

GAS NATURAL EN COLOMBIA - GAS e.s.p.*

FERNANDO GUERRERO SUÁREZ
FERNANDO LLANO CAMACHO

Fecha de recepción: 6-12-2002

Fecha de aceptación: 30-4-2003

HISTORIA

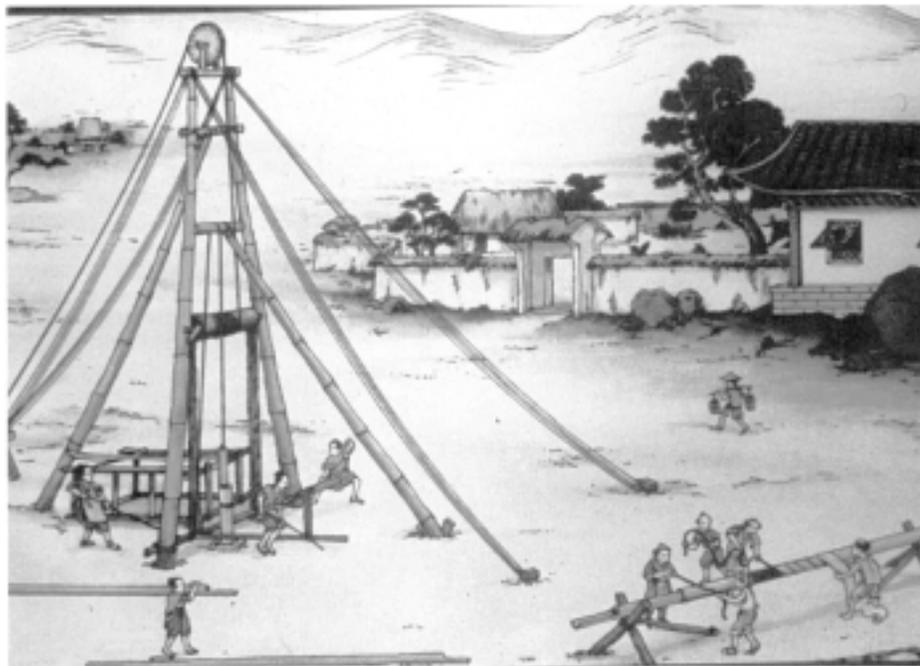
El gas natural es hoy en día una fuente de energía que circula bajo el suelo de la mayor parte de las ciudades del mundo civilizado; aporta comodidad doméstica y provee a la industria de la energía que necesita. Paradójicamente, el gas natural que ahora llamamos «la energía del futuro» es conocido por la humanidad hace miles de años. Los hombres primitivos observaban las llamaradas que se producían en los pantanos cuando caía un rayo. Desde entonces, el tercer estado de la materia, el gaseoso, no ha dejado de inspirar curiosidad y temor, por lo misterioso e intangible de su naturaleza. Los primeros descubrimientos de yacimientos de gas natural fueron hechos en Irán entre los años 6000 y 2000 a.C. Estos yacimien-

tos de gas, probablemente encendidos por primera vez mediante algún relámpago, sirvieron para alimentar los «fuegos eternos» de los adoradores del fuego de la antigua Persia. También se menciona el uso del gas natural en China hacia el 900 a.C. Precisamente en China se reporta la perforación del primer pozo conocido de gas natural, de 150 metros de profundidad, en el 211 a.C. Los chinos perforaban sus pozos con varas de bambú y primitivas brocas de percusión, con el propósito expreso de buscar gas en yacimientos de caliza. Quemaban el gas para secar las rocas de sal que encontraban entre las capas de caliza. En el siglo VII en Japón se descubrió la existencia de un pozo de gas. Las civilizaciones griega y romana, así como la Edad Media, conocieron

* Este caso fue preparado en la Universidad ICESI, como trabajo de grado en el programa de posgrado en la Especialización en Administración de Empresas. El asesor del caso fue el doctor Francisco Velásquez Vásquez. Es propiedad de la Universidad ICESI.

los efectos de la combustión del gas. En el siglo XVI Paracelso, alquimista y médico suizo, produjo por primera vez gas combustible (hidrógeno) por contacto de ácidos con metales y lo llamó «espíritu salvaje»; Juan Bautista van Helmot lo denominó «ghost» (fantasma, espíritu) de donde se derivó, por deformación de esta palabra, el nombre de «gas». En el siglo XVII Robert Boyle, químico y físico irlandés, obtuvo vapor de agua, alquitrán gas por destilación o carbonización de la hulla. Así mismo, en Gran Bretaña, William Murdock consiguió en

1792 alumbrar con gas su casa y sus talleres. El gas lo obtenía en una retorta vertical de hierro estañado y se conducía por tubería a unos veinte metros de distancia. En 1797 se instaló luz, a partir del gas, en la Avenida Pall Mall de Londres, y a partir de entonces se desarrolló rápidamente la industria del gas en Inglaterra. En Alemania, Guillermo Augusto Lapidus, farmacéutico y químico, alumbró en 1811 con gas un sector de Freiberg en donde era profesor de química en la escuela de minas.



También en Alemania, en 1828, se alumbraron las calles de Dresden en un gran acontecimiento, en presencia del Rey de Sajonia. Gracias al aporte del austriaco Carl Auer (con el mechero que lleva su nombre), a partir de 1895, el gas de alumbrado adquirió gran importancia en las

principales ciudades del mundo. Su aplicación como fuente de luz y calor se desarrolló aceleradamente por su facilidad de transporte por tuberías y la sencillez de la regulación y control de la llama, en una época en que no existía la electricidad.



De acuerdo con lo anterior, en principio el gas que comenzó a utilizarse en las ciudades europeas fue de origen manufacturado, obtenido de la destilación o carbonización de la hulla. Este gas preparó el camino tecnológico a la posterior utilización del gas natural. Los Estados Unidos fueron los pioneros de la exploración y explotación del gas natural. En 1821, los habitantes de Fredonia (cerca de Nueva York), hicieron un pozo de nueve metros de profundidad y condujeron el gas por tuberías de madera y de plomo a varias casas para su alumbrado. A lo largo del siglo XIX, el uso del gas natural permaneció localizado porque no había forma de transportar grandes cantidades de gas a través de largas distancias, razón por la que el gas natural se mantuvo desplazado del desarrollo industrial por el carbón y el petróleo. A comienzos de 1900 el gas manufactu-

rado es implementado en Argentina, país con mayor historial en Latinoamérica en este tema. A partir de 1930 comenzaron a explotarse en los Estados Unidos los yacimientos de gas, independientemente de los petrolíferos. Hasta entonces el gas natural que acompañaba el petróleo era quemado o reinyectado en los pozos para mantener la presión de extracción del petróleo. Un importante avance en la tecnología del transporte del gas ocurrió en 1890, con la invención de las uniones a prueba de filtraciones. Sin embargo, como los materiales y técnicas de construcción permanecían difíciles de manejar, no se podía llegar con gas natural más allá de 160 kilómetros de su fuente. Por tal razón, la mayor parte del gas asociado se quemaba en antorchas y el no asociado se dejaba en la tierra. El transporte de gas por largas distancias se hizo practicable a fines de la segunda década del siglo XX por un mayor avance de la tecnología de tuberías. En Estados Unidos, entre 1927 y 1931 se construyeron más de diez grandes sistemas de transmisión de gas. Cada uno de estos sistemas se construyó con tuberías de unos 51 centímetros de diámetro y en distancias de más de 320 kilómetros. Después de la Segunda Guerra Mundial se construyeron más sistemas de mayores longitudes y diámetros. Se hizo posible la construcción de tuberías de 142 centímetros de diámetro. Pero el gran auge en la historia del gas natural no llega, prácticamente, hasta 1960. Entonces los grandes descubrimientos y la explotación de importantes yacimientos en diferentes partes del mundo, especialmente en Europa Occidental, Rusia y norte de África, dan progresivamente una

auténtica dimensión mundial a la industria del gas natural.

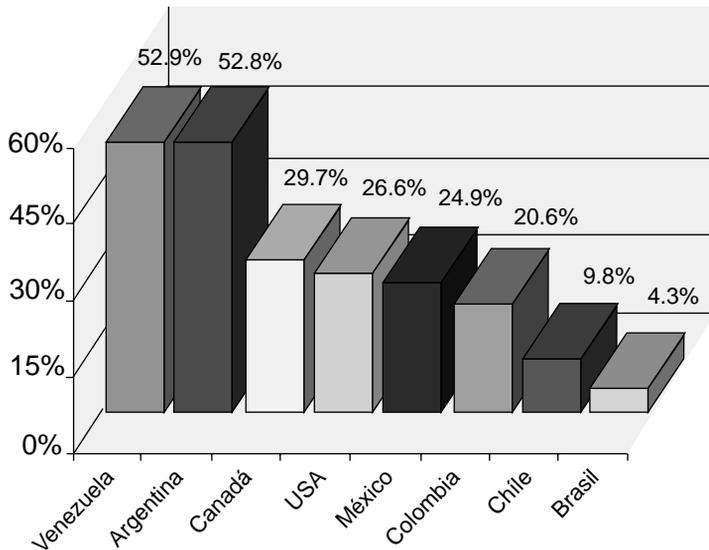
FORMACIÓN

En la tierra, hace millones de años, capas sucesivas de microorganismos, mezcladas con partículas arenosas y arcillosas y restos de organismos vegetales y animales, terminaron por constituir una masa sólida (la roca madre) en la cual, a través de un proceso anaeróbico de descomposición extremadamente lento, de las grasas y proteínas de los organismos vivos, empezaron a formarse el petróleo y el gas natural. El gas natural y el petróleo que se formaron, cuyas pro-

porciones dependen de las presiones y temperaturas (generalmente altísimas) a que estuvieran sometidos, ascendieron entre las capas de terreno permeable (poroso como las esponjas), hasta que quedaban atrapados bajo una cúpula de terreno impermeable o contra una falla o hendidura rocosa. Así, al acumularse, se formaron los yacimientos, es decir, las bolsas o reservas que se van descubriendo hoy en día. El gas, menos pesado, ocupa la parte superior de la cavidad, el petróleo la parte intermedia y en la parte baja normalmente se encuentra agua salada.



Participación del gas natural en la matriz energética de algunos países de América, durante 1997

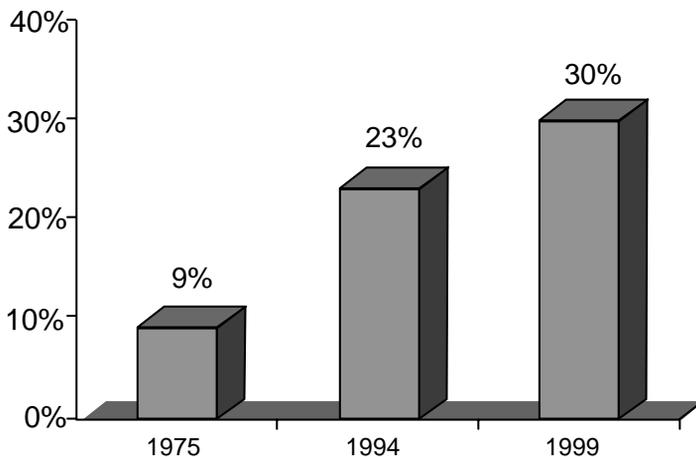


Fuente: Elaboración INNERGY con datos del BP Statistical Review of World Energy, 1998

PANORAMA MUNDIAL DEL GAS NATURAL

Dadas las ventajas medioambientales y operacionales del gas natural, su utilización en el mundo entero ha ido aumentando año a año. Es así

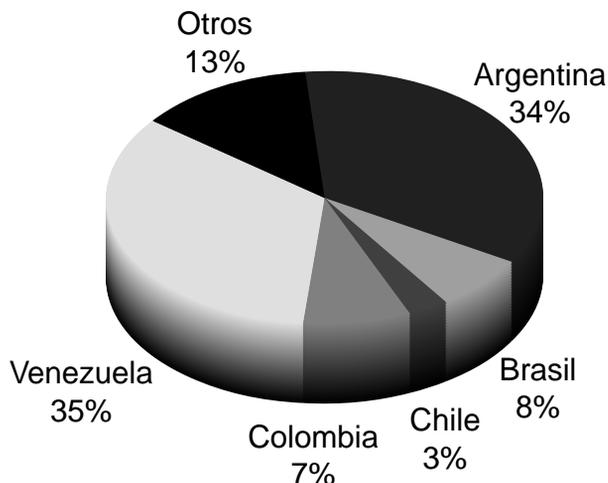
como su participación en la matriz energética mundial ha crecido considerablemente en el último tiempo, obteniendo una participación del 30% para 1999. La matriz energética mundial da cuenta de los distintos energéticos utilizados como tales.



Los mayores países consumidores de gas natural en 1997 eran Estados Unidos y Rusia, con un 28,8% y 15%,

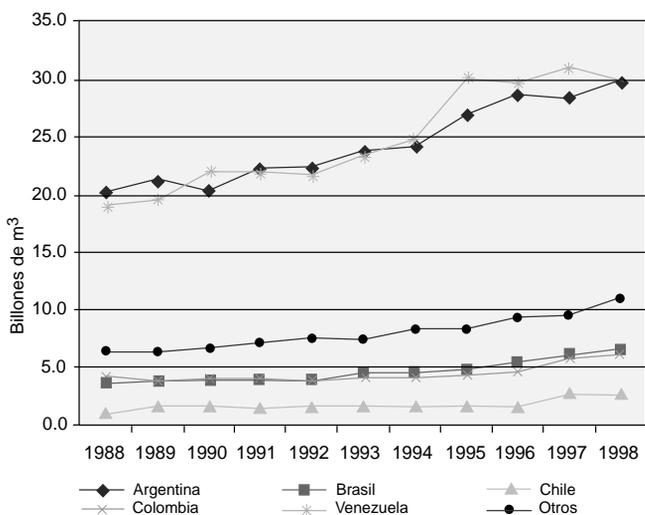
respectivamente, del consumo mundial total.

Distribución del consumo latinoamericano de gas natural durante 1998



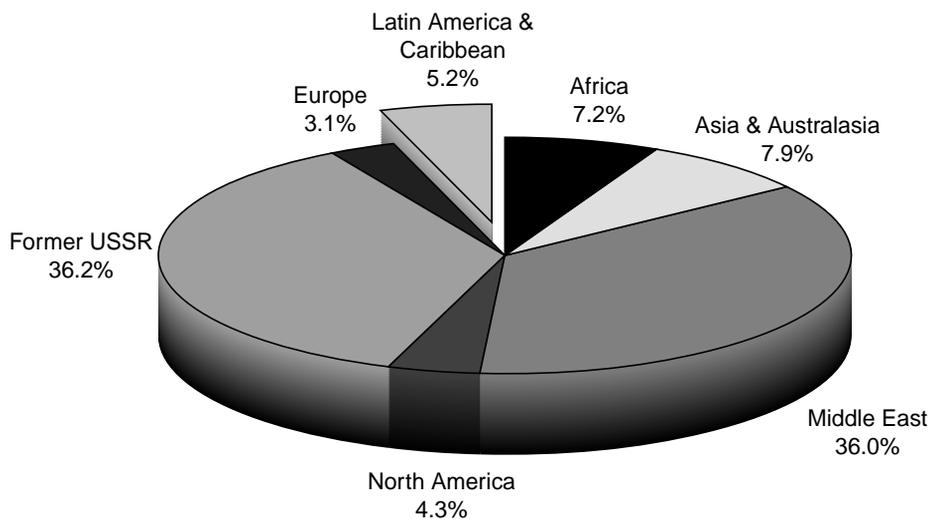
Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 1999

Evolución del consumo latinoamericano de gas natural durante el período 1988-1998



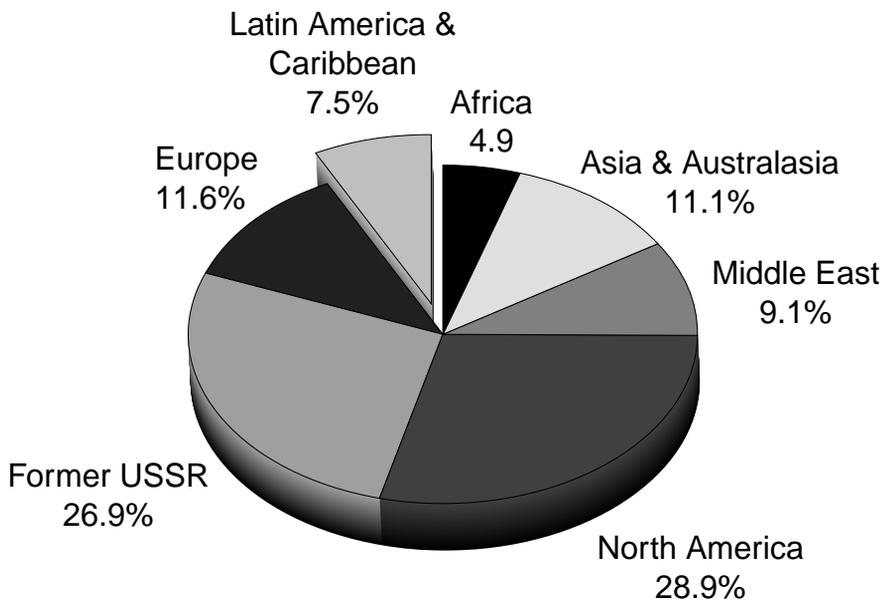
Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 1999

Reservas mundiales de gas natural



Total: 155.176 (10⁹M³)

Producción mundial de gas natural



Total: 2.517.381 (10⁶m³)

Reservas y producción de gas natural (América Latina)

Gas natural 2001

País	Reservas probadas 10 ⁹ m ³	Producción 10 ⁶ m ³	R/P Años
Argentina	763.5	42.718.6	17.9
Barbados	0.2	32.2	6.2
Bolivia	774.8	7.074.8	109.5
Brasil	219.8	12.098.2	18.2
Colombia	213.0	8.497.0	25.1
Costa Rica	0.0	0.0	
Cuba	0.0	594.6	0.0
Chile	0.0	2.582.2	0.0
Ecuador	28.5	1.038.3	27.4
El Salvador	0.0	0.0	
Grenada	0.0	0.0	
Guatemala	0.6	0.0	
Guyana	0.0	0.0	
Haití	0.0	0.0	
Honduras	0.0	0.0	
Jamaica	0.0	0.0	
México	1.102.9	56.907.6	19.4
Nicaragua	0.0	0.0	
Panamá	0.0	0.0	
Paraguay	0.0	0.0	
Perú	245.1	1.960.6	125.0
República Dominicana	0.0	0.0	
Suriname	0.0	0.0	
Trinidad & Tobago	557.1	16.495.7	33.8
Uruguay	0.0	0.0	
Venezuela	4.200.0	38.280.9	109.7
Total Regional	8.105.6	188.280.7	43.1

GAS NATURAL EN COLOMBIA

Reseña histórica

La utilización del gas natural en Colombia se remonta al descubrimiento de los campos de Santander. Con excepción de los campos de gas libre, el gas asociado fue considerado en el país como un subproducto de la explotación del crudo, y era quemado en las teas (un tipo de antorcha) de los campos petroleros. Desde 1961, la conciencia sobre el valor del gas se empieza a plasmar en la legislación, y es por primera vez a través de la Ley 10 de 1961, que se prohíbe de forma explícita su quema, posteriormente se ratifica mediante el decreto 1873 de 1973.

En 1973 se inicia la construcción en la Costa Atlántica del primer gasoducto para atender las necesidades del sector industrial para esa zona del país, extendiéndose a todos sus departamentos. Con el objeto de sustituir energéticos de alto costo, en 1986 se estableció el primer plan nacional de uso general del gas natural, llamado «Programa de gas para el cambio». El bajo volumen de reservas de esa época y la coyuntura en que se desenvolvían los energéticos, los cuales estaban subsidiados, limitaron el desarrollo de este plan.

En 1990 surge una vez más la necesidad de crear la cultura del gas. Con el documento oficial «Lineamientos del cambio», se da pie para que se adelanten una serie de estudios, los cuales confirman los beneficios económicos que se derivarían para el país a partir de la utilización de este combustible.

Hacia finales de 1991, el CONPES aprobó el programa para la masifica-

ción del consumo de gas, con base en el estudio que había adelantado en cooperación con la Comunidad Económica Europea, en el cual se identificaron los principales proyectos del plan de masificación del gas. En este documento el CONPES esbozó una política macroeconómica y energética integral, en la que se establecieron las facilidades para los particulares en la construcción de gasoductos troncales, mediante el esquema de concesión. Igualmente se presentó la posibilidad de la distribución a cargo de empresas privadas o mixtas.

La entonces Comisión Nacional de Energía aprobó, en mayo de 1992, el sistema de transporte de gas, separándolo en troncal, subsistemas y distribución, para garantizar un suministro adecuado a los futuros usuarios. En 1993, se elaboró el documento Minminas Ecopetrol DNP-2646-UINF-DIMEN, a través del cual se expresó nuevamente la necesidad de promocionar una matriz energética más eficiente y conveniente para el país, mediante sustitución de energéticos de alto costo. En el mismo año se expidió el Decreto 408 de marzo 3, en el cual el CONPES aprobó las estrategias para el desarrollo del Plan Gas, que contemplaban la conformación de un sistema de transporte de gas natural, donde Ecopetrol ejercería, directamente o por contrato, la construcción de los gasoductos utilizando esquemas de BOMT (siglas en inglés del esquema de financiación en donde un inversionista privado Construye (B), Opera (O), Mantiene (M) y Transfiere (T o similares), para conectar los campos de producción con los centros de consumo en el país.

La Ley de Servicios Públicos (142/94) estableció el marco normativo y tarifario, designando a los entes respectivos para garantizar la penetración del gas natural.

Se vio también la necesidad de crear un sistema de transporte de gas independiente de los productores, comercializadores y distribuidores, que garantizase el acceso abierto en igualdad de condiciones a todos los usuarios. Así se llegó, después de varios años de debate, a la creación de la Empresa Colombiana de Gas, Ecogás, el 20 de agosto de 1997, como una Empresa Industrial y Comercial del Estado, con autonomía presupuestal y administrativa, cuya misión es administrar y controlar, operar y explotar comercialmente los sistemas de gasoductos en el interior del país.

Con estas políticas, la masificación del uso del gas se hace una realidad que permitirá modificar el patrón de consumo de todos los sectores y establecer una oferta adecuada de energía. Es así como por motivos de interés social y con el fin de que la cobertura de los servicios públicos se pueda extender a personas de menores ingresos, la Ley 142 de 1994 faculta al Ministerio de Minas y Energía (MME) para conformar áreas de servicio exclusivo para la distribución domiciliaria de gas combustible y suscribir contratos de concesión especial en los que se incluyen cláusulas de exclusividad que establecen que ninguna otra empresa podrá prestar el servicio de distribución en esa área.

El Ministerio de Minas y Energía (MME), mediante invitación pública número 01 de 1996, convoca a presentar propuestas para celebrar contrato de concesión especial para pres-

tar, con exclusividad, el servicio público de distribución domiciliaria de gas natural por red física o tubería en los municipios del área denominada «Área del Valle del Cauca».

GAS e.s.p.

Historia

Es una compañía de naturaleza mercantil, privada, de nacionalidad colombiana, constituida el 6 de mayo de 1997, por escritura pública número 2060 de la Notaría 55 del círculo de Bogotá, con un período de duración indefinido.

Su objeto social es la compra, venta, almacenamiento, transporte, envase, distribución y comercialización del gas natural o cualquier otro combustible, así como hidrocarburos o sus derivados en todas sus formas, en todo el territorio nacional o el extranjero.

En cumplimiento de su objeto desarrollará entre otras las funciones de construir y operar gasoductos, redes de distribución, estaciones de regulación, medición o compresión y en general cualquier obra necesaria para el manejo, distribución y comercialización de gases combustibles en cualquier estado.

La compañía tiene su domicilio en Palmira, departamento del Valle del Cauca, república de Colombia. La sociedad se constituyó con un capital autorizado de 500 millones de pesos en la ciudad de Santafé de Bogotá, Distrito Capital, Departamento de Cundinamarca, República de Colombia en la Notaría 53 de Santafé de Bogotá, mediante escritura pública No. 1236. El valor nominal por acciones es de \$100.

El 30 de octubre de 1997, en la ciudad de Santafé de Bogotá, mediante escritura pública No. 2365 la sociedad reformó el artículo quinto de los estatutos sociales contenidos en la escritura No. 1236. Se autorizó un capital de seis mil millones de pesos, representados en acciones de un valor nominal de \$100 cada una.

El 31 de mayo de 1999, en la ciudad de Santafé de Bogotá, mediante es-

critura pública No. 4576 la sociedad reformó el artículo quinto de los estatutos sociales contenidos en la escritura No. 1236. Se autorizó un capital de seis mil ochocientos cincuenta millones de pesos, representados en acciones de un valor nominal de \$100 cada una.

Al 31 de diciembre de 2000 la sociedad presentaba la siguiente composición accionaria:

Accionista	Capital pagado	No. de acciones	%
Gassurti S.A E.S.P.	2.312.560.000	23.125.600	33,76
Colnagas S.A. E.S.P.	1.601.530.000	16.015.300	23,38
Natural S.A. E.S.P.	1.174.090.000	11.740.900	17,14
Gaspri S.A.	880.910.000	8.809.100	12,86
Gas Oriente	880.910.000	8.809.100	12,86

La empresa inició operaciones en el municipio de Guacarí con nueve usuarios residenciales conectados. Al finalizar 1997 se anillaron 1.770 viviendas, en 1998 se anillaron 14.999 viviendas y se conectaron 4.931 usuarios, en 1999 se anillaron 10.653 viviendas y se conectaron 5.095 usuarios, en 2000 se anillaron 46.981 viviendas y se conectaron 15.073 usuarios, durante 2001 se anillaron 53.339 y se conectaron 32.692 usuarios. Hasta el 31 de septiembre de 2002, se han anillado 27.440 viviendas y se han conectado 26.446 usuarios nuevos. La totalidad de los municipios incluidos en la concesión hasta la fecha están en servicio y estos son: Guacarí, Buga, Tuluá, Pradera, Yumbo, El Cerrito, Jamundí, Andalucía, Ginebra, Candelaria, Palmira, Cartago, Sevilla, Zarzal, Caidonia, Bugalagrande, Anserma-

nuevo, Florida, Obando, San Pedro, La Unión, La Victoria y Roldanillo.

Tarifas de cobro

Las tarifas de cobro del consumo de gas natural se deben aplicar cumpliendo con las disposiciones vigentes sobre el régimen tarifario, e iguales a las contenidas en la oferta presentada al Ministerio de Minas y Energía (MME). Se debe mantener indemne dicho Ministerio ante cualquier reclamación y asegurar los bienes afectos a la prestación del servicio. El control del cumplimiento del contrato de concesión se realizará a través de las autoridades competentes, principalmente el Ministerio de Minas y Energía (MME), la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSP) y la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

Contrato de concesión

La Nación, por resolución No. 80640 del 11 de abril de 1997, adjudicó mediante contrato, la concesión exclusiva a **GAS e.s.p.** por el término de 17 años a partir del 9 de mayo de 1997, para prestar el servicio público de transporte, distribución y comercialización del gas líquido propano (GLP) y gas natural por propanoductos y gasoductos en el área denominada «**Área del Valle del Cauca**», prestación que comprende la construcción, operación y mantenimiento de sus tuberías y equipos, incluyendo las acometidas de su propiedad para cada uno de los inmuebles con gas en los 23 municipios que conforman la concesión. El término de duración de exclusividad (distribución y/o comercialización a los usuarios regulados) es hasta el día 30 de junio de 2014, fecha después de la cual la empresa podrá continuar prestando el servicio.

GAS e.s.p. tiene propiedad plena sobre las redes que adquiera o construya; una vez terminado el contrato de concesión mantendrá dicha propiedad y no habrá lugar a la reversión de los bienes a favor del Estado. El contrato de concesión del área exclusiva del Valle del Cauca entre **GAS e.s.p.** y el Ministerio de Minas y Energía (MME) garantiza el equilibrio económico de **GAS e.s.p.** durante su duración, siempre y cuando se mantengan los términos de referencia estipulados en este, como son: capacidad, tarifas, entregas de gas garantizadas que eviten el riesgo de multas por parte de los clientes.

ANÁLISIS COMPETITIVO DE GAS e.s.p.

Proveedores de entrada claves

Ecopetrol: Entidad del Estado con

carácter monopólico, encargada de garantizar el suministro de gas natural; con este fin se ha asociado con empresas multinacionales como Texas Company (Texaco), British Petroleum (BP), Petrotesting, Petrobbras, entre otras, para la exploración y explotación de los yacimientos de petróleo y gas natural. En Colombia, los yacimientos más grandes de gas natural se encuentran ubicados en la Costa Atlántica, específicamente en la Guajira, y son denominados Balleñas, Chuchupa A y Chuchupa B. Estos yacimientos tienen una reserva estimada de suministro de gas natural para el país de 23 años. La tarifa del suministro del gas natural (Gt) está regida por la Resolución 039 de 1975 (Se puede consultar en www.ecopetrol.com.co).

Ecogás: Empresa del Gobierno, también con carácter monopólico, encargada del transporte del gas natural desde la Costa Atlántica hasta el interior del país, comenzando en la Guajira y terminando en Yumbo, Valle del Cauca (Consultar www.ecogas.com.co). A lo largo de este trayecto existen ramales de distribución para atender las diferentes zonas geográficas del país. La tarifa de transporte de gas natural (Tt) está determinada por la resolución CREG (Comisión Reguladora de Energía y Gas) 057 de 1996 (Se puede consultar en www.creg.gov.co) y ésta es proporcional a la distancia que deba recorrer el gas natural para su entrega final.

Empresas en otras industrias que ofrecen productos sustitutos

Ecopetrol. Además de suministrar gas natural, ofrece también los si-

güientes combustibles alternos, producto de la refinación del petróleo:

- Fuel Oil (crudo de baja calidad).
- GLP (gas licuado del petróleo), mal llamado gas propano.
- Diesel, en Colombia denominado ACPM (aceite combustible para motores).
- Queroseno (crudo de baja calidad, pero mejor que el fuel oil).
- Gasolinas corriente y extra.

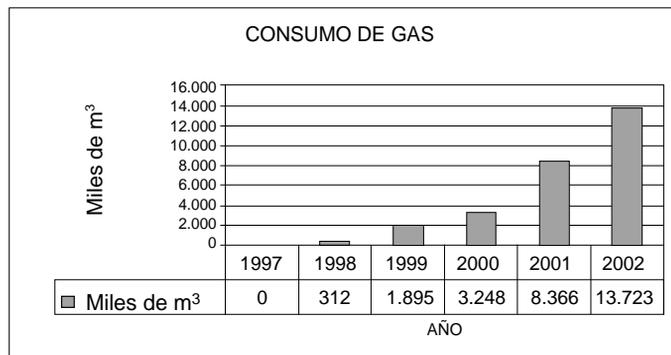
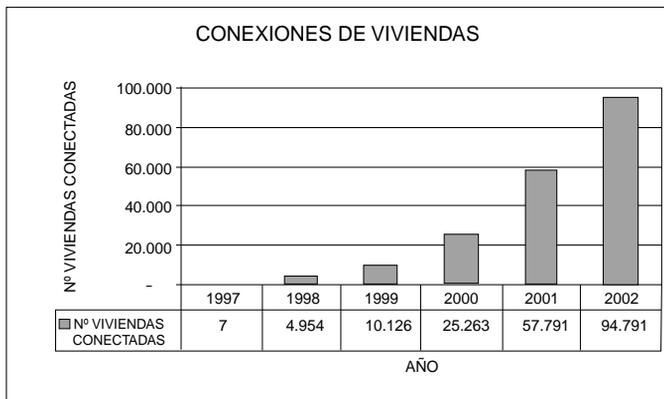
Epsa. Empresa de Energía del Pacífico, dedicada a la distribución de energía eléctrica en el suroccidente colombiano. Propietaria de la termoeléctrica Termovalle.

Emcali. Propietaria de la Termoeléctrica-Termoemcali.

Minas de carbón. Ofrece carbón, sobre todo del área cundiboyacense y de Antioquia.

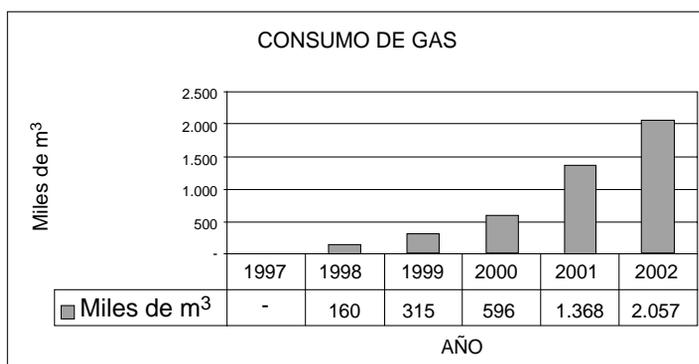
Compradores

Sector residencial: Corresponde a las compras de gas natural en las residencias de las familias de los municipios del Valle del Cauca (sin incluir la ciudad de Cali, pues por concesión del Gobierno es atendida por otra empresa distribuidora de gas natural). Este mercado tiene un estimado de 180.000 viviendas potenciales, de las cuales actualmente **GAS e.s.p.** tiene 89.000, con un promedio de consumo mensual de 18 m³ por vivienda. Alrededor del 95% de esta población corresponde a los estratos 1, 2 y 3.



Sector comercial: Corresponde a los establecimientos que presentan un consumo superior al residencial y hasta un máximo de 30 m³/hora. Este sector está representado en su ma-

yoría por restaurantes, panaderías y locales de comidas rápidas. Este mercado muestra un estimado de 8.000 establecimientos potenciales, de los cuales **GAS e.s.p.** tiene 900.

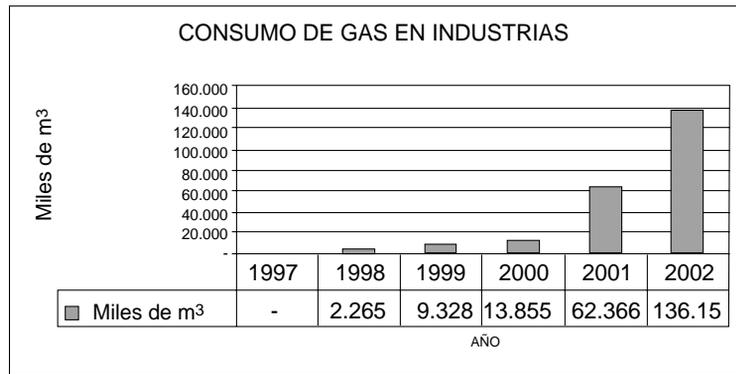
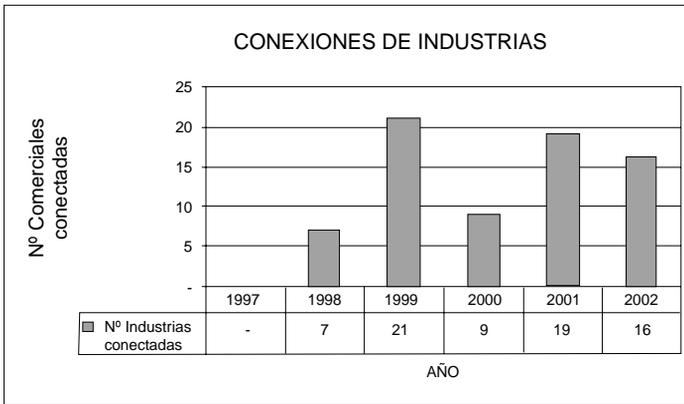


Sector industrial: Corresponde a las empresas que tienen un consumo superior al comercial y sin un tope máximo del mismo. Este sector está representado por la industria papelera, alimenticia, química, vidrios, grasas y de llantas, principalmente. El sector está dividido en regulados (empresas que consuman hasta 300.000 pie³/día (8.500 m³/día) y que sólo pueden ser atendidas por **GAS e.s.p.** hasta el 31 de diciembre de 2004, a partir de allí el rango baja a 100.000 pie³/día (2.830 m³/día). Las

empresas no reguladas son aquellas que presentan consumos por encima de los valores establecidos anteriormente. Dichas empresas pueden ser atendidas por otras compañías distribuidoras y/o comercializadoras de gas natural. El mercado está segmentado por rangos de consumo. El consumo de gas natural de este sector es de 13'500.000 pie³/día (382.300 m³/día) que equivalen al 89% de las ventas de gas natural de **GAS e.s.p.** El potencial del sector es de 25'000.000 pie³/día (708.000 m³/día). En cuanto

a la cantidad de empresas conectadas es de 72, de un potencial de 200. Los usuarios no regulados represen-

tan el 79% del consumo del sector industrial.



Nuevos integrantes potenciales

Empresas distribuidoras de gas natural: Tienen la posibilidad de distribuir y/o comercializar el gas natural a los usuarios no regulados en la zona de influencia de **GAS e.s.p.**

Empresas comercializadoras de gas natural: Tienen la posibilidad de comercializar el gas natural a los usuarios no regulados en la zona de influencia de **GAS e.s.p.**

Competidores

Comercializadores de carbón: Empresas dedicadas a comercializar el carbón, ofreciendo paquetes integrales; equipos y combustible con precios atractivos, como se muestra en la canasta energética (Ver Anexo 1).

Comercializadores y/o distribuidores de gas natural: Descrito anteriormente.

Comercializadores de fuel oil, diesel y queroseno: Empresas de-

dicadas a almacenar, distribuir y comercializar el fuel oil en el Valle del Cauca.

Comercializadores de GLP: Empresas dedicadas a almacenar, distribuir y comercializar el GLP en el Valle del Cauca.

PROBLEMÁTICA DE GAS e.s.p.

La cadena de valor de la industria del gas natural en Colombia es la siguiente:

Gas en boca de pozo: Es el gas en el yacimiento, el cual es manejado por Ecopetrol y sus socios internacionales como la BP, la Texas y Petrotesting, entre otros. Este gas tiene un costo, según resolución 039 de 1975, de US\$1.96/MMBTU puesto en Barrancabermeja (ver página web de Ecopetrol). En la actualidad, su costo representa el 54% de la tarifa de gas para el usuario. Los yacimientos con mayores reservas son los de la Guajira; Chuchupa A, Chuchupa B y Ballenas. Estos tienen el 80% de las reservas actuales del país, entregando un panorama de abastecimiento durante los próximos 23 años. Existe gas natural asociado en Cusiana, el cual podría entregar alrededor de 240 millones de pie³/día, pero se tiene estimado que entraría a operar a comienzos de 2005 y muy posiblemente pueda hacer una entrega parcial de 40 millones de pie³/día a comienzos de 2003.

Transporte de gas: Es toda la red nacional de gasoductos que permite llevar el gas a las distintas ciudades y municipios en las diferentes regiones del país. En las afueras de cada municipio ubican unas estaciones «City Gate» o «Puerta de Ciudad» donde filtran el gas, le bajan la pre-

sión y lo miden; este es el punto de entrega para las empresas distribuidoras y/o comercializadoras. Se destacan dos sistemas: el de la Costa Atlántica, que es manejado por Promigás y entrega en la actualidad el 70% del volumen del gas consumido a nivel nacional y el del interior que es manejado por Ecogás que entrega el 30% restante (Ver Anexo 2). Para el suroccidente colombiano la tarifa de transporte es alrededor del 29% de la tarifa de gas para el usuario. Es importante destacar que el tramo Ballenas-Barranca es una tubería de 18" de diámetro con capacidad de transportar 150 MM de pies cúbicos/día, la cual representa un cuello de botella para los volúmenes que se tienen que entregar en el interior del país. En este instante se tiene un déficit de aproximadamente 80 millones de pie³/día, de los cuales **GAS e.s.p.** requiere alrededor de 7 millones de pie³/día para suplir las necesidades inmediatas de sus clientes en la modalidad de gas en firme.

Ecogás en su sistema de transporte atiende con gas natural a seis termoelectricas que son «despachadas» (inician operación) de acuerdo con las necesidades de energía eléctrica del país, esto a su vez depende del «Fenómeno del Niño» (nivel de las hidroeléctricas) y atentados terroristas a las torres de energía. La prioridad de «despacho» depende de la eficiencia de cada termoelectrica, siendo las primeras en despacharse las más eficientes.

El contrato de las termoelectricas con Ecopetrol (gas en boca de pozo) es gas de modalidad en firme y con Ecogás el transporte es gas en firme, por lo que las termoelectricas cuando no

están generando y aunque no consuman el gas lo deben pagar a sus proveedores, esto quiere decir, que aunque la capacidad total del gasoducto Ballenas-Barranca está contratada, no siempre se utiliza en su máxima capacidad. Cuando las termoeléctricas no están operando hay un gas disponible que no es utilizado por ellas, por lo que en este caso se origina el concepto de gas interrumpible, que es el gas que puede ser entregado a las diferentes empresas distribuidoras y/o comercializadores del interior del país, siempre y cuando las termoeléctricas no sean despachadas. Será interrumpido el transporte respectivo, una vez se tenga necesidad de la operación de las termoeléctricas. El costo del transporte del gas interrumpible puede ser el 50% con respecto al transporte del gas en firme. La modalidad de gas en firme garantiza la entrega del gas al cliente durante todo el tiempo contratado con él y la única forma que puede ser interrumpido es en casos de «fuerza mayor o casos fortuitos» (huelgas, ataques terroristas, terremotos, entre otros señalados por la ley colombiana).

Distribución de gas: En el país existen más de quince empresas distribuidoras de gas natural, cada una de ellas debe disponer de un sistema de tuberías para tomar el gas de las City Gate y entregarlo a los consumidores finales. Se destacan como mercados objetivos los sectores residencial, comercial, industrial, y el gas comprimido para vehículos (GNCV).

En el caso de **GAS e.s.p.**, el consumo actual es de 15'000.000 pie³/día, de los cuales se tiene contratado con los usuarios 12'300.000 pie³/día en firme y 2'700.000 pie³/día interrumpible.

A comienzos del presente año ECOPEPETROL decidió garantizar a **GAS e.s.p.** solamente 8'000.000 pie³/día para los años 2003 y 2004, por la restricción del gasoducto Ballenas-Barranca. Esto coloca a **GAS e.s.p.** en una posición difícil, pues contractualmente con los usuarios actuales se corre el riesgo con 4'300.000 pie³/día., estos han sido suplidos hasta la fecha con gas interrumpible, pero en el momento en que esto no se pueda hacer, no solamente se deja de vender un volumen de gas importante, equivalente a \$130.000.000 mensuales de la utilidad, sino que se deben pagar multas por incumplimiento de contratos y pérdidas en la producción en las empresas.

Un cálculo aproximado de dichas multas indica que debe estar alrededor de los \$80.000.000 mensuales. Adicionalmente, la empresa está condenada a no crecer en el número de usuarios conectados con gas en firme, lo que frena posibles nuevos proyectos con gas natural.

Como se mencionó anteriormente, dentro de los clientes industriales existen los usuarios no regulados que representan el 79% del consumo y que son un atractivo para la competencia, pues el volumen potencial que ellos tienen les otorgaría grandes beneficios y a su vez podrían causar un déficit financiero de grandes proporciones a **GAS e.s.p.** Los clientes no regulados generan el 60% (\$420'000.000 por mes aproximadamente) de las utilidades en el sector industrial para **GAS e.s.p.**

De otro lado, también debe considerarse que el proyecto de distribución de gas natural para el área del Valle del Cauca originalmente fue concebido

do para tener su punto de equilibrio en el año séptimo (7), es decir, en el 2004. Sin embargo, la competencia, las condiciones del mercado y los cambios súbitos en la regulación de la industria del gas natural, han obligado a **GAS e.s.p.** a desplazar el punto de equilibrio al año noveno (9).

Las diferentes empresas distribuidoras de gas natural han conformado una entidad que las agremia, denominada

NATURGÁS (www.naturgas.com.co). A través de esta asociación se establece un frente común para el logro de objetivos que permitan que la industria del gas natural en Colombia sea más dinámica y eficiente. Para esta agremiación es importante mantener una posición crítica y objetiva ante los diferentes entes gubernamentales y de regulación que propenden al futuro del gas natural en Colombia, como un mecanismo sano de mejoramiento.

Comercialización: El concepto de comercialización originalmente estaba asignado a las empresas distribuidoras, pero debido a cambios de la regulación y con el objeto de estimular la competencia, la CREG está actualmente elaborando una resolución que establezca las reglas de juego para esta nueva actividad, dentro de la industria del gas natural en Colombia. Dicha resolución debe estar definida para mediados de 2003 y se estima la entrada de nuevos actores de peso que harán una fuerte competencia a las empresas distribuidoras. Es un riesgo alto porque establecer una empresa de distribución de gas natural requiere de una alta inversión de capital para equipos, plantas y oficinas, además de un

numeroso recurso humano y técnico especializado; mientras que establecer una empresa comercializadora requiere de un mínimo capital, ya que lo esencial es su fuerza de ventas. A pesar de lo anterior, los dos tipos de empresas competirán en igualdad de condiciones por los clientes de mayor consumo, que a su vez son los que entregan las mayores utilidades en el negocio del gas natural.

Aunque el ejercicio de la «comercialización» es un hecho, solo hasta el 2003 se conocerán las normas que lo regirán. Todo esto ha generado mucho movimiento por parte de las empresas distribuidoras de gas natural y energía eléctrica del país, lo mismo que de algunas empresas comercializadoras existentes; todo ello con el fin de establecer alianzas que les permitan tener mayor competitividad con un valor agregado superior para los clientes. Esto es un indicio de lo que sucederá una vez empiece a regir la resolución de «comercialización» en nuestro país.

Competitividad con combustibles alternos: Como se observa en el Anexo 1, los combustibles que directamente le compiten por precio (US\$/MMBTU) al gas natural son el carbón y el fuel oil. En el caso del carbón el precio siempre ha sido una tercera parte del valor del gas natural, pero su manejo y operación son muy engorrosos. Requiere de áreas de almacenamiento grandes que garanticen que el mismo se mantenga seco (cuando se humedece y luego se calienta por el sol se autoenciende), áreas para manejo de cenizas, filtros en las chimeneas de los equipos para disminuir la emisión de sólidos, óxidos de nitrógeno y óxidos de sulfuro

que al contacto con el aire se convierten en ácido sulfúrico, generando la lluvia ácida con efectos nocivos para la piel, la vista y el sistema respiratorio de todo ser vivo. En el caso del fuel oil el precio ha oscilado entre US\$2.50/MMBTU y US\$4.70/MMBTU en los últimos 24 meses, comparado con la tarifa de gas natural que ha estado en promedio a US\$3.27/MMBTU (Ver Anexo 4). Esto significa que el fuel oil en algunas épocas del año ha estado por debajo de la tarifa de gas natural y en otras ocasiones ha estado por encima. Lo anterior muestra que se ha tenido una competencia ardua con este combustible alternativo y se ha requerido permanente monitoreo de su comportamiento, más aún, el precio fijado por ECOPEPETROL no siempre ha sido acorde con el comportamiento de los precios internacionales del barril de petróleo, como debe ser, ya que en época de verano cuando el nivel del río Magdalena en Barrancabermeja es bajo y no permite el tránsito fluvial para transportar el fuel oil a Cartagena, se genera un sobreinventario de este combustible y es entonces cuando ECOPEPETROL toma como medida vender a precios muy bajos, a veces a pérdida, para salir de los volúmenes almacenados. Estas son las temporadas en que el fuel oil es más barato que el gas natural, enviando una señal de incertidumbre al mercado, con efectos negativos para la industria del gas natural en el interior del país (Ver Anexo 1). Sin embargo, es de mencionar que en lo operativo el fuel oil requiere de tanques de almacenamiento, bombas para el movimiento del combustible hasta los lugares de consumo y en algunas ocasiones se debe hacer precalentamiento del mismo

antes de llevarlo a los diferentes equipos. Desde el punto de vista ambiental presenta las mismas emisiones contaminantes que el carbón, pero en una cantidad bastante menor (Ver Anexo 5).

Los demás combustibles alternos tienen unas tarifas superiores al gas natural, por lo que actualmente no representan un gran riesgo para **GAS e.s.p.** Asimismo, el gas natural es el que menos emisiones contaminantes arroja a la atmósfera, razón por la cual se le llama el combustible ecológico. Operativamente sólo requiere equipos de control de la presión y medición y un constante monitoreo que es muy sencillo de hacer (Ver Anexo 5).

Considerando todo lo anterior y conociendo que **GAS e.s.p.** tiene la responsabilidad de la distribución y/o comercialización del gas natural en el área del Valle del Cauca durante doce (12) años más, creemos que sus socios y directivas deben responder varias preguntas en relación con su futuro, como por ejemplo:

1. ¿Podrá **GAS e.s.p.** sobrevivir hasta el año 2014, fecha en la cual finaliza la exclusividad que tiene para distribuir y/o comercializar gas natural en el área del Valle del Cauca?
2. ¿Será que el gobierno nacional, a través de las entidades legislativas y reguladoras podrá definir leyes, normas, resoluciones más coherentes entre los diferentes actores de la industria del gas natural en Colombia?
3. Los problemas técnicos (restricción de capacidad del gasoducto Ballenas-Barranca) en el sistema

- nacional de gasoductos y el tiempo para su solución, ¿qué incidencia tendrán en la tarifa para las empresas distribuidoras y más específicamente en lo concerniente a la restricción de gas en firme para **GAS e.s.p.** ?
4. ¿Será que la entrada de Cusiana en el 2005 es la solución a mediano plazo de este problema?
 5. En general, los combustibles alternos al gas natural son manejados por ECOPEPETROL (excepto la energía eléctrica y el carbón), entidad que con manejos arbitrarios no garantiza la sana competencia entre los mismos. ¿Cómo este monopolio natural podría ser más eficiente y sobre todo coherente en sus políticas?
 6. Ante la señal de que algunas empresas han empezado a usar nuevamente el carbón, ¿qué se puede hacer?
 7. ¿Cómo se podrá contrarrestar la entrada de los «comercializadores» de gas?
 8. ¿El problema que tiene **GAS e.s.p.** es estructural o de competencia?
 9. ¿Qué debe hacer de forma inmediata **GAS e.s.p.** para afrontar esta situación?
 10. ¿Existirá una solución integral que entregue una salida a todos estos problemas?

ANEXO 1

Canasta energética colombiana a diciembre 9, 2002

Combustible	Poderes calóricos(1)		Costo		\$/MBTU (2)
	BTU/Unidad	Valor	Unidad	Precio	
Energía eléctrica	BTU/kWh	3.412	\$/kWh (3)	210	61.547
Gasolina 87-93 Oct.	BTU/Galón	115.400	\$/Galón	3.650	31.629
Queroseno	BTU/Galón	134.000	\$/Galón	2.800	20.896
Diesel (ACPM)	BTU/Galón	138.000	\$/Galón	2.600	18.841
Gas propano	BTU/Galón	92.000	\$/Galón	1.634	17.761
Gas natural (4)	BTU/m ³	35.315	\$m ³	535	15.149
Fuel oil cib (6)	BTU/Galón	150.000	\$/Galón	1.950	13.000
Crudo de Castilla (6)	BTU/Galón	152.000	\$/Galón	1.950	12.829
Carbón mineral	BTU/Kg (5)	24.200	\$/Kg	50	2.066

- (1) Valores promedio sujetos a revisión.
- (2) \$ (pesos)/MBTU (millones de BTU).
- (3) Tarifa representativa, precio compuesto niveles I y II. Promedio estimado.
- (4) Tarifa industrial. Precio representativo.
- (5) Valor promedio de los carbones colombianos.
- (6) Precio reajustado puesto en Bogotá.

Nota: El precio de los combustibles es puesto a domicilio en Bogotá D.C.

Fuente: Juan V. Saucedo B.

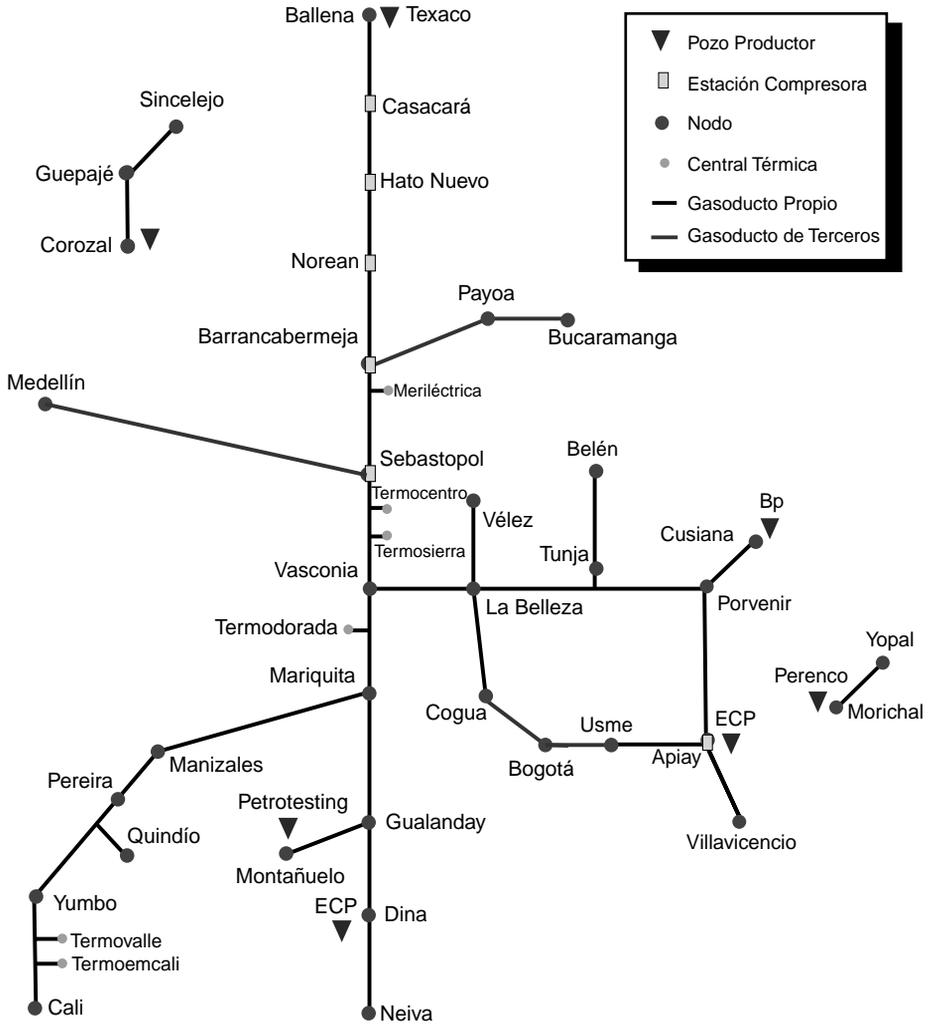
ANEXO 2

Mapas y diagrama de redes de distribución (Colombia)



ANEXO 2B

Diagrama de flujo de la Red Nacional de Gasoductos



Fuente: Ecogás

ANEXO 2C

Gasoducto Mariquita - Cali



Fuente: Ecogás

ANEXO 3

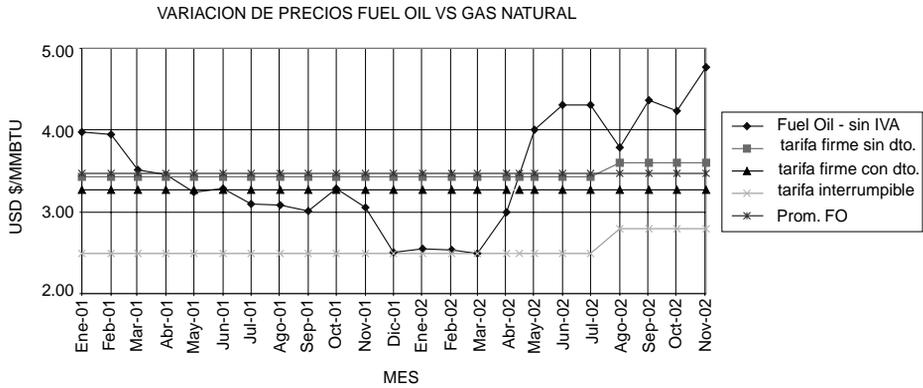
Composición química del gas natural asociado y libre

Componente	Gas asociado (Apiay)	Gas libre (Chuchupa) % Volumen
Metano	78.65	97.69
Etano	10.34	0.42
Propano	4.59	0.12
Butanos	1.96	0.07
Pentanos y más pesados	4.26	0.00
Nitrógeno	0.11	1.40
Dióxido de carbono	0.09	0.30
Total	100.00	100.00
Gravedad específica	0.7634	0.57
Poder calorífico bruto (BTU/Pie ³)	1.335.20	1.003.40

Fuente: UPME (Unidad de Planeación Minero Energética), Ministerio de Minas y Energía (MME).

ANEXO 4

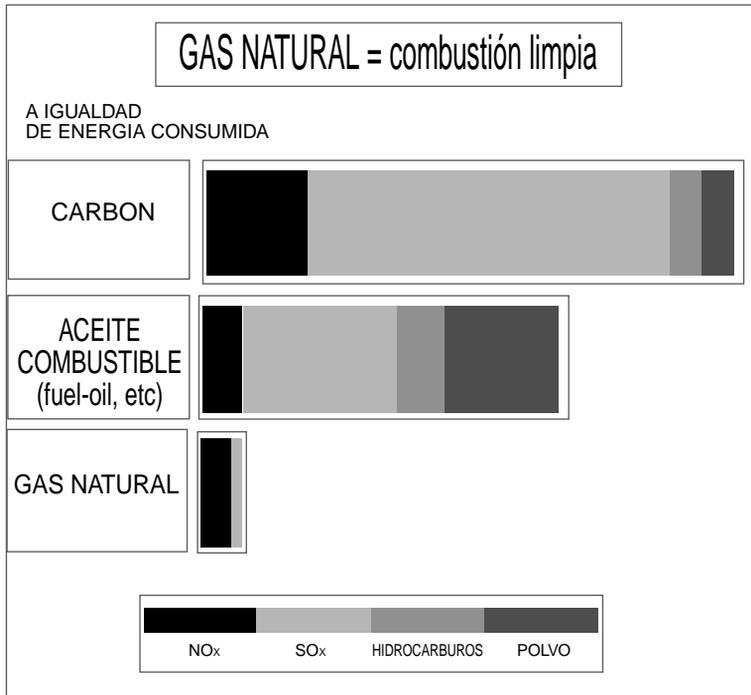
Tabla y gráfico del gas natural versus fuel oil



Fuente: GAS e.s.p.

ANEXO 5

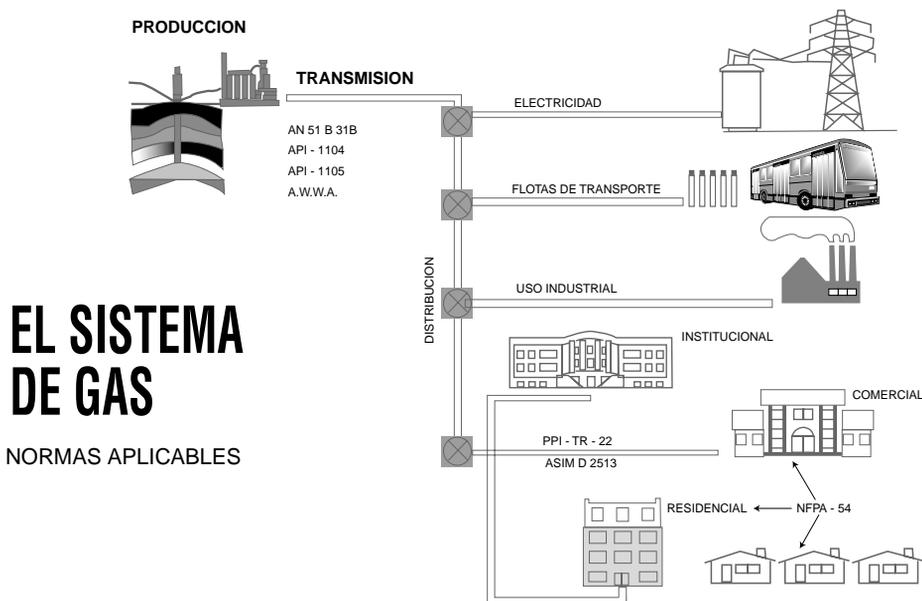
Gráfica comparativa de emisiones contaminantes



Fuente: Gas Natural S.A. e.s.p. (Bogotá), 1991

ANEXO 6

El sistema de gas (Normas aplicables)



EL SISTEMA DE GAS

NORMAS APLICABLES

Fuente: Gas Natural S.A. e.s.p. (Bogotá), 1991

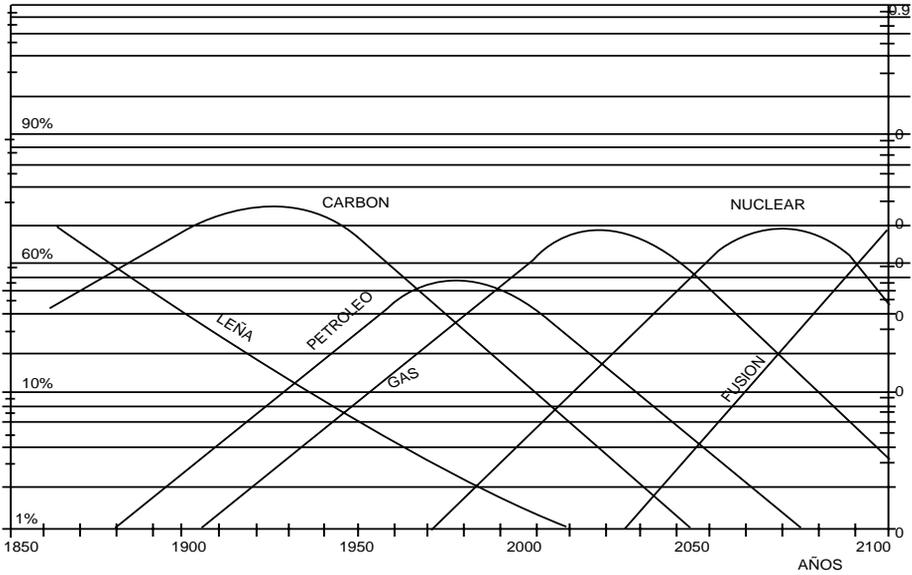
ANEXO 7

Uso de fuentes energéticas y su futuro

Como se observa en la gráfica siguiente, en el período 1850-2100 la evolución de las diferentes fuentes energéticas que la humanidad ha usado y las que se prevén serán utilizadas en el presente siglo, destacándose que el apogeo del carbón coincide con la época de la revolución industrial, el pico en el uso del petróleo se da entre los años 60 y 80, época en que el automóvil se posiciona en el mundo como un elemento necesario para el trabajo y la vida familiar. En la actualidad, los movimientos de tipo

ambiental y las crisis económicas en diferentes regiones del mundo han exigido el uso de combustibles más limpios y económicos, con sistemas de control que garanticen el mínimo de emisiones nocivas para el medio ambiente y los seres vivos. Esta es la razón principal para que el gas natural hoy tenga aceptación mundial, aparte de las grandes cantidades de reservas presentes en el subsuelo del planeta que permiten pensar en un futuro prometedor de la humanidad con esta fuente energética.

Evolución del rol de las fuentes energéticas



Fuente: Gas Natural S.A. e.s.p. (Bogotá), 1991

ANEXO 8

Estados financieros de Gas e.s.p.

GAS e.s.p.

Balances Generales

31 de diciembre de 1998, 1999, 2000 y 2001

(En miles de pesos colombianos)

Activos	1998	1999	2000	2001
Activo corriente				
Disponible e inversiones temporales	323.314	177.358	338.270	1.330.053
Deudores	904.921	1.545.751	6.388.375	15.791.836
Inventarios	7.092	992.108	310.987	2.503.253
Gastos pagados por anticipado	36.665	85.699	184.259	365.772
Total del activo corriente	1.271.992	2.800.916	7.221.891	19.990.914
Activo no corriente				
Deudores a largo plazo	2.050.133	3.164.778	6.839.245	17.993.247
Inversiones permanentes		13.767	42.607	90.337
Propiedades, redes de distribución y equipo	7.653.836	11.848.643	16.783.504	24.694.266
Cargos diferidos	442.861	631.775	330.219	145.595
Cargos por corrección monetaria diferida	222.882	232.747	231.748	224.534
Valorizaciones		2.141.666	5.185.353	8.003.889
Total del activo no corriente	10.369.712	18.033.376	29.412.676	51.151.868
Total de activo	11.641.704	20.834.292	36.634.567	71.142.782
Pasivo y patrimonio de los accionistas				
Pasivo corriente				
Obligaciones financieras	3.066.230	940.391	3.208.201	9.547.429
Cuentas por pagar	328.210	553.404	4.154.347	9.417.921
Obligaciones laborales	14.560	24.806	54.030	111.050
Otros pasivos	38.258	36.111	39.580	338.721
Pasivos estimados	197.587	279.661	262.313	1.483.061
Total del pasivo corriente	3.644.845	1.834.373	7.718.471	20.898.182
Pasivo no corriente				
Obligaciones financieras	755.550	7.207.050	15.144.925	28.122.668
Crédito por corrección monetaria diferida	241.421	268.924	282.567	290.262
Total del pasivo no corriente	996.971	7.475.974	15.427.492	28.412.930
Total del pasivo	4.641.816	9.310.347	23.145.963	49.311.112
Patrimonio de los accionistas	6.999.890	11.523.947	16.287.489	21.831.670
Total del pasivo y patrimonio de los accionistas	11.641.706	20.834.294	39.433.452	71.142.782

Fuente: Informes anuales a accionistas de GAS e.s.p (1999, 2001)

GAS e.s.p.

Estados de Resultados

31 de diciembre de 1998, 1999, 2000 y 2001

(En miles de pesos colombianos, excepto la utilidad/pérdida neta por acción que está expresada en pesos)

	1998	1999	2000	2001
Ingreso por venta de servicios	3.187.081	5.744.332	17.260.276	51.887.845
Costo de ventas	2.784.806	5.330.626	15.670.078	48.277.668
Utilidad bruta	402.275	413.706	1.590.198	3.610.177
Gastos operacionales				
De administración	517.810	575.777	715.258	1.121.442
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	122.726	258.522	379.068	778.592
Utilidad/Pérdida operacional	-238.261	-420.593	495.872	1.710.143
Otros ingresos no operacionales, neto	558.704	1.035.946	565.101	895.139
Gastos no operacionales	-231.662	-431.589		
Corrección monetaria	-442.934	-209.492	65.311	266.214
Utilidad/Pérdida antes de impuesto sobre la renta	-354.153	-25.728	1.126.284	2.871.496
Provisión para impuesto sobre la renta	0	0	230.144	1.009.105
Utilidad/Pérdida neta del año	-354.153	-25.728	896.140	1.862.391
Utilidad/Pérdida neta por acción	-6,44	-0,42	13,09	27,19

GLOSARIO

Anillar: Conformación de redes de tubería en forma de mallas para atender manzanas residenciales.

BTU: (Brithish Thermal Unit), cantidad de energía necesaria para llevar la temperatura de un gramo de agua desde 14.5° centígrados hasta 15.5° centígrados.

CREG: Comisión Reguladora de Energía y Gas.

Conpes: Consejo Nacional de Política Económica y Social.

E.S.P.: Empresa de Servicios Públicos.

GNCV: Gas Natural Comprimido Vehicular.

Gas en firme: Tipo de gas natural que se distribuye y comercializa sin ninguna clase de restricción, ni de producción, ni de transporte.

Gas interrumpible: Tipo de gas natural que se distribuye y comercializa con restricciones de producción y de transporte.

Gasoducto: Tubería metálica de gran diámetro, empleada en el transporte a grandes distancias de gas natural. Los gasoductos permiten la distribución de gas natural desde los yacimientos a los centros de consumo o, en su caso, hasta los puertos de embarque o centros de carga, donde se licúa para facilitar su transporte por vía marítima (lo más habitual) o terrestre. Por comparación, son un sistema joven de transporte por tubería. Éste dio comienzo con los oleoductos, más fáciles y menos costosos de construir y mantener. Al igual que

los anteriores, los gasoductos se construyen mediante la unión por soldadura de tubos de acero que se colocan en la superficie o enterrados en estrechas zanjas. Sin embargo, las características físicas del gas imponen algunas diferencias. La energía necesaria para el transporte se logra mediante estaciones de impulsión intercaladas en la red de tuberías, y la movilización del gas se realiza con turbinas. El número de estas estaciones es mucho mayor, para una distancia dada, que en el caso de un oleoducto.

GLP: Gas Licuado de Petróleo, mal llamado gas propano.

Hulla: Combustible fósil con una riqueza en carbono entre 75 y 90% y un contenido en volátiles que oscila entre 20 y 35%. Es negra, mate, y arde con dificultad con una llama amarillenta. Procede, como los otros tipos de carbones, de la acumulación de vegetales que vivieron durante el período carbonífero sometidos a grandes presiones y temperaturas, por la acumulación de sedimentos posteriores y por las fuerzas tectónicas.

MME: Ministerio de Minas y Energía

MMBTU: Un millón de BTUs.

Proceso anaeróbico: Proceso químico en ausencia de oxígeno.

Propanoductos: Redes de tuberías para la distribución de gas licuado de petróleo o mal llamado gas propano.

S.A.: Sociedad Anónima.

SSP: Superintendencia de Servicios Públicos

BIBLIOGRAFÍA

- www.ecopetrol.com.co
- www.ecogas.com.co
- www.creg.gov.co
- www.naturgas.com.co
- www.upme.gov.co
- Canasta Energética Colombiana, Juan V. Saucedo B. (e-mail: juaju@yahoo.com), Publicación de los jueves en el diario *La República*.
- Resolución para suministro de gas No. 039 de 1975 (Ecopetrol).
- Resolución para transporte y distribución de gas No. 057 de 1996 (CREG - Comisión Reguladora de Energía y Gas).
- Código de distribución de gas
- Informes financieros de la empresa **GAS e.s.p.**
- Administración Estratégica. Conceptos y Casos, Thompson - Strickland, Mc Graw Hill. Décima primera edición.
- Índices de Gestión. Humberto Serna G., 3R Editores.
- Fundamentos de Administración Financiera. Besley - Brigham - McGraw Hill. Décima segunda edición. 2001.
- Fundamentos de Marketing. Stanton William J., Etzel Michael J., Walker Bruce J. Mc Graw Hill. Décima primera edición. 2000.
- Guía de Diseño de Instalaciones Internas Residenciales. Gas Natural S.A. e.s.p. de Bogotá, 1991.
- ferguesua@hotmail.com

COMENTARIOS AL CASO

Gas natural en Colombia-GAS e.s.p.

GAS e.s.p., es una empresa que tiene por objeto distribuir y/o comercializar el gas natural al sector residencial, comercial, industrial y de transporte (GNCV). Es una empresa con cinco años de existencia en etapa de crecimiento, hasta la fecha tiene como usuarios alrededor del 50% del potencial existente en cada uno de los sectores y con unos resultados financieros muy buenos. Enmarcada dentro del panorama mundial en la industria del gas natural, ha tenido la posibilidad de heredar y aplicar tecnología de punta de otros países y empresas que llevan un recorrido bastante extenso en el tema, permitiendo brindar mayor seguridad y confiabilidad en el suministro de este combustible a sus usuarios.

Los proveedores del gas natural a **GAS e.s.p.** son Ecopetrol y Ecogás encargados del suministro y transporte respectivamente. Las reservas de gas natural en Colombia brindan un panorama de veintitrés años de existencia, los cuales son muy buenos. No así en el sistema de transporte que tiene restricciones de entrega del denominado gas en firme y que ha limitado drásticamente en el presente año (2002) a la compañía para seguir comercializando el gas natural, más aún con un déficit de 4.300.000 pie³/día que en la actualidad tiene en el compromiso contractual para entrega a los usuarios, en especial al sector industrial; este volumen se ha podido suplir hasta la fecha con la modalidad de gas interrumpible, pero en el momento que no se pueda hacer esto se tendrán

serias dificultades. Esto significa, que por no vender ese volumen de gas natural se dejaría de tener utilidades por aproximadamente \$130'000.000 al mes y en las multas por incumplimiento en los contratos con los usuarios se tendría que pagar aproximadamente \$80.000.000 mensualmente.

La pérdida de competitividad del gas natural con respecto a sus combustibles alternos se ha acentuado, sobre todo con el fuel oil y el carbón. Con respecto al primero, se debe a las políticas arbitrarias en los precios fijados por Ecopetrol y con respecto al segundo, es un combustible que está muy por debajo del precio del gas natural pero que tiene serios inconvenientes para el medio ambiente.

Se prevé nueva competencia para **GAS e.s.p.** con la expedición en el presente año de la resolución sobre la comercialización de gas natural por parte de la CREG, con la cual se permitirá la creación de nuevas empresas dedicadas exclusivamente a la comercialización de gas natural. Debido a esto, las empresas distribuidoras están actualmente desarrollando estrategias y alianzas para mejorar su posición competitiva ante lo que pueda suceder con la entrada en vigencia de esta resolución.

En la agenda de desarrollo para el Valle del Cauca (2002-2006), se tiene considerado el tema de la masificación del consumo de gas natural. La región se encuentra huérfana del recurso energético, haciéndose necesario alcanzar un adecuado balance energético y una progresiva sustitución de energía hidráulica por térmica. Esto se logrará estimulando el consumo de gas natural.

La propuesta de masificación del gas representa beneficios para la nación, en la medida en que el gas natural sustituya la utilización de combustibles subsidiados que afectan las finanzas de Ecopetrol y para el suroccidente en cuanto sustituya especialmente la reducción de costos en la generación de energía térmica.

Se estima que el ahorro para Ecopetrol en los próximos cuatro años es de aproximadamente US\$50 millones, si se logra esta situación en los consumos como resultado de una política de equidad (el precio del gas debe ser único, independiente del lugar de explotación o de la distancia geográfica, tal como ocurre con la gasolina) para el suroccidente. A ello se le agregan los ahorros cuantiosos por el aplazamiento en las inversiones de refinación de crudos. Así, la masificación del consumo de gas natural contribuirá al mejoramiento de la competitividad de la región.

Con el propósito de profundizar en su discusión, el caso presenta grandes bloques temáticos:

- Reseña histórica, futuro e importancia del gas natural para la humanidad (formación, reservas, consumo, usos, tendencias, estadísticas).
- Panorama actual y futuro en Colombia del gas natural (historia, reservas, consumo, estadísticas, red nacional de gasoductos, restricciones de capacidad).
- Análisis de combustibles alternos (niveles de contaminación, costos, precios, reservas, consumo).
- Competencias con otros proveedores de gas natural (distribuidores y/o comercializadores).

- Estudio de las condiciones sociales, económicas, políticas para el desarrollo de la industria del gas natural en Colombia.
- Análisis de la factibilidad de creación de nuevas empresas en el sector del gas natural.

La discusión del caso, así como las soluciones que se formulen, tienen implicaciones estratégicas en materia energética tanto para el suroccidente colombiano como para el Valle del Cauca.

Así mismo, se ha incluido un material relevante en el cual están identi-

ficadas las fuentes de consulta, lo que posibilita su actualización permanente mediante la investigación que los lectores hagan de ellas, ya que muchas cuentan con su web sites. Esto es fundamental para el buen desarrollo del análisis del caso, puesto que el sector de los energéticos es muy dinámico y de acuerdo con las proyecciones, grandes cambios se llevarán a cabo en el presente siglo. ☀

Francisco Velásquez Vásquez

Director Programa de Administración, Plan Diurno