



COMUNIDAD
ANDINA

SECRETARIA GENERAL



XIII PROGRAMA DE PASANTÍAS COMUNIDAD ANDINA-BID/INTAL

Perspectivas del Mercado de Gas Natural en la Comunidad Andina y Recomendaciones Puntuales

Jorge Andrés Amaya Montejo*

Lima, Junio de 2005

-
- El contenido de esta monografía es de responsabilidad exclusiva del autor, y no compromete la opinión de la Secretaría General de la Comunidad Andina, el BID, el INTAL y la Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia, en donde el autor actualmente trabaja.

ÍNDICE

Resumen	4
Introducción	5
1. Características y prospectiva del gas natural en el mundo	7
1.1 Características de la industria y los mercados	7
1.2 Prospectiva de los mercados de gas	8
2. Mercados regionales de gas	11
2.1 Estados Unidos	12
2.2 Europa	12
2.3 Rusia	13
2.4 China	16
2.5 Brasil	17
2.6 Argentina	18
3. Los países andinos	20
3.1 Trabajos adelantados en materia energética	20
3.2 Bolivia	22
3.3 Colombia	26
3.4 Ecuador	31
3.5 Perú	32
3.6 Venezuela	35
4. Conclusiones y hoja de ruta	38
4.1 Conclusiones generales	38
4.2 Conclusiones particulares y recomendaciones puntuales	39
4.3 Hoja de ruta	40
Bibliografía	42

ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Evolución de las reservas probadas de gas natural y petróleo	8
Ilustración 2: Prospectiva del comercio internacional de gas	9
Ilustración 5: Gasoductos existentes y planeados en Rusia	16
Ilustración 6: Producción y consumo de gas natural en Brasil	17
Ilustración 7: Producción y consumo de gas natural en Argentina	19
Ilustración 8: Evolución de las reservas de gas natural en Bolivia	22
Ilustración 9: Consumo y producción energía primaria en Bolivia	23
Ilustración 10: Consumo y producción de gas natural en Bolivia	24
Ilustración 11: Red de gasoductos en Bolivia	25
Ilustración 12: Proyecto GNL Bolivia	26
Ilustración 13: Participación por campo en el suministro de gas natural año 2003	28
Ilustración 14: Mapa gasoductos Colombia	29
Ilustración 15: Fuentes de generación en Perú	33
Ilustración 16: Gasoductos Perú	34
Ilustración 17: Gasoductos en Venezuela	36
Ilustración 18: Reservas probadas de Gas Natural por regiones (BPC)	37

TABLAS

Tabla 1: Reservas de de gas natural por país	11
Tabla 5: Producción y consumo de gas natural en Rusia 1992 - 2010	14
Tabla 6: Destino de exportaciones de Rusia	15
Tabla 7: Reservas y producción de gas natural en los países Andinos	21
Tabla 8: Resumen sector de energía de Bolivia	22
Tabla 9: Resumen sector de energía de Colombia	26
Tabla 10: Suministro de gas natural 2002 – 2003 (MPCD)	27
Tabla 11: Consumo nacional de energía	30
Tabla 12: Resumen sector de energía de Ecuador	31
Tabla 13: Resumen sector de energía de Perú	32
Tabla 14: Resumen sector de energía de Venezuela	35

Resumen

En este trabajo de monografía se reflexiona una hoja de ruta para el desarrollo del mercado de gas natural en la región andina. Concretamente se propone la utilización de los instrumentos supranacionales que ofrece el Sistema Andino de Integración (SAI) para crear una **Decisión Marco** en la cual se desarrollen las relaciones bilaterales que en el momento están surgiendo para intercambiar gas natural.

Con este objetivo primero se revisan algunas características del gas natural desde la perspectiva del negocio, posteriormente se examinan algunos mercados regionales relevantes por su tamaño y madurez, y luego se describe la situación de cada uno de los países andinos. Al final se señalan recomendaciones puntuales sobre caminos a seguir en el proceso de integración.

Si bien, en el momento ninguno de los países andinos tiene intercambios de gas natural y no hay gasoductos construidos que permitan en el corto plazo esta posibilidad, en este trabajo de monografía se reflexiona sobre una hoja de ruta que podría adoptarse para garantizar que este mercado tenga la correcta evolución, en el interés comunitario establecido en el Acuerdo de Cartagena.

Introducción

Economistas, sociólogos, políticos, etc. coinciden que los servicios de infraestructura son cruciales para la generación de crecimiento, alivio de la pobreza y mejora de la competitividad. Los países de la región han realizado reformas profundas, animando la participación privada y estableciendo nuevos esquemas de regulación. Todo dentro del interés por encontrar un desarrollo sostenido.

Sin un correcto suministro de energía en términos de eficiencia, transparencia, accesibilidad, oportunidad y por su puesto de economía, resulta difícil alcanzar sociedades competitivas que se desenvuelvan globalmente con éxito.

En el mundo, debido a la creciente dependencia energética de los países, especialmente de los mayores consumidores como los Estados Unidos, la Unión Europea, India, China y otras regiones del Asia, las relaciones energéticas tienen cada vez mayor relevancia.

Definitivamente, para los hacedores de política, la seguridad energética esta dentro de su agenda. Desde ya, es factible anticipar mayores niveles de competencia por los recursos energéticos, incidiendo esto en las relaciones políticas.

Los países andinos, desde el Acuerdo de Cartagena, coinciden en la importancia estratégica que involucra la temática energética. Cabe resaltar que en el caso de la energía eléctrica, la Decisión 536 ha constituido un importante avance y hoy es posible observar intercambios eléctricos entre Colombia y Ecuador, y próximamente entre Perú y Ecuador.

La región andina tiene importantes recursos energéticos en petróleo, gas, carbón e hidroelectricidad que permitirían mantener el flujo necesario de energía para mantener y desarrollar los aparatos productivos en cada país. El punto es cómo lograr aprovechar estas ventajas estratégicas para avanzar en la integración.

En la XV Reunión del Consejo Presidencial Andino, celebrada en Quito, en julio de 2004, los Presidentes respaldaron la creación de una Alianza Energética Andina (AEA), señalándose la importancia de impulsar el establecimiento de redes de interconexión eléctricas y gasíferas para fortalecer el desarrollo económico de nuestros países, con un criterio de cohesión social que permita potenciar su desarrollo y promover la equidad.

El interés de este trabajo de monografía consiste en analizar el mercado del gas natural en la Comunidad Andina y señalar recomendaciones puntuales sobre los caminos a seguir en el proceso de integración.

Si bien, en el momento ninguno de los países andinos tiene intercambios de gas natural y no hay gasoductos construidos que permitan en el corto plazo esta posibilidad, en este trabajo de monografía se reflexiona sobre una hoja de ruta que podría adoptarse para garantizar que este mercado tenga la correcta evolución, en el interés comunitario establecido en el Acuerdo de Cartagena.

1. Características y prospectiva del gas natural en el mundo

1.1 Características de la industria y los mercados

El gas natural, a diferencia de otros combustibles fósiles, como petróleo y carbón, se caracteriza por su baja densidad y estado gaseoso. Esto involucra altos costos de almacenamiento y transporte.

Estimaciones de la Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency¹) indican que en general los costos de transporte, en el caso del gas natural, pueden representar el 50% del precio final², en comparación con un 5 – 10% en el caso del petróleo.

Se calcula que en condiciones normales de temperatura y presión, el gas natural es mil veces más voluminoso que el petróleo, para la misma cantidad de energía. Aun, en condiciones de alta presión, la densidad del gas es aproximadamente equivalente a una décima parte del petróleo.

En este sentido, la magnitud de los costos requeridos para transportar el gas natural implica que solamente son rentables los proyectos a gran escala. Así, pequeños y remotos descubrimientos son difíciles de comercializar.

Estas particularidades hacen que los desarrollos comerciales de los campos de gas necesiten desde el comienzo compromisos estables de venta. A diferencia de otros productos, los mercados de gas natural se desarrollan por la demanda, en donde el precio de los sustitutos es uno de los determinantes.

En el mismo sentido, como normalmente se trata de mercados regionales (no hay un mercado mundial de gas, como en el caso del petróleo) y existen elevados costos de transporte, los negocios se logran materializar si simultáneamente se desarrolla la producción y las ventas.

¹ International Energy Agency. South American Gas. 2003. (Página 23)

² Dependiendo del lugar geográfico y la distancia a los centros de consumo, este porcentaje puede ser mayor. Adicionalmente, las metodologías escogidas para recuperar los costos de las inversiones en los gasoductos también influye significativamente.

En el caso del petróleo y del carbón, es posible el desarrollo de la producción sin tener concluidos los compromisos finales de venta. El mercado mundial permite que el productor encuentre compradores.

Con este contexto, desde ya quiero resaltar que la conformación de un mercado andino de gas natural es posible siempre y cuando exista una demanda interna que permita financiar los elevados costos de inversión en la infraestructura requerida para llevar el gas de los campos a los centros de consumo. Esto requiere de relaciones contractuales estables en el tiempo, que brinden seguridad a los inversionistas.

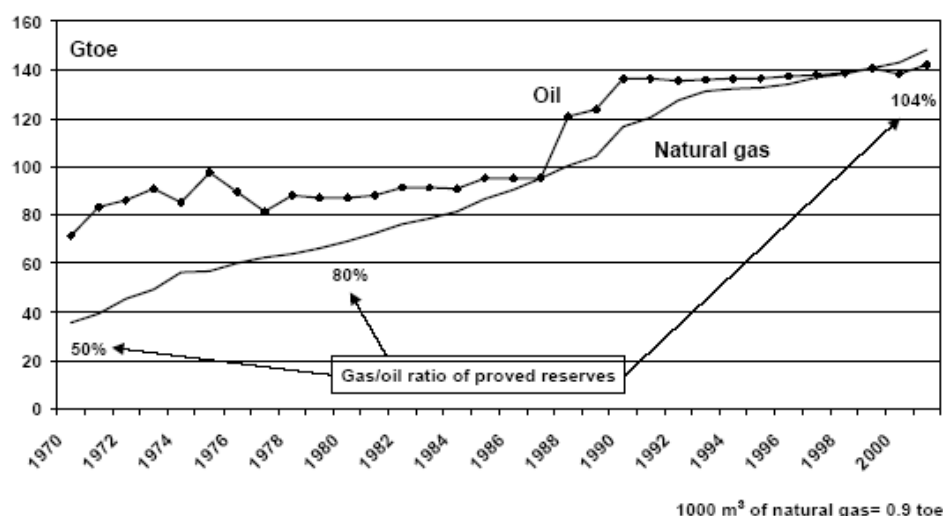
Finalmente, cabe resaltar que aunque el gas natural y la energía eléctrica son dos servicios que requieren de una red física de transporte, es menester señalar que, con excepción de las plantas hidroeléctricas, la energía eléctrica puede ser producida en cualquier lugar, a diferencia del gas natural que sólo es factible producirlo en donde es encontrado.

1.2 Prospectiva de los mercados de gas

Las reservas probadas de gas natural en el mundo crecieron a una tasa anual promedio de 1.9% durante la década pasada en comparación con 0.2% de las reservas de petróleo.

Mientras que a comienzos de los 70s las reservas de gas, en energía equivalente, representaba tan sólo el 50% de las reservas de petróleo, hoy en día (Ilustración 1: Evolución de las reservas probadas de gas natural y petróleo) esta situación es diferente y las reservas de gas superan este commodity.

Ilustración 1: Evolución de las reservas probadas de gas natural y petróleo



Fuente: Cedigaz

El gas natural ocupa el tercer lugar en el mundo entre las fuentes de energía primaria más utilizadas. Se considera que las ventajas medioambientales que aporta y su alta eficiencia como energía facilitarán un consumo aún mayor durante los años venideros.

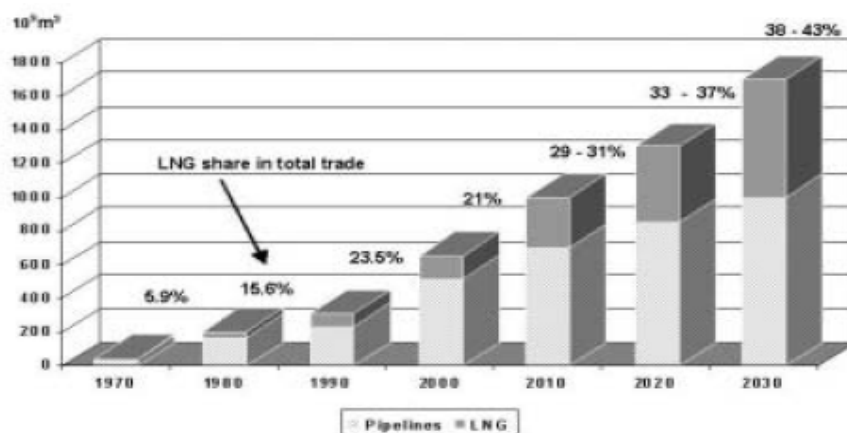
La Agencia Internacional de la Energía considera que en el año 2030 la demanda de gas natural en el mundo crecerá más que la de cualquier otro combustible fósil.

Entre 2002 y 2030, la demanda mundial de gas primario se duplicará y la porción de la demanda energética mundial se incrementará del 23% al 28% (IEA: World Energy Outlook 2002)

Dentro de los principales factores que aseguran un crecimiento sostenido del gas está el hecho que es un combustible fósil limpio³ y contribuye a reducir las emisiones de CO₂. Adicionalmente esta el hecho que el gas natural ha tenido un papel muy relevante en la generación eléctrica, especialmente en las plantas de ciclo combinado.

En cuanto al comercio mundial, de acuerdo con The International Association for Natural Gas (CEDIGAZ) tan sólo el 26.3% de la producción que se comercializa es objeto de intercambios internacionales. De este comercio, el que se realiza por buques en la forma de gas natural licuado (GNL) representa el 21% o el 5.5% del total del comercio internacional de gas.

Ilustración 2: Prospectiva del comercio internacional de gas



Source: CEDIGAZ

³ Los países han establecido políticas y medidas impositivas inspiradas por el cambio climático (protocolo de Kyoto).

Se estima que el bajo porcentaje de intercambios internacionales se origina en los altos costos del transporte. Transportar gas natural es complejo y normalmente requiere de altas inversiones. Adicionalmente las reservas no siempre están cerca de los centros de consumo y el transporte por gasoductos puede enfrentar problemas logísticos, de regulación e incluso políticos.

CEDIGAZ señala que durante el 2000 los principales países exportadores por gasoducto fueron la Federación Rusa, Canadá, Noruega, los Países Bajos, Argelia y el Reino Unido. A su vez, las zonas más importantes de importación fueron Estados Unidos y Europa.

Con respecto al GNL, la parte más significativa del comercio fue realizada por las regiones de Asia – Pacífico, en donde los principales exportadores fueron Indonesia, Malasia, Australia, Argelia y Qatar, y el principal importador Japón.

En Sudamérica, Bolivia, Perú y Venezuela podrían tener proyectos de GNL en el mediano – largo plazo.

2. Mercados regionales de gas

Como se mencionó en el numeral 1.1, a diferencia de lo que ocurre con el mercado del petróleo, en el caso del gas natural no es factible hablar de un verdadero mercado global. Más bien es posible referenciar mercados regionales, los cuales muestran diferentes niveles de organización y regulación, de madurez y de estructura. Dentro de los principales podemos mencionar a América del Norte, Europa Occidental y Rusia.

En el cono sur de Sudamérica comienza a verse una importante actividad en los intercambios que en el momento se presentan entre Bolivia – Brasil, Bolivia - Argentina, Argentina – Chile, Argentina – Uruguay y Argentina – Brasil.

Tabla 1: Reservas de gas natural por país

Country	Reserves (Trillion Cubic Feet)	Percent of World Total
World	6,076	100.0
Top 20 Countries.....	5,449	89.7
Russia	1,680	27.6
Iran	940	15.5
Qatar	910	15.0
Saudi Arabia	231	3.8
United Arab Emirates	212	3.5
United States.....	187	3.1
Algeria	160	2.6
Nigeria.....	159	2.6
Venezuela.....	148	2.4
Iraq	110	1.8
Indonesia.....	90	1.5
Australia	90	1.5
Malaysia	75	1.2
Norway	75	1.2
Turkmenistan	71	1.2
Uzbekistan	66	1.1
Kazakhstan	65	1.1
Netherlands.....	62	1.0
Canada	59	1.0
Egypt.....	59	1.0
Rest of World.....	628	10.3

Source: "Worldwide Look at Reserves and Production," *Oil & Gas Journal*, Vol. 101, No. 49 (December 22, 2003), pp. 46-47.

2.1 Estados Unidos⁴

El mercado norteamericano es maduro y esta muy integrado. Puede afirmarse que es autosuficiente. Se estima que en el mundo es el que está más abierto a la competencia. El proceso de liberalización comenzó en los setenta.

En el contexto mundial, Estados Unidos es el primer productor y consumidor de gas natural. Según la Asociación de Energía de los Estados Unidos (United States Energy Association) para el 2001 el número de consumidores alcanzó los 175 millones, habían 288.000 pozos y existían 125 compañías de exploración y 1.200 de distribución de gas.

La experiencia estadounidense muestra un largo proceso de evolución en la conformación del mercado de gas natural actual. Los primeros intercambios fueron regulados entre los mismos estados, sin embargo, en la medida que los intercambios fueron aumentando hubo necesidad de conformar organismos federales con capacidad de regulación supra – estatal. Así, se establecieron reglas comunes a todos, con el ánimo de armonizar reglas de intercambio.

Durante el proceso, las actividades en la cadena del gas se separaron, quedando unas libres, como los precios en boca de pozo, otras sometidas a la regulación federal, como los transportadores, y otras a la regulación estatal como la distribución.

2.2 Europa

En la Unión Europea se considera que el gas natural es el combustible más ventajoso para la producción de energía eléctrica, razón por la cual se le considera como uno de los energéticos de mayor importancia para la unión.

En Europa, los principales países productores de gas natural son los Países Bajos, Noruega y el Reino Unido. La industria del gas consiste principalmente en actividades situadas al final de la cadena de la producción: transporte y distribución.

Se estima que aproximadamente el 40% de la demanda de gas es satisfecha a través de gasoductos por importaciones provenientes de la antigua Unión Soviética y Argelia, y por el GNL proveniente de África del Norte. Se proyecta que en el 2020 la dependencia en las importaciones será un porcentaje cercano al 70%.

En el libro verde, la Unión Europea ha advertido la importante dependencia de las importaciones de gas procedentes de fuentes externas, y consecuentemente ha señalado la importancia de no confiarse en un único actor del mercado y del compromiso de los Estados miembros para definir las funciones y responsabilidades de todos los actores del mercado en lo que respecta a la seguridad de abastecimiento.

⁴ Los numerales 2.1 y 2.2 fueron modificados para efectos de la presentación en el V Congreso Latinoamericano y del Caribe de Gas y Electricidad en Buenos Aires. El documento original esta disponible en la Secretaría General de la Comunidad Andina.

⁵ La industria actual del gas natural en los Estados Unidos es producto de una larga evolución regulatoria.

En cuanto a la regulación del mercado del gas en Europa, los Estados miembros han definido una política general de seguridad de suministro, enmarcada en los principios de transparencia, solidaridad y no discriminación.

En la Directiva 2003 55 / EC se establecen varios elementos esenciales para la creación de un mercado interno de gas. Dentro de los principales y que interesarían al proceso que eventualmente se haría en la Comunidad Andina, están los siguientes:

- Reglas de no discriminación a los sistemas de transporte. Cualquier usuario puede tener acceso a la red de transporte.
- Reglas transparentes y conocidas de acceso a las redes de transporte.
- Principios armonizados en las metodologías para el cálculo de las tarifas.
- Principios armonizados para el manejo de capacidades y congestiones. Aquí, cabe resaltar que aunque en el momento la congestión física de las redes no suele ser un problema en la Unión Europea, podría llegar a serlo en el futuro y en la Directiva han establecido que este constituye un tema a definir.
- Se establece que el comercio de los derechos de capacidad⁶ es fundamental para el desarrollo de un mercado competitivo.
- Se establecen principios sobre las formas y medio de divulgación de la información. Así mismo, sobre el compromiso de los países y agencias reguladores para compartir información relevante.
- Las autoridades regulatorias en cada país enmarca sus actuaciones a las Directivas establecidas por el Parlamento.

Finalmente, es importante resaltar que en la Unión Europea se resalta el trabajo comunitario para asegurar una estructura de mercado competitivo y garantizar la seguridad del abastecimiento.

2.3 Rusia

La Federación Rusa posee las mayores reservas probadas de gas natural en el mundo, actualmente es el segundo productor (después de los Estados Unidos) y es el primer exportador.

La industria es un monopolio dominado por la sociedad Gazprom, que controla más del 95% de la producción. A nivel mundial posee un tercio de las reservas. Esta empresa posee toda la infraestructura de transporte en Rusia.

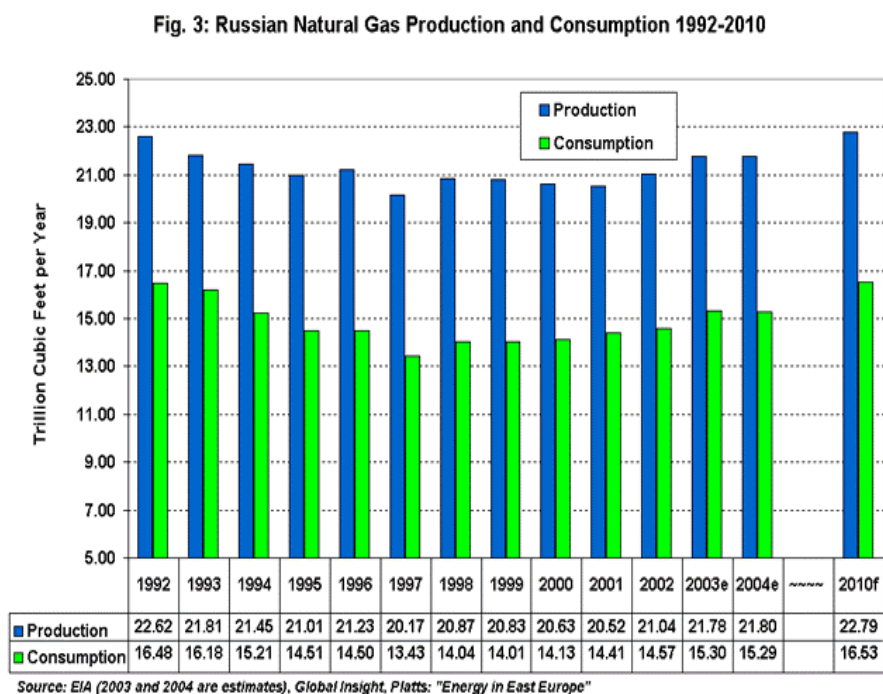
⁶ Se entiende por capacidad el flujo máximo a que tiene derecho un usuario de red con arreglo a las cláusulas de transporte.

Sin embargo, contrario a lo que se esperaría, la industria del gas en esta región no ha presentado desarrollos como en otros lugares. Tanto la producción como el consumo permanecen relativamente estables desde 1992 (Ver Tabla 2: Producción y consumo de gas natural en Rusia 1992 - 2010). Obsérvese que en las proyecciones se indica un crecimiento moderado de este sector hasta el 2010.

Analistas coinciden que a pesar de las abundantes reservas del país, la vetustez de los campos, la regulación estatal, la posición monopolista de Gazprom, que controla toda la industria, y los pocos gasoductos de exportación, han sido aspectos que en buena medida han impedido un mayor dinamismo del sector.

El gas natural se concentra principalmente en tres campos (llamados los tres grandes): Urengoy, Yamburg y Medvezhýe. Estos campos están en declive.

Tabla 2: Producción y consumo de gas natural en Rusia 1992 - 2010



Con referencia a la regulación, las actividades de Gazprom están sometidas a la regulación estatal. Los precios internos son regulados y muy subsidiados. Se calcula que dos terceras partes de la renta de la compañía proviene de las ventas que realiza en el mercado Europeo.

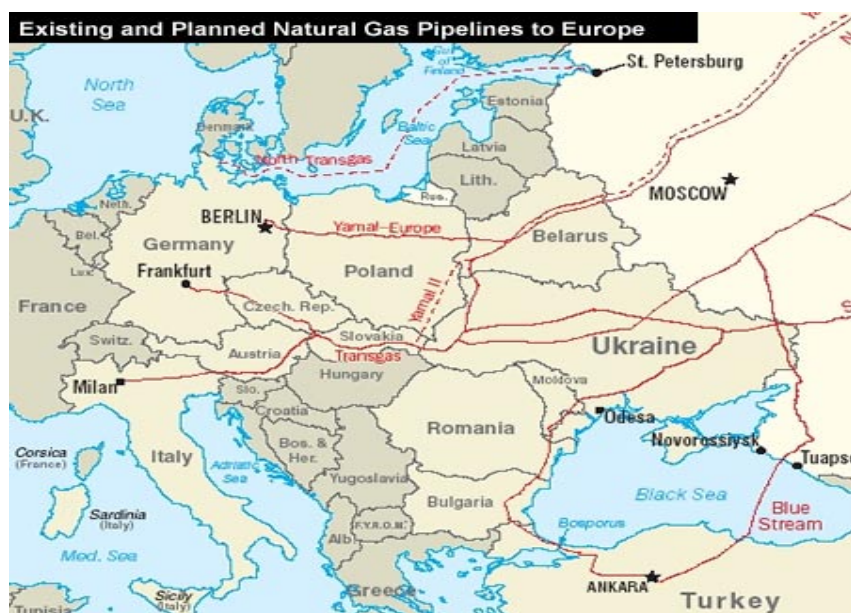
En este sentido, como se ha mencionado en el numeral anterior, las exportaciones rusas representan el 25% de la demanda del gas en Europa, siendo Gazprom una herramienta importante de la política exterior de Moscow.

Históricamente la mayor parte de las exportaciones de gas natural de Rusia fueron enviadas a la Europa del este, sin embargo, desde mediados de los 80s, Rusia comenzó a diversificar las opciones, y hoy tiene importantes intercambios con la Unión Europea, así como con Turquía y otras regiones del Asia.

Tabla 3: Destino de exportaciones de Rusia

TABLE 1: Top 10 European Recipients of Russian Natural Gas Exports, 2003			
Rank	Country	Imports (bcf/year)	Pct of Domestic NG Consumption
1	Germany	1045.9	39%
2	Italy	756.2	28%
3	Turkey	431.1	60%
4	France	402.8	22%
5	Hungary	364.0	68%
6	Czech Republic	275.6	79%
7	Slovakia*	275.6	103%
8	Poland	258.0	62%
9	Austria	190.8	65%
10	Bulgaria	190.8	97%
*Country also re-exports substantial amounts of natural gas			
**Does not include exports through Ukraine and Belarus			
Source: EIA, BP, CIS and E. European Energy Databook, 2004			

Ilustración 3: Gasoductos existentes y planeados en Rusia



Fuente: <http://www.eia.doe.gov>

En cuanto a las posibilidades de comercio de Gas Natural Licuado (GNL), en razón al declinamiento de los tres grandes yacimientos, Gazprom esta estudiando la viabilidad de crear facilidades para este negocio en Murmansk, Yamal, y Shtokman cerca del mar de Barent. Se estima que este gas podría llegar a la costa este de los Estados Unidos.

En el momento China y Corea del Sur tienen un proyecto con Rusia para que éste les provea gas desde el campo de Kovykta.

2.4 China

Históricamente el gas natural en la China no ha sido un combustible de mayor uso. Sin embargo, debido a las importantes reservas domésticas de este combustible en el país (aproximadamente 53.3 trillones de pies cúbicos Tcf) y a las ventajas medioambientales que ofrece el energético, China ha comenzado a desarrollar la infraestructura necesaria para utilizar el gas.

En el momento, el gas natural tan sólo ocupa el 3% del total del consumo de energía en China. Sin embargo, se espera que en el 2010, con las políticas gubernamentales, dicha cifra sea el doble. Esto involucra incrementos en la producción doméstica, importaciones de gas por gasoducto y en la forma de gas natural licuado, y nuevas exploraciones.

En este sentido, recientemente el Gobierno Chino ha anunciado el descubrimiento de nuevos campos y el proyecto de un gasoducto que se conectaría a la red de transporte de

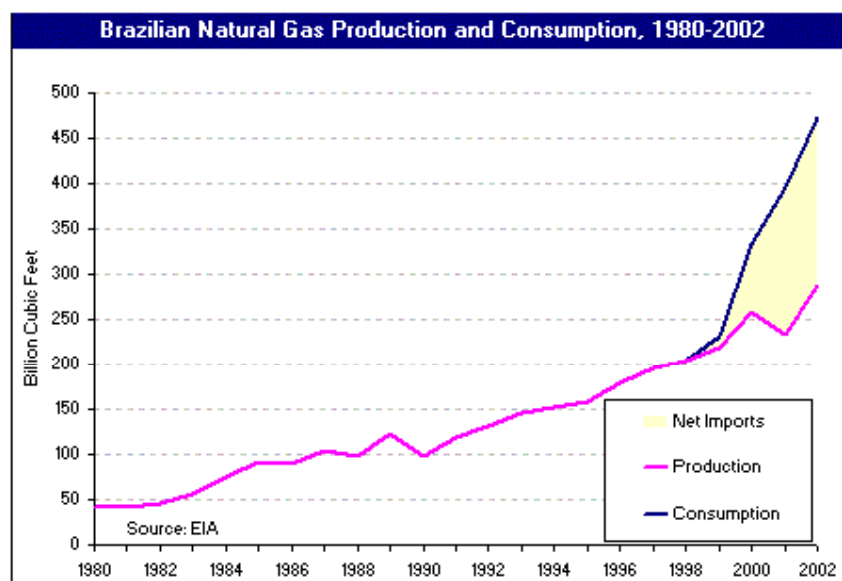
Rusia en Siberia, para traer gas de los campos de Kovykta que tiene reservas de más de 50 Tcf. El proyecto de gasoducto llevaría gas hasta Corea del Sur.

Cabe resaltar que debido a las tensiones en la península coreana, el gasoducto tendría que evitar el paso por Corea del Norte. Así, Corea del Sur, está revisando qué sale más rentable; si hacerlo a través de un gasoducto o importar Gas Natural Licuado (GNL).

Uno de los mayores obstáculos que hasta el momento se ha observado para dinamizar el mercado del gas tiene que ver con la falta de una unidad regulatoria. La fijación de los precios ocurre en diferentes estancias locales y hay incertidumbre en los métodos utilizados para la fijación de precios e impuestos. No obstante, el gobierno, con el fin de desarrollar este mercado, prepara en el momento una serie de modificación legales y regulatorias.

2.5 Brasil

Ilustración 4: Producción y consumo de gas natural en Brasil



Fuente: <http://www.eia.doe.gov/>

Se estima que las reservas de gas natural del Brasil en el 2004 están en 8.5 trillones de pies cúbicos. Campos y Santos poseen las mayores reservas de gas natural.

En el 2002 se consumieron 472 Bcf y se produjeron 287 Bcf. El faltante se cubre con importaciones desde Bolivia (Ilustración 4: Producción y consumo de gas natural en Brasil), las cuales comenzaron a realizarse desde 1999.

Dentro de la estructura de consumo de energía, el gas no tiene un papel muy relevante. En el 2002 se estimaba que solamente representaba el 5.7% del total de la energía

primaria, en contraste con Argentina en donde representa aproximadamente el 45% del total.

No obstante lo anterior, el consumo de gas natural en el Brasil se ha estado incrementando sostenidamente en los últimos años.

Desde comienzos de los noventa, Brasil ha promocionado el uso del gas natural con el fin de diversificar la matriz energética del país. Especialmente el interés ha sido reducir dependencia en generación hidráulica y petróleo.

El proyecto más significativo para lograr dicho objetivo ha sido la construcción de un gasoducto de 2.000 millas desde Bolivia, conocido como Gasbol, para importar gas de dicho país. El gasoducto comenzó a construirse en 1997 y se concluyó en 1.999.

Gasbol es el resultado de un acuerdo en 1996 entre Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y Petrobras. El GSA (Gas Supply Agreement) requiere que Petrobras compre de YPFB el gas natural, en un contrato tipo take or pay, que especifica volúmenes de gas a ser transportados por 20 años. Cuando se firmó el contrato, Brasil hizo el compromiso de construir 16 plantas generadoras de energía.

En los últimos años se ha observado que la demanda esperada de gas no ha sido la que inicialmente se proyectó y el gobierno no ha construido las plantas generadoras anunciadas. Parte de esta situación tiene que con la recesión que vivió el país en 1.999, que devaluó el real y por consiguiente hizo que el precio del gas se encareciera. Mientras los generadores tienen que comprar el gas en dólares, la energía producida se vende en reales y no hay mecanismos directos para transferir los mayores costos a los usuarios.

Adicionalmente, y a pesar que en los señalamientos de política económica se ha manifestado el interés del país por reducir su dependencia de la energía hidroeléctrica, la verdad es que este modelo de generación continua siendo muy competitivo e incluso el actual presidente ha anunciado nuevos proyectos hidráulicos.

La situación descrita ha hecho que Brasil repetidamente haya tratado de cambiar las condiciones de la demanda contratada con Bolivia, sin embargo, hasta el momento no se ha llegado a ningún acuerdo.

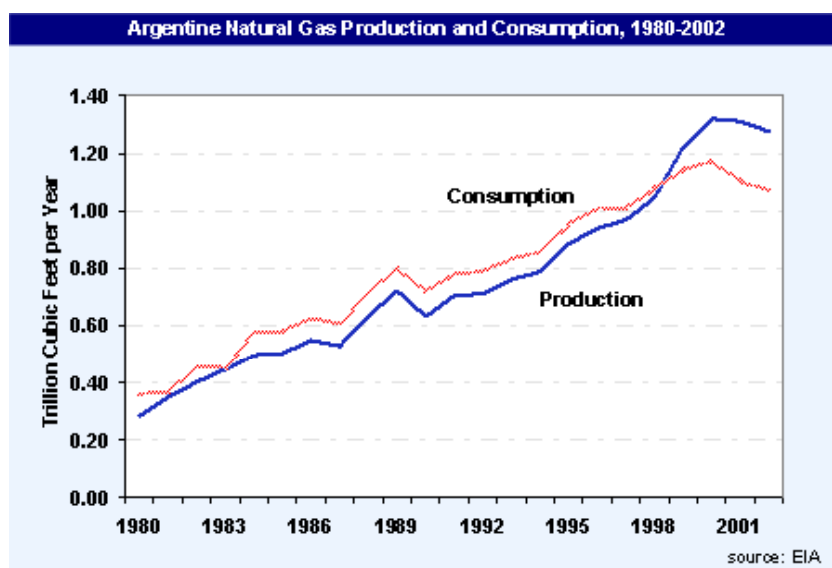
2.6 Argentina

Argentina tiene la tercera reserva probada de gas natural en América Latina con 21 trillones de pies cúbicos (Tcf).

Durante la década pasada la producción Argentina presentó crecimientos sostenidos, sobrepasando a México como principal productor de gas. Sin embargo, la producción natural de gas comenzó a declinar en el 2002.

En la matriz energética, el gas natural representó el 45% del consumo de la energía primaria (año 2002).

Ilustración 5: Producción y consumo de gas natural en Argentina



Argentina comenzó un proceso de desregulación en 1989 como parte del proceso de privatización de YPF.

Actualmente, la distribución (privatizada desde 1992) esta dominada por Metrogas SA, Gas Natural Ban SA, Camuzzi Gas Pampera SA y Camuzzi Gas del Sur SA y el transporte esta en cabeza de dos empresas: Gas del Sur (TGS) y Gas del Norte (TGN)

En cuando al comercio con otros países, la mayor parte de las exportaciones Argentinas ocurren a Chile. No obstante, ésta relación ha sido afectada por la crisis energética. Los otros destinos son Brasil y Uruguay. Por otro lado, importa gas natural de Bolivia (ver numeral 3.2)

Un aspecto que se ha hecho evidente durante la crisis de energía en el 2004 ha sido el inadecuado sistema de transporte argentino para satisfacer la creciente demanda, así como la estrategia de algunas empresas por tratar de aumentar los precios en Boca de Pozo, con el fin de lograr mayores rentabilidades⁷.

⁷ Ver Kozulj, Roberto. 2005. "Crisis de la industria del gas natural en Argentina". CEPAL. Santiago de Chile. Este estudio descubre aspectos relevantes en la Crisis Energética de Argentina, útiles de análisis y reflexión, en el proceso de integración andino.

3. Los países andinos

Los países andinos cuentan con importantes reservas de gas natural. Se estima que las reservas probadas alcanzan más de 5 mil millones de metros cúbicos, de los cuales el 77% corresponden a Venezuela. Por los resultados obtenidos durante los últimos años, podría esperarse un potencial gasífero muy cuantioso que aún no ha sido descubierto.

En cuanto al tema que nos ocupa en este trabajo de monografía, a pesar de las vastas reservas de gas en la subregión andina, en el momento no hay intercambios intracomunitarios de este combustible. No obstante, dada la importancia que día a día tiene el gas natural en la región y en el mundo, como combustible limpio y como alternativa a otras fuentes energéticas, se observan conversaciones y acuerdos bilaterales entre algunos países para desarrollar proyectos de intercambio de gas (tanto a nivel andino como con otros países).

3.1 Trabajos adelantados en materia energética⁸

El artículo 104 del Acuerdo de Cartagena señala que los Países Miembros *“desarrollarán una acción conjunta para lograr un mejor aprovechamiento del espacio físico, fortalecer la infraestructura y los servicios necesarios para el avance del proceso de integración económica de la Subregión. Esta acción se ejercerá principalmente en los campos de la energía, los transportes y las comunicaciones, y comprenderá las medidas necesarias a fin de facilitar el tráfico fronterizo entre los Países Miembros”*.

Con base en esta norma del Acuerdo de Cartagena, en diciembre de 2002 se aprobó la Decisión 536 “Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad”.

Posteriormente en junio de 2003 se aprobó la Decisión 557, por la cual se creó el Consejo de Ministros de Economía, Electricidad, Hidrocarburos y Minas de la Comunidad Andina. Dicho Consejo celebró su primera reunión ordinaria en enero de

⁸ Tomado de “BASES DE LA ALIANZA ENERGÉTICA ANDINA (AEA)”, Cumbre Presidencial de Quito, Ecuador, 8 al 12 de julio 2004. SG / dt 256. Páginas 9 -14, y “SEGUNDA REUNIÓN DEL CONSEJO DE MINISTROS DE ENERGÍA, ELECTRICIDAD, HIDROCARBUROS Y MINAS DE LA COMUNIDAD ANDINA”, noviembre 2004. Lima, Perú. SG/CM. EEHM/II/dt 2. Páginas 1 – 2.

2004 en Quito, donde se establecieron las bases para la constitución de la Alianza Energética Andina (AEA), la cual quedó proyectada en cinco ejes temáticos:

- Construcción de mercados integrados de energía (electricidad y gas), a través de redes físicas y marcos regulatorios armonizados;
- Inserción en los mercados internacionales de hidrocarburos, en un contexto estratégico de seguridad energética;
- Promoción del desarrollo empresarial en los países andinos, en “clusters energéticos”;
- Desarrollo de la temática de las energías renovables y su vinculación con la temática ambiental y con el Plan Integrado de Desarrollo Social (PIDS);
- Marco de negociación y clasificación de los servicios de energía en la OMC y otras instancias internacionales.

En el tema específico de gas natural (que esta en el primer eje temático), se acordó constituir el Grupo Permanente de Expertos Nacionales en Gas cuya principal función inmediata es trabajar en la elaboración de un anteproyecto de normativa comunitaria en interconexiones gasíferas, sobre la base de las experiencias y perspectivas binacionales existentes entre los Países Miembros y los avances logrados con la vigencia de la Decisión 536.

Tabla 4: Reservas y producción de gas natural en los países Andinos

País/subregión	Reserva Probada al 1/1/1991	Reserva Probada al 1/1/2001*	Año 2000			
			Producción	Exportación	Importación	Consumo**
	Mil millones metros cúbicos			millones de metros cúbicos		
Bolivia	117.5	774.8	5,686.7	2,120.7	0.0	3,566.0
Colombia	100.7	212.1	8,079.6	0.0	0.0	8,079.6
Ecuador	11.4	28.6	1,030.4	0.0	0.0	1,030.4
Perú	200.4	245.0	1,661.0	0.0	0.0	1,661.0
Venezuela	3,428.6	4,190.9	39,546.0	0.0	0.0	39,546.0
Subregión Andina	3,858.6	5,451.4	56,003.6	2,120.7	0.0	53,883.0

* Las reservas de Bolivia y Colombia son al 1/1/2002

** En consumo se incluye quemado/venteado, consumos intermedios y consumos finales

FUENTE: Sistema de Información Económica Energética SIEE. OLADE/CE

3.2 Bolivia

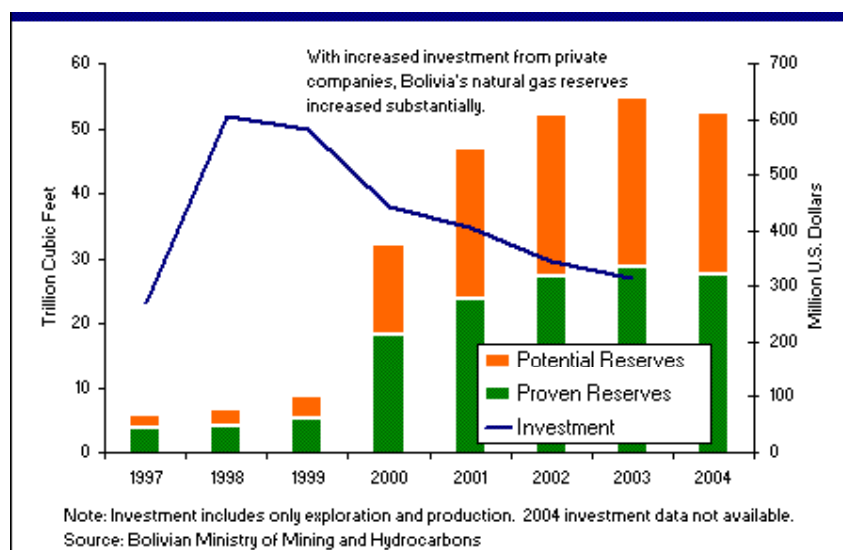
Tabla 5: Resumen sector de energía de Bolivia



SECTOR ENERGIA:	2003
○ Reservas Petróleo (Mbbbl)	486.11
○ Reservas de Gas Natural (Gm3)	810.70
○ Reservas de Carbón Mineral (Mt)	
○ Oferta Total de Energía (kBep)	41,502.51
○ Producción (kBep)	67,636.79
○ Importación (kBep)	2,029.73
○ Exportación (kBep)	26,849.45
Capacidad de Refinación (kbbbl/día)	54.00

Fuente: FMI / SIEE. Citado en estudio de OLADE "Informe energético de América Latina y el Caribe 2003"

Ilustración 6: Evolución de las reservas de gas natural en Bolivia



Fuente: www.eia.doe.gov

Como consecuencia de una agresiva política de exploración, hoy Bolivia tiene siete veces las reservas que tenía en 1997, y actualmente, es el segundo país con las mayores

reservas de Sudamérica, no obstante, es el primero con gas natural no asociado (Ilustración 6: Evolución de las reservas de gas natural en Bolivia).

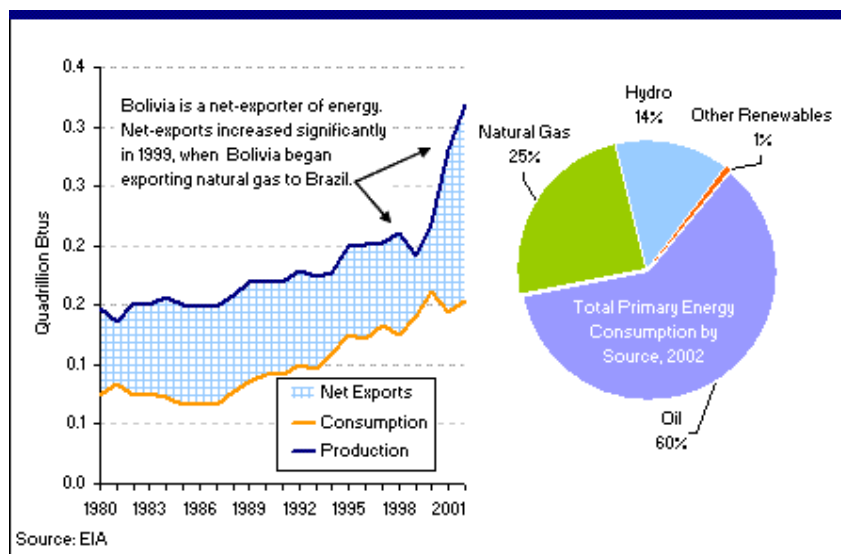
Las reservas probadas de gas natural de Bolivia, a enero de 2004, equivalen a 27.6 trillones de pies cúbicos (Tcf). Con la inclusión de reservas potenciales, Bolivia cuenta con 53.3 Tcf. Del total de estas reservas, Petrobras tiene el 43.2%, Repsol – YPF el 26% y Total E & P Bolivia el 14.9%. Los campos gasíferos están localizados en el departamento de Tarija, en la parte sur occidental del país.

A nivel interno, el consumo doméstico todavía no es muy significativo pero hay que señalar su creciente importancia. En 1990, el gas natural representaba el 3% del consumo de la demanda primaria de energía en el país, en tanto que en el 2002 dicho porcentaje pasó a ser el 25% (Ilustración 7: Consumo y producción energía primaria en Bolivia).

Se estima que por su posición geográfica y abundancia en gas, éste país podría constituirse en un importante *hub*⁹ y ser parte fundamental de la integración gasífera en el Cono Sur.

Al igual que otros países, como parte de la reformas, Bolivia privatizó el sector. Cabe señalar que el proceso no ha sido aceptado completamente por la población, por lo que ha perdido legitimidad, y consecuencia de ello, el país ha tenido que desarrollar una nueva Ley de Hidrocarburos, la cual esta en el debate político.

Ilustración 7: Consumo y producción energía primaria en Bolivia



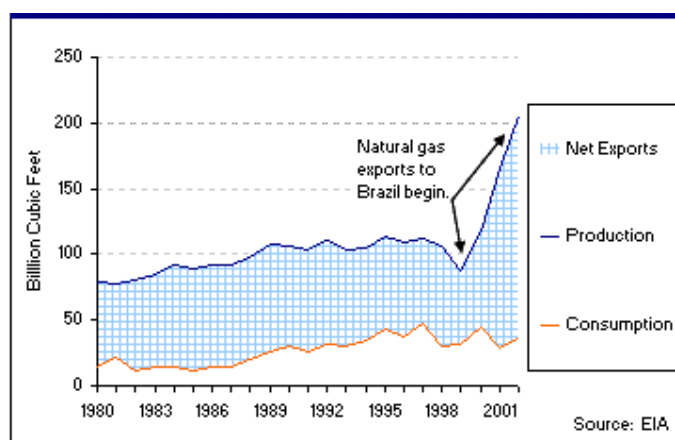
Con el fin de animar un mayor desarrollo interno del sector, el gobierno ha implementado programas de nuevas instalaciones de gas y conversión de carros a este combustible.

⁹ En el caso de gas natural, lugar en donde confluyen varios gasoductos y existe un mercado de gas natural.

Es pertinente resaltar también que a pesar del crecimiento de la demanda doméstica, las exportaciones son el principal destino del gas Boliviano. Se estima que aproximadamente el 70 de la producción es exportada.

En Julio de 1999, Bolivia comenzó a exportar gas a Brasil bajo un contrato de 20 años, take or pay¹⁰ entre YPFB y Petrobras. Dicho contrato incluye unos compromisos de aumento, los cuales Brasil ha querido modificar en la medida que su demanda no ha sido la esperada (ver numeral 2.5).

Ilustración 8: Consumo y producción de gas natural en Bolivia



Actualmente, debido a la crisis energética en Argentina, éste país se proyecta como un mercado creciente para los Bolivianos en el mediano y largo plazo. Cabe señalar, que la relación de intercambio de gas entre los dos países tiene varios años.

Bolivia empezó a exportarle gas a los Argentinos en 1972 con un contrato a 20 años. Una vez el contrato terminó, se firmaron varias extensiones hasta 1999, cuando comenzaron las exportaciones a Brasil.

Después de una pausa de tres años, en el 2002 Bolivia comenzó nuevas exportaciones a Argentina, las cuales hoy se buscan incrementar para aliviar problemas de suministro en dicho país.

En esta forma, en Octubre de 2004 se firmó un contrato entre los dos países para aumentar el volumen. El acuerdo comprende 700 millones de pies cúbicos por día por 20 años comenzando en 2007 a través de un nuevo gasoducto. No obstante, dependiendo lo que ocurra con la nueva Ley de Hidrocarburos habrá que ver si las condiciones del contrato prevalecen o no.

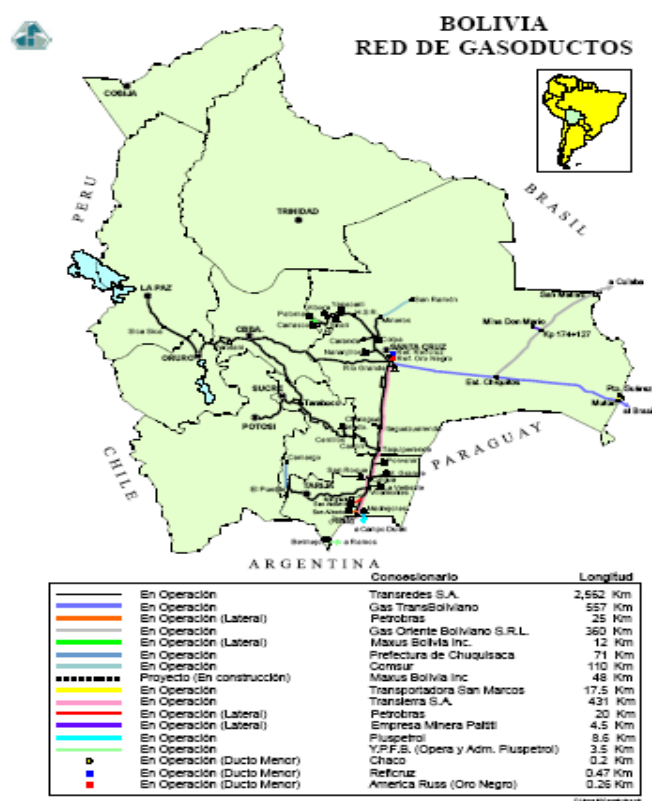
¹⁰ Contract between a buyer and a seller, whereby the former agrees to purchase from the latter a fixed quantity of a product for a given price over a certain period of time. Irrespective of the quantity which is finally needed and transferred, the buyer is bound by its commitments and is required to pay for the whole volume of sales at the contractual terms agreed upon.

Por otro lado, en Julio de 2004, en un referéndum, los Bolivianos votaron que se podría exportar gas en la forma de Gas Natural Licuado (GNL) a través de un puerto en Perú. Financieramente era más rentable por Chile, pero debido a los desacuerdos políticos e históricos entre los dos países dicha posibilidad se eliminó. El consorcio que tiene este negocio esta compuesto por Repsol – YPF, British Gas y Pan American Energy. Hay intenciones para exportar a México y Estados Unidos.

La nueva Ley de Hidrocarburos busca la renacionalización de las unidades en el *upstream*. Así, el Estado sería el dueño de toda la producción de hidrocarburos en boca de pozo, y la exploración, transporte y comercialización serían llevadas a cabo por el Estado o por firmas privadas bajo acuerdos de concesión. Los impuestos se incrementarían al 50% del valor de los hidrocarburos y un nuevo regulador Petrobolivia sería el encargado de revisar el sector.

Ahora bien, no se vislumbra, por lo menos en el corto y mediano plazo, posibilidades de intercambio de gas de Bolivia con los otros países andinos. Como se ha mencionado, además del comercio que tiene Bolivia con los países del cono sur, el único proyecto que involucraría una relación con un país andino es el relacionado con las posibilidades de construir un gasoducto hasta un puerto peruano y exportar gas en la forma de gas natural licuado (GNL) a los mercados Mexicano y Californiano. Sin embargo, es factible pensar que una vez construido el gasoducto, durante su trayectoria se puedan atender demandas específicas.

Ilustración 9: Red de gasoductos en Bolivia



Fuente: www.superhid.gov.bo

Ilustración 10: Proyecto GNL Bolivia



Fuente: The Economist (Marzo 14 de 2002)

3.3 Colombia

Tabla 6: Resumen sector de energía de Colombia

SECTOR ENERGIA:	2003
Recursos:	
o Reservas Petróleo (Mbbl)	1,542.40
o Reservas de Gas Natural (Gm3)	188.04
o Reservas de Carbón Mineral (Mt)	6,521.70
o Oferta Total de Energía (kBep)	213,557.52
o Producción (kBep)	541,531.18
o Importación (kBep)	785.66
o Exportación (kBep)	322,248.84
Capacidad de Refinación (kbbbl/día)	396.00

Fuente: FMI / SIEE. Citado en estudio de OLADE “Informe energético de América Latina y el Caribe 2003”

En Colombia, el Programa de Masificación de Gas definido por el Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES), emprendido en 1993, ha sido fundamental para desarrollar la industria de gas natural.

Entre los objetivos más importantes que dicho plan contempló están los siguientes:

- Sustitución de combustibles livianos
- Sustitución de combustibles derivados del petróleo
- Sustitución de electricidad por gas en los usos calóricos domiciliarios
- Generación de electricidad con plantas a base de gas natural

Gracias a la disponibilidad del gas natural (con los descubrimientos de Cusiana, Cupiagua y Apiay) fue posible impulsar la construcción de la infraestructura para atender los principales centros de consumo (Bogotá, Medellín y Cali). La región costera atlántica ya era abastecida con el gas proveniente de Guajira.

Para enero de 2004 se estima que las reservas probadas de gas natural en Colombia estuvieron por el orden de los 4.5 trillones de pies cúbicos (Tcf).

De acuerdo con los últimos datos reportados por el Ministerio de Minas y Energía, el país cuenta con reservas probadas para atender su demanda en los próximos 15 años.

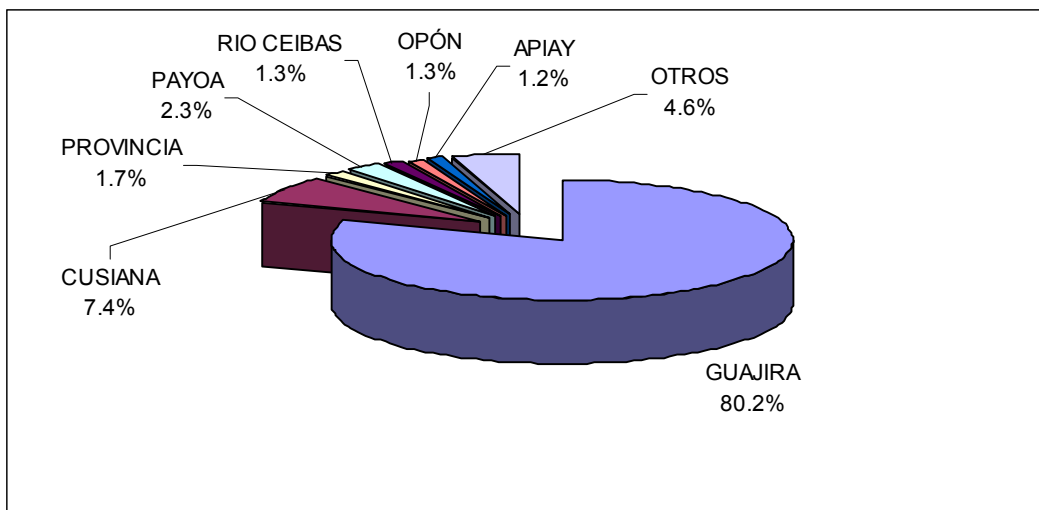
En el 2003 se produjeron y consumieron 588 millones de pies cúbicos diarios. Se espera que esta demanda se incremente, con base en los planes que ha adoptado el gobierno y el normal crecimiento de la economía.

Tabla 7: Suministro de gas natural 2002 – 2003 (MPCD)

Zona/Campo	2002	2003
<u>Costa Norte</u>	514.830	478.220
Guajira	506.230	471.763
Guepajé	8.600	6.457
<u>Área Barrancabermeja</u>	36.030	32.437
Payoa	17.880	13.825
Provincia	9.470	10.204
Cantagallo	1.730	1.682
Llanito	0.930	0.895
Centro Oriente	6.020	5.831
<u>Otras</u>	52.320	77.637
Apiay	6.650	6.932
Cerrito 1	0.520	1.117
Casanare	0.390	0.425
Montañuelo	6.570	6.117
Cusiana	20.490	43.276
Río Ceibas	9.510	7.939
Toqui – Toqui	0.250	0.245
Opón	7.940	7.356
Total	603.180	588.294

Fuentes: PROMIGÁS S.A., ECOPETROL S. A. y Minminas.

Ilustración 11: Participación por campo en el suministro de gas natural año 2003



Fuente: UPME

En la industria gasífera colombiana participan varios actores, cada uno con un papel relevante:

- ECOPETROL que tiene a cargo la exploración y desarrollo de las reservas de gas natural
- La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que tiene a cargo la regulación del sector.

Por regulación, el mercado esta dividido en producción, transporte, distribución y comercialización.

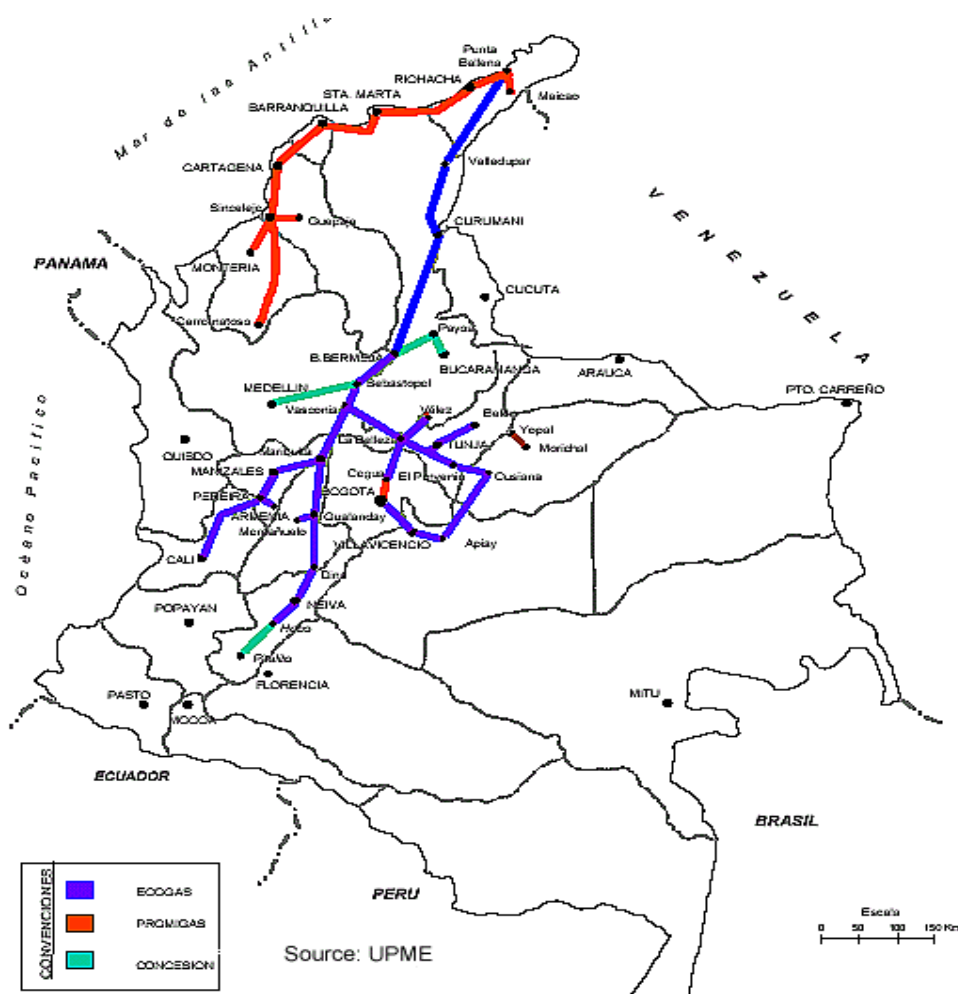
- Los transportadores. Los dos más importantes de acuerdo a tamaño son ECOGAS y PROMIGAS
- Los distribuidores comercializadores
- La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
- La Agencia Nacional de Hidrocarburos que tiene a su cargo los modelos de contratación para el desarrollo de los campos hidrocarburíferos.
- Los usuarios: Residencias, industria, plantas de generación eléctrica y Gas Natural Vehicular.

Con referencia a las posibilidades de interconexión con otros países, en abril de 2003, Colombia y Venezuela se comprometieron a la construcción de un gasoducto que permitiría a Colombia - en el corto plazo - exportar gas desde la Guajira a la región de Maracaibo en Venezuela.

En el mediano – largo plazo la dirección del flujo cambiaría, siendo éste prácticamente desde Venezuela a Colombia. El proyecto contempla posibilidades de abastecer el mercado centroamericano.

En el occidente venezolano hay déficit de gas natural porque las mayores reservas están en el oriente, y no hay todavía la infraestructura requerida para llevarlas a la parte occidental, siendo el gas de la Guajira colombiana una posibilidad de abastecimiento.

Ilustración 12: Mapa gasoductos Colombia



La zona occidental de Venezuela esta siendo abastecida con gas asociado, por lo que su disponibilidad esta asociada a la disponibilidad de crudo, afectándose la continuidad de suministro.

Como se muestra en el numeral 3.6, Venezuela al ser el país con las mayores reservas de la región, tiene un enorme potencial. Se estima que sus reservas equivalen a 20 veces las que tiene Colombia.

De acuerdo con la agenda definida, prioritariamente se debe promover la interconexión con Venezuela y luego con Panamá.

Por otro lado, dentro de los análisis de factibles interconexiones desde Colombia, Ecuador representa también un mercado posible de exportación de gas natural.

Cabe resaltar lo señalado en el numeral 1.1 sobre los costos de transporte en el negocio de gas natural que normalmente representan un significativo porcentaje, teniéndose siempre que analizar si las reservas son suficientes y la demanda es capaz de amortizar el costo de las inversiones en un periodo de tiempo eficiente.

Tabla 8: Consumo nacional de energía

	2002	
	Teracalorías	Participación
<u>Energía Primaria</u>		
Hidroenergía	34.776	7.3%
Gas natural	65.433	13.8%
Petróleo	146.632	31.0%
Carbón Mineral	24.690	5.2%
Biomasa ¹	49.357	10.4%
Subtotal Primaria	320.889	67.9%
<u>Energía Secundaria</u>		
Energía eléctrica	31.462	6.6%
Derivados petróleo ²²	100.971	21.3%
Otros ³	20.298	4.3%
Subtotal Secundaria	152.731	32.2%
Energía Total	473.620	

1. Biomasa: incluye leña, bagazo y recuperados.

2. Derivados del petróleo: son gas de refinería, GLP, gasolina motor, kerosene, turbocombustible, ACPM y “fuel oil”.

3. Otros: son los no energéticos, coque, carbón de leña y gases industriales de alto horno.

Fuente: UPME

3.4 Ecuador

Tabla 9: Resumen sector de energía de Ecuador



SECTOR ENERGIA:	2003
o Reservas Petróleo (Mbbl)	5,060.00
o Reservas de Gas Natural (Gm3)	4.30
o Reservas de Carbón Mineral (Mt)	22.00
o Oferta Total de Energía (kBep)	63,674.94
o Producción (kBep)	178,420.87
o Importación (kBep)	11,064.67
o Exportación (kBep)	110,281.60
Capacidad de Refinación (kbb/dia)	184.90

Fuente: FMI / SIEE. Citado en estudio de OLADE "Informe energético de América Latina y el Caribe 2003"

De los países Andinos, Ecuador es el que tiene menos reservas probadas de gas natural. Se estima que hay 345 billones de pies cúbicos (Bcf) de acuerdo con el Oil and Gas Journal.

El campo más significativo es la amistad localizado en el golfo de Guayaquil. El operador produce 30 millones de pies cúbicos por día (Mmcf/d). El gas es utilizado para la producción de energía eléctrica.

La industria petrolera utiliza una porción significativa del gas y hay algunos planes para utilizarlo con fines domésticos.

Como se mencionó en el numeral 3.3, se ha analizado la posibilidad de una interconexión entre Colombia y Ecuador, y entre Perú y Ecuador.

En este último caso se ha analizado la posibilidad de llevar gas desde Lima (proveniente de Camisea), sin embargo, el proyecto más factible parecería ser que la empresa BPZ suministrara gas a través de un gasoducto que conectaría el norte del Perú con el sur occidente del Ecuador. La empresa estima que podría proveer entre 13 y 97 Mmcf/d. El gas natural sería utilizado para proveer gas a algunas plantas en Arenilla, con una posible extensión a Guayaquil.

En los análisis también se estudia la posibilidad de suministrar gas a unas plantas de generación en Perú y exportar energía eléctrica al Ecuador. Seguramente, de acuerdo con las rentabilidades de los proyectos en términos de economía, de tiempo y de oportunidad, se decidirá qué camino es mejor.

3.5 Perú

Tabla 10: Resumen sector de energía de Perú



SECTOR ENERGIA:	2003
Recursos:	
o Reservas Petróleo (Mbbl)	374.05
o Reservas de Gas Natural (Gm3)	246.79
o Reservas de Carbón Mineral (Mt)	58.66
Oferta Total de Energía (kBep)	87,672.90
o Producción (kBep)	77,798.60
o Importación (kBep)	48,039.02
o Exportación (kBep)	24,801.74
Consumo Final (kBep)	74,731.10
Capacidad de Refinación (kbb/día)	159.30
Capacidad Instalada Eléctrica (MW)	5,970.06

Fuente: FMI / SIEE. Citado en estudio de OLADE “Informe energético de América Latina y el Caribe 2003”

Se estima que Perú tiene 8.7 trillones de pies cúbicos (Tcf), la cuarta reserva más grande en Sudamérica. En el 2002, el país produjo y consumió 15.5 billones de pies cúbicos de gas natural, con un factor de reservas / producción de 148 años.

Se espera que Perú se convierta en un exportador de gas natural cuando el proyecto de Camisea entre en plena producción. Otras concentraciones significativas en el país son Aguaytia en el centro, el Bloque X en el nor-occidente y el Bloque Z – 2B en el nor-occidente también.

El proyecto de Camisea consiste en varios campos localizados en Ucayali en el sur – oriente peruano, principalmente en el Bloque 88 a lo largo del Río Camisea. Los analistas indican que este yacimiento contiene 8.7 Tcf de reservas probadas de gas natural y 410 millones de barriles de líquidos asociados al gas natural. Un consorcio internacional liderado por Hunt Oil ha desarrollado el proyecto, cuya producción comenzó en agosto de 2004.

La capacidad de producción inicial de Camisea son 450 millones de pies cúbicos diarios (Mmcf/d) de gas natural. No obstante, la producción actual esta por debajo de ese nivel debido a la falta de demanda doméstica y la ausencia de una infraestructura exportadora.

En el momento la Transportadora de Gas del Perú, un consorcio liderado por Techint, ha construido un gasoducto que llega hasta Lima y una parte fraccionada de Paracas.

Actualmente, otros proyectos de construcción están en proceso. Las estimaciones indican que la capacidad de Camisea supera la demanda esperada, y hay expectativas de exportación de gas en la forma de gas natural licuado (GNL) por buque.

En la parte norte del Perú, la petrolera de Houston BPZ Energy ha anunciado que tiene acuerdos para enviar gas natural desde el Bloque Z – 1 a plantas de generación eléctrica en Perú y el sur del Ecuador. Se contempla que inicialmente se enviarían 74 Mmcf / d de gas a tres generadoras en Arenilla, Ecuador, con una eventual extensión a Guayaquil. BPZ planea también la construcción de una planta generadora en Perú con el gas del Bloque Z -1, que incluso podría exportar energía eléctrica al Ecuador.

Adicionalmente, Perú ha estado en conversaciones para la construcción de un gasoducto desde Camisea hasta la parte norte de Chile (aproximadamente 930 millas). Actualmente, como consecuencia de la crisis energética en Argentina, Chile, quien importa gas de ese país, se ha visto afectado. Por esta razón, el proyecto con Perú resulta ser importante, el cual depende de la mayor producción de los campos, en la medida que gran parte de la producción futura ya esta comprometida.

Adicional al proyecto de GNL Peruano, hay conversaciones con Bolivia, quien no tiene acceso al mar, para un proyecto de exportación de GNL. Ambos proyectos tendrían el mismo destino.

Ilustración 13: Fuentes de generación en Perú

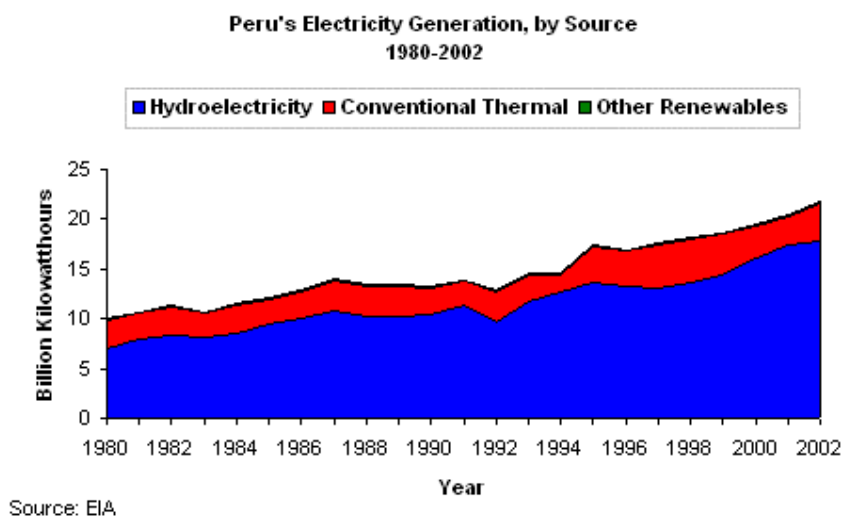
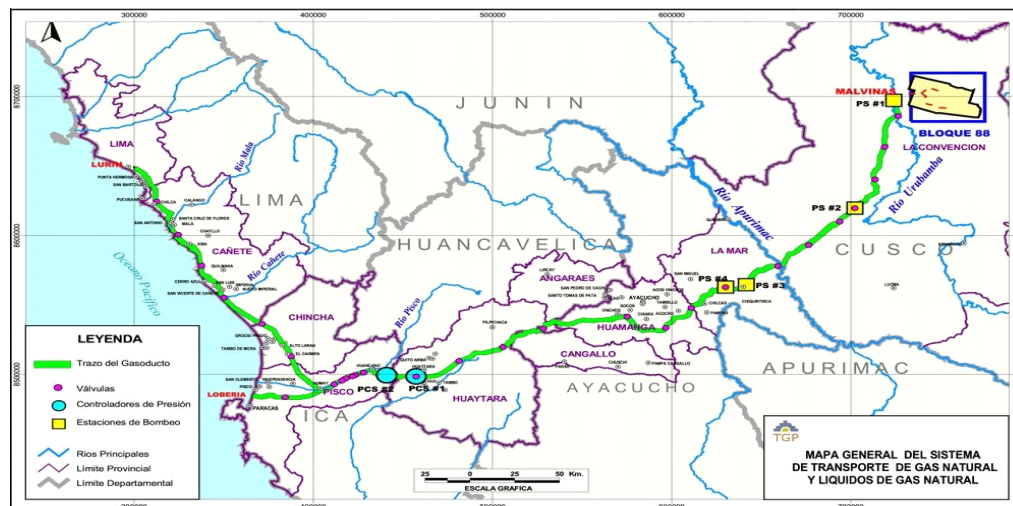


Ilustración 14: Gasoductos Perú



Fuente: www.camisea.com.pe

Por otro lado, mientras se culminaba este trabajo, el presidente de Perú, Alejandro Toledo, expresó el interés para la creación de un “anillo energético” que suministre gas a Argentina, Chile, Brasil, Perú y Uruguay, desde el yacimiento de Camisea.

El proyecto contemplaría un gasoducto de 1.200 km que partiría del puerto de Pisco, 300 km al sur de Lima - donde concluye un ducto que parte desde Camisea, en la selva suroriental -, el cual se extendería hacia el sur hasta Tocopilla, en Chile, de donde empalmaría con la red de tuberías existentes entre Chile, Argentina, Brasil y Uruguay¹¹.

El presidente Toledo invitó a Bolivia a participar en el anillo energético.

¹¹ El Mercurio de Chile, Gestión y la República de Lima. Citado en “Resumen Diario de Noticias” de la Secretaría General de la Comunidad Andina. 14 – 06 - 2005.

3.6 Venezuela

Tabla 11: Resumen sector de energía de Venezuela



SECTOR ENERGIA:	2003
Recursos:	
o Reservas Petróleo (Mbbbl)	77,383.31
o Reservas de Gas Natural (Gm3)	4,147.45
o Reservas de Carbón Mineral (Mt)	1,288.39
Oferta Total de Energía (kBep)	511,273.32
o Producción (kBep)	1,423,779.65
o Exportación (kBep)	870,808.73
Consumo Final por Sectores (kBep)	247,798.06
Capacidad de Refinación (kbbbl/día)	1,294.40
Capacidad Instalada Eléctrica (MW)	20,577.00

Fuente: FMI / SIEE. Citado en estudio de OLADE “Informe energético de América Latina y el Caribe 2003”

Este país cuenta con 148 trillones de pies cúbicos (Tcf), la segunda reserva más grande en el hemisferio occidental, después de la existente en los Estados Unidos. En el 2002 Venezuela produjo 1.1 Tcf para consumo doméstico.

De acuerdo con el Ministerio de Minas y Energía, en el 2002, de la producción de gas natural, el 34% fue para consumo de la industria petrolera, 20% para generación eléctrica, 12% para la industria petroquímica y lo restante para industrias y consumidores residenciales en grandes ciudades. El factor reservas / producción supera los 100 años.

En cuanto a la organización del sector, PdVSA tiene el control de la producción nacional. Sin embargo, es pertinente resaltar que en 1999 el gobierno comenzó una política de apertura del sector para atraer capitales extranjeros y nacionales, adoptándose una nueva Ley de Hidrocarburos, en donde se permitió la inversión privada en todos los sectores de la cadena.

El mayor interés que había y que hoy continua vigente, es el desarrollo de yacimientos de gas no asociado. En el momento, el 90% de las reservas del gas están asociadas con la producción del petróleo. Consecuentemente, la oferta depende de la producción de

petróleo, que a su turno esta muy ligado a las cuotas de la OPEC, a los precios internacionales y otras condiciones del mercado.

En la nueva política, Venezuela persigue los siguientes objetivos:

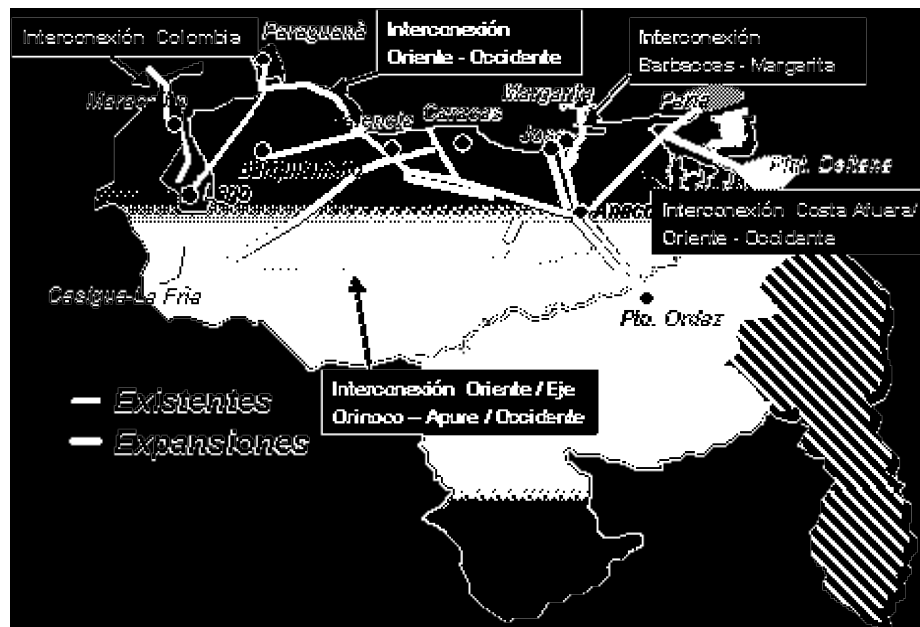
- Desarrollo de las reservas naturales
- Expansión de la red de transporte del gas y distribución
- Promoción de la industria de Gas Natural Licuado (GNL)
- Expansión de plantas generadoras de energía eléctrica a base de gas, así como las plantas petroquímicas.

Recientemente se han dado licencias de exploración y explotación de bloques que limitan con Trinidad y Tobago. Dependiendo del nivel de reservas, habría posibilidades para proyectos de GNL. Igualmente, PdVSA, Royal Dutch /Shell, and Mitsubishi han firmado un joint venture para el desarrollo del proyecto Mariscal Sucre de Gas Natural Licuado en la Península de Paria. El proyecto comenzaría en el 2008.

Por otro lado, esta el proyecto de un gasoducto con Colombia para que este país provea gas en el occidente venezolano, en forma temporal, mientras Venezuela desarrolla la infraestructura necesaria (ver numeral 3.3). En el largo plazo, dadas las condiciones actuales, se prevería un flujo constante del energético hacia Colombia y muy factiblemente hacia centroamérica, con un gasoducto que se construiría desde Colombia para abastecer dicho mercado.

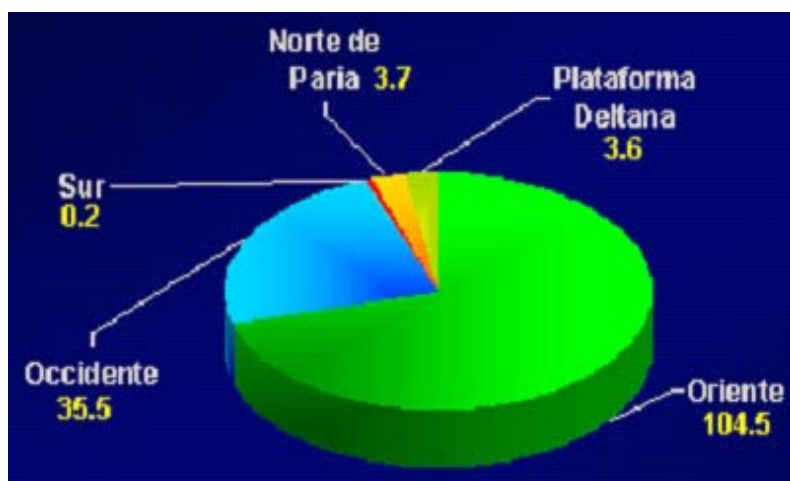
Por otro lado, en algunos estudios se ha mencionado la posibilidad de proveer gas a Brasil. No obstante, esto dependerá de la competitividad del combustible en dicho mercado, teniendo en cuenta las nuevas reservas encontradas en Brasil, los proyectos de Bolivia hacia Brasil y la competencia de otros combustibles sustitutos.

Ilustración 15: Gasoductos en Venezuela



Fuente: Enargas Venezuela

Ilustración 16: Reservas probadas de Gas Natural por regiones (BPC)



Fuente: Enargas Venezuela

4. Conclusiones y hoja de ruta

4.1 Conclusiones generales

En este trabajo de monografía se revisaron diferentes mercados regionales y nacionales de gas natural en el mundo, como el estadounidense, el europeo, el ruso, el chino, el brasilero, el argentino, y por su puesto, el existente en cada uno de los países andinos.

Como se pudo observar, cada uno de los mercados evidencia diferentes grados de desarrollo en cuanto a penetración del combustible, regulación, organización, etc. Sin embargo, dentro de la agenda de cada país esta el tema de la composición de su matriz energética, en cuanto a la necesidad estratégica de limitar dependencias específicas en un solo energético.

Adicionalmente, pudo observarse la no existencia de un mercado mundial del gas, sino mercados regionales y nacionales específicos en donde el gas es comercializado. Dependiendo de la oportunidad de cada país para adquirir el gas competitivamente, los mercados se han ido desarrollado.

Es menester señalar también que algunos mercados regionales y nacionales de gas se encuentran aislados. Así por ejemplo, las volatilidades del precio del gas en el mercado estadounidense no afectan los precios del gas comercializado en Europa o en el cono sur de Sudamérica.

Por el momento, es difícil pensar en un mercado mundial del gas. Sin embargo, es posible que con el desarrollo de los mercados internos, el comercio por buque con gas natural licuado (GNL) se incremente significativamente y pueda formarse algún tipo de precio internacional de referencia, como por ejemplo el WTI¹².

Por su puesto, no puede dejar de mencionarse que el gas es un combustible limpio y con base en el reconocimiento mundial sobre la importancia de preservar la estabilidad ambiental de la Tierra, el gas resulta más atractivo que otros y esta dentro del interés de la mayoría de los países.

Cabe resaltar también los aspectos discutidos en el numeral 1.1 sobre algunos de los elementos que caracterizan los negocios del gas natural y que definitivamente son relevantes cuando se habla de integración de mercados.

¹² West Texas Intermediate (WTI) es un reconocido índice de referencia de crudo en Norte América.

Entre los más importantes se destaca nuevamente los altos costos de infraestructura requeridos para transportar el gas y la particularidad que en este negocio es necesaria una demanda con capacidad de asumir compromisos de venta a largo plazo.

De nada sirve tener un campo gasífero si comercialmente no es vendible. El gas tiene valor económico en la medida que existan posibilidades de transarlo de manera estable, siendo las políticas gubernamentales muy importantes para poder desarrollar los mercados.

En este sentido, los incentivos para el consumo de gas doméstico, industrial, vehicular, etc., son importantes, así como el precio de los sustitutos, y la existencia o no de políticas de subsidio a otros combustibles.

4.2 Conclusiones particulares y recomendaciones puntuales

Actualmente ninguno de los países andinos tiene intercambios de gas natural y no hay gasoductos construidos que permitan en el corto plazo esta posibilidad. Sin embargo, hay agendas de trabajo binacionales como las de Colombia - Venezuela, Colombia - Ecuador, Perú - Ecuador, Bolivia - Perú, y comunitarias, como la creación del Grupo Permanente de Expertos Nacionales en Gas, cuya principal función es trabajar en la posible elaboración de una normativa comunitaria en interconexiones gasíferas, precisamente sobre la base de las experiencias y perspectivas binacionales existente en cada uno de los Países Miembros.

Como es de esperar también, debido a la ubicación geográfica tanto de los países andinos, como de los yacimientos dentro del territorio en cada uno, hay intercambios de gas con otros países, así como proyectos específicos de este.

Bolivia exporta a Brasil y Argentina, Perú y Bolivia tienen proyectos de exportación de GNL hacia Norteamérica, Colombia y Venezuela planean un gasoducto que se conectará con el mercado de Centroamérica, Venezuela tiene un proyecto de GNL con Trinidad y Tobago, y de acuerdo con las últimas noticias, Chile, Perú, Argentina, Brasil y Uruguay han expresado interés por constituir un anillo energético que suministre gas a dicha región con las reservas de Camisea.

Normalmente, por las características del gas natural, los intercambios entre países de este combustible se originan en cumbres presidenciales en donde los mandatarios establecen las directrices generales. No obstante, para materializar dichos propósitos se requiere siempre de grupos de trabajo técnicos que realicen la arquitectura de los acuerdos. En este sentido, adicional a los elementos mencionados que caracterizan los negocios de gas, se encuentra la transparencia y estabilidad de las reglas de juego para viabilizar los proyectos.

En el contexto Andino, y de acuerdo con las directrices señaladas por el Consejo de Ministros de Economía, Electricidad, Hidrocarburos y Minas de la Comunidad Andina, en este trabajo se advierte la importancia de utilizar los instrumentos jurídicos que se han desarrollado en el Sistema Andino de Integración (SAI), para establecer un **Marco**

Supranacional (a través de una Decisión) que brinde estabilidad a las relaciones contractuales bilaterales que se establezcan para intercambiar el gas.

Más concretamente, la propuesta es que todos los desarrollos bilaterales que realicen los Andinos, se localicen dentro de una Decisión, la cual simplemente establecería lineamientos generales sobre aspectos básicos para dinamizar y asegurar el desarrollo de los mercados de gas.

Se prevé que dentro del interés individual de los países, ésta propuesta resulta viable porque sería un marco general, que garantizaría estabilidad a las relaciones bilaterales, utilizando los instrumentos ya desarrollados en la comunidad.

A nivel comunitario, un marco supranacional permitiría a los andinos crear las bases de un mercado integrado, el cual, con el tiempo podría tener mayor relevancia desde la perspectiva de la Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Suramericana (IIRSA).

4.3 Hoja de ruta

En el ánimo de contribuir con las directrices señaladas por el Consejo de Ministros de Economía, Electricidad, Hidrocarburos y Minas de la Comunidad Andina, y de acuerdo con la propuesta expuesta en el numeral anterior, a continuación se identifica una hoja de ruta específica para desarrollar la Decisión Marco:

- a) El Grupo Permanente de Expertos Nacionales en Gas, como grupo de trabajo técnico, junto con la Secretaría General de la Comunidad Andina desarrollarán un proyecto de Decisión Marco en donde se puedan enmarcar las relaciones bilaterales de intercambio de gas natural entre los Países Miembros.

La Decisión propuesta señalará los lineamientos generales que deberán observar los países miembros cuando establezcan relaciones bilaterales de gas. El marco supranacional, no solamente brindará simetría en la relaciones contractuales sino que armonizará ciertos aspectos técnicos de los intercambios, los cuales son señalados en los siguientes numerales.

- b) La Decisión contemplará las formas contractuales marco para los intercambios de gas natural, así como los mecanismos de garantías pertinentes, para viabilizarlos.
- c) De acuerdo con la posición geográfica de cada país andino, hay intereses diferentes sobre intercambios de gas con otros países. La Decisión propuesta contemplará la posibilidad de que dichas relaciones se amparen dentro de la misma normativa.
- d) En el Sistema Andino de Integración se encuentra el Tribunal Andino de Justicia, el cual podrá ser utilizado como instrumento de solución de controversias, o bien, dentro de la Decisión se crearán mecanismos alternativos.

- e) Tal como se expuso en el mercado estadounidense y europeo, el transporte es una de las actividades que requiere especial atención. En este sentido, dentro de la Decisión, en dicha actividad primarán principios de transparencia, no discriminación y libertad de acceso.
- f) Otro aspecto central en los intercambios continuos de energéticos tiene que ver con los mecanismos acordados de formación de precios en los puntos de intercambio.

Así, es menester advertir que no solamente entra en juego los precios en boca de pozo, sino también las tarifas de transporte las cuales deberán responder a una metodología de cálculo uniforme sobre la base de costos auditados.

- g) La Decisión deberá prever que en una fase más avanzada de integración, aspectos como la obligatoriedad de hacer públicos los contratos de compra venta de capacidad, auditados por un órgano independiente, serán fundamentales.
- h) De acuerdo con la experiencia en otros mercados como el estadounidense y el europeo, la separación de actividades resulta crucial en la regulación y dinamismo de los intercambios. Así, la Decisión preverá dichas separaciones.
- i) La Decisión incluirá un desarrollo normativo para evitar abuso de posiciones dominantes.

Se espera que este trabajo de monografía contribuya a las labores que realiza la Secretaría General y El Grupo Permanente de Expertos Nacionales en Gas, en la construcción de mercados integrados de energía y en el deseo de avanzar en la integración comunitaria para alcanzar mejores estados de desarrollo.

En este sentido, se invita a los Países Miembros, a la Secretaría General de la Comunidad Andina y al Grupo Permanente de Expertos Nacionales en Gas a considerar las reflexiones hechas en esta monografía e incluirlas en la agenda de trabajo.

Bibliografía

- Chabrelie, M. 2002. “Prospects for growth of the gas industry: Trends and challenges”. OAPEC – IFP Joint Seminar The Future of Gas.
- Cornot, Sylvie. Chabrelie, Marie. 2003. “The challenges of further cost reductions for new supply options (pipeline, LNG, GTL). 22nd World Gas Conference. Tokyo, Japan.
- Energy Information Administration. 2003. “The global liquefied natural gas market: status & outlook”. U.S.
- Energy Information Administration. 2003. “Natural gas market and hubs: a 2003 update”. U.S.
- Energy Information Administration. 2004. “International Energy Outlook”. U.S.
- Glenn R. Schleede, “It’s Time for a National Energy Policy Reality Check”. June 21, 2001.
- International Energy Agency. 2003 “South American Gas”. France.
- Kozulj, Roberto. 2004. “La industria del gas natural en América del Sur: situación y posibilidades de la integración de mercados”. CEPAL. Santiago de Chile.
- Mares, David. 2004. “Natural Gas Pipelines in The Southern Cone”. Working Paper. Project of the Program on Energy and Sustainable Development at Stanford University and the James A. Baker III Institute for Public Policy of Rice University.
- Mercado González, Aquiles. 2005. “Gas natural en Colombia”. Presentación Congreso Latinoamericano Gas Summit. Sao Paulo.
- OLADE, CEPAL, GTZ. 2001. “ Los mercados del gas en la Comunidad Andina: Desarrollo y perspectivas de integración”. Quito, Ecuador.
- Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). 2004. “Informe Energético de América Latina y el Caribe - 2003”. Quito, Ecuador.

- Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). 2004. “Energía en Cifras”. Quito, Ecuador.
- Paz, Jorge y Aguilar, Germán. 2005. “Geopolítica y Energía”. Presentación de Tercer Encuentro Latinoamericano de Energía. Lima, Perú.
- Quirós Boada, Arturo. 2005. “Evolución del suministro de gas natural para las industrias de América Latina”. Presentación Congreso Latinoamericano Gas Summit. Sao Paulo
- Rodríguez Padilla, Víctor. 2002. “ Estudio de suministro de gas natural desde Venezuela y Colombia a Costa Rica y Panamá”. CEPAL, Santiago de Chile.
- Sánchez Albavera, Fernando. 2004. “La visión integral del desarrollo y los nuevos paradigmas del crecimiento en América Latina y el Caribe”. Conferencia Ariel.
- Sanchez Albavera, Fernando. 2005. Presentación en Congreso Latinoamericano Gas Summit, Sao Paulo.

Sitios de Internet consultados

- <http://www.eia.doe.gov/>
- <http://www.cepal.org/>
- <http://www.olade.org.ec/>
- <http://www.ferc.gov/>
- <http://comunidadandina.org/>