencia amplia. Sin embargo, eso no ocurre por dos consideraciones a saber:

- La discriminación tarifaria por volumen autorizada explícitamente en la Resolución 011 de 2003.
- La carencia de información de los usuarios sobre las prácticas comerciales de los distribuidores y en particular sobre las escalas de tarifas con respecto a volumen.

Esta situación hace imposible verificar el cumplimiento del principio de neutralidad hacia los consumidores por parte del distribuidor. En esas condiciones, un consumidor en particular no tiene los elementos para verificar si está siendo tratado en igualdad de condiciones con respecto a otros usuarios de características similares a menos que disponga del conocimiento especializado y del personal calificado para hacer análisis a profundidad sobre el mercado de gas natural a fin de llegar a conclusiones sobre el tratamiento que recibe de frente al

universo del mercado. De igual manera, para un comercializador externo, ingresar a un mercado en estas condiciones le impone unas barreras de acceso muy difíciles por la restricción de información salvo en aquellos casos de usuarios no regulados que pueden conectarse directamente al sistema de transporte haciendo by-pass a la red distribución.

El tema de fondo es la dificultad de acceso a la información la cual debería ser de divulgación obligatoria por parte de todos los agentes en aquellos casos que defina la CREG y que no conlleven el conocimiento público de información que pueda ser calificada como de reserva.

A manera de ejemplo, se menciona la Resolución CREG 071 de 1999, o Reglamento Único de Transporte, según la cual, los Transportadores deben publicar en una página electrónica la siguiente información, la cual debe ser de libre acceso:

- Manual del Transportador.
- Ciclo de Nominación.
- Volumen total transportado diariamente por gasoducto.
- Ofertas de liberación de capacidad y de suministro de gas, incluyendo Puntos de Entrada y Salida.
- Capacidad Disponible Primaria, incluyendo Puntos de Entrada y Salida.
- Solicitudes del servicio, incluyendo volúmenes y Puntos de Entrada y Salida.
- Capacidad contratada.
- Cuentas de Balance

En la práctica, el cumplimiento que se le da por parte de los transportadores a estas disposiciones es la siguiente:

Los volúmenes transportados son totales por empresa mas no por gasoducto, lo cual dificulta la toma de decisiones en los gasoductos o tramos críticos para cada agente.

Si bien es cierto que la mayoría de Transportadores publican las tarifas para servicios diferentes al firme, como los interrumpibles, ocasionales, etc, para las tarifas del servicio de transporte en firme se limitan sólo a transcribir las Resoluciones en las que les son aprobados los grupos tarifarios, presentando a los agentes confusión en el momento de tomar decisiones.

Los dos principales gasoductos, no publican la Capacidad Disponible Primaria o la Capacidad Contratada. Esto dificulta la posibilidad de negociación por parte de remitentes que deseen liberar capacidad o contratar directamente con un tercero alguna capacidad que no prevean utilizar.

ANEXO 1 - INDICADORES DE CONCENTRACIÓN INDUSTRIAL

La concentración de empresas en un sector o industria, es un tema de interés para economistas, agentes del mercado y para el Gobierno. Dos métodos utilizados para medir la concentración industrial son la *Tasa de Concentración* y el *Índice Herfindahl-Hirschman*. A continuación, se explican brevemente estos indicadores y su aplicabilidad al mercado del gas natural.

TASA DE CONCENTRACIÓN

La tasa de concentración es el porcentaje de participación de mercado que poseen las x empresas más grandes de la industria, siendo x un número específico de empresas, usualmente 4. La tasa de concentración se expresa como CR_x , por ejemplo CR_4 .

La tasa de concentración se puede entonces expresar como:

$$CR_x = s_1 + s_2 + s_3 + \dots + s_x$$

Con s_i = participación de mercado de la empresa i

Si la tasa CR_4 se aproxima a cero, se indica que la industria es fuertemente competida, ya que las cuatro empresas más grandes no tienen una participación de mercado significativa. En términos generales, si el valor de CR_4 es menor a 40 (indicando que las cuatro firmas más grandes tienen menos del 40% del mercado), se considera que la industria presenta altos niveles de competencia con un gran número de empresas pero ninguna teniendo una porción muy grande de mercado. De otra parte, si el valor de CR_1 es cercano a 90, indica que la empresa más grande del sector controla el 90% del mercado, lo cual se aproxima a una condición de monopolio.

Si bien la tasa de concentración se considera útil, ésta muestra un panorama incompleto de la concentración de empresas en un sector, pues su definición no incluye las participaciones de mercado de todas las industrias, ni da información

sobre la distribución del tamaño de las empresas. Por ejemplo si hubiera un cambio significativo en la composición de las empresas que son incluidas en la tasa de concentración (fusiones, ventas parciales, etc.), el valor de la tasa podría no cambiar.

EL ÍNDICE HERFINDAHL-HIRSCHMAN (HHI)

El índice Herfindahl - Hirschman, da un panorama más completo de la concentración de algún sector, pues toma las participaciones porcentuales de mercado de todas las empresas, las eleva al cuadrado y las suma. De esa manera se da un valor más alto a las empresas con participación mayor. Si en el sector existen n empresas, el HHI se expresa como:

$$HHI = s_1^2 + s_2^2 + s_3^2 + \dots + s_n^2$$

Siendo s_i la participación porcentual de mercado de la empresa i .

Al contrario de lo que podría ocurrir con la tasa de concentración, el HHI se modificará si hay cambios en la participación de mercado de las firmas más grandes.

El índice Herfindahl-Hirschman se calcula como la suma de los cuadrados de la participación de mercado de cada empresa en un sector. Por ejemplo si solo existiera una empresa en el sector, su participación de mercado es 100% y el HHI tomaría el valor de 10,000 (máximo valor posible del índice). En el otro extremo si en un mercado existen un gran número de empresas competidoras, cada una con una participación de mercado baja, el valor HHI sería cercano a cero, indicando una competencia casi perfecta.

El Departamento de Justicia y la Comisión Federal de Comercio de Estado Unidos, han usado desde 1982 el HHI como guía en la evaluación de fusiones o adquisiciones comerciales, clasificando los sectores¹⁸ de la siguiente manera:

- Un sector en donde el índice es **menor a 1000** (ninguna empresa tiene una participación mayor al 10% del mercado) representa un **mercado relativamente no concentrado** y una fusión que mantenga el índice en ese rango no será objeto de análisis especial.
- Un sector en donde el índice está **entre 1000 y 1800** se considera **moderadamente concentrado** (ninguna empresa con una participación mayor a 18.8%) y una fusión que eleve el HHI en más de 100 puntos será

¹⁸ HORIZONTAL MERGER GUIDELINES. *U.S. Department of Justice and the Federal Trade Commission*. 1992, 1997 Disponible en Internet en la dirección http://www.usdoj.gov/atr/public/guidelines/horiz_book/hmg1.html

evaluada muy de cerca, teniendo en cuenta el impacto competitivo en el mercado y el cumplimiento de las leyes antimonopolio.

- Un sector en donde el índice es **mayor a 1800**, se considera **altamente concentrado**. Una fusión que aumente el índice en más de 50 puntos, será seguida de cerca. Adicionalmente, existen grandes consideraciones e impedimentos antimonopolio en una transacción que aumente el HHI en más de 100 puntos (movimiento que implique aproximadamente 10% de mercado). Cualquier transacción que aumente el índice en 100 puntos en un mercado concentrado, se considera anticompetitiva y para que sea aprobada, deberá demostrar que no violará la *Guía para Fusiones Horizontales*¹⁹ ni ejercerá un abuso de posición dominante en detrimento de la competitividad del mercado.

Estas mediciones de concentración de mercado deben tener en cuenta no solo el valor del índice *per se* sino la naturaleza del mercado que se está evaluando; por ejemplo, para el caso del transporte de gas natural, es claro que el ideal de eficiencia no contempla la instalación de gasoductos en paralelo operados por diferentes transportadores y se acepta el carácter eminentemente monopólico de esta actividad. Por otra parte, mediciones del índice Herfindahl – Hirschman para determinar indicadores de concentración en las actividades de producción y más aún en la distribución, se consideran completamente aplicables. .

¹⁹ Ídem nota 18