
recursos naturales e infraestructura

La industria del gas natural en América del Sur: situación y posibilidades de la integración de mercados

Roberto Kozulj



NACIONES UNIDAS



División de Recursos Naturales e
Infraestructura

Santiago de Chile, diciembre de 2004

Este estudio ha sido preparado por Roberto Kozulj, consultor de la División de Recursos Naturales e Infraestructura, bajo la supervisión de Fernando Sánchez Albavera, Director de la División de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la Organización.

Publicación de las Naciones Unidas
ISSN impreso 1680-9017
ISSN electrónico 1680-9025

ISBN: 92-1-322591-1

LC/L.2195-P

N° de venta: S.04.II.G.122

Copyright © Naciones Unidas, diciembre de 2004. Todos los derechos reservados

Impreso en Naciones Unidas, Santiago de Chile

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse al Secretario de la Junta de Publicaciones, Sede de las Naciones Unidas, Nueva York, N. Y. 10017, Estados Unidos. Los Estados miembros y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Sólo se les solicita que mencionen la fuente e informen a las Naciones Unidas de tal reproducción.

Índice

Resumen	7
Introducción	9
I. Naturaleza e impacto de las reformas	11
A. Argentina	11
B. Bolivia	12
C. Brasil	13
D. Chile	14
E. Colombia	15
F. Perú	15
G. Venezuela	16
H. Uruguay	16
II. Análisis de la cadena gasífera	17
A. Argentina	17
B. Bolivia	21
C. Brasil	25
D. Chile	29
E. Colombia	30
F. Perú	34
G. Venezuela	37
H. Uruguay	39
III. La formación de los precios del gas y los precios relativos	41
A. Políticas y modalidades de formación de los precios	41
B. Los precios del gas natural en términos de su valor absoluto y en relación al producto promedio de país	49
IV. Los proyectos de exportación y las asimetrías de los mercados	51

A.	Los gasoductos de exportación en funcionamiento.....	54
V.	Reflexiones y conclusiones finales	63
A.	Obstáculos para la integración de los mercados.....	64
B.	Temas centrales para la construcción de una agenda para la integración gasífera	68
C.	La necesidad de constituir una instancia supranacional.....	72
Glosario	73
Bibliografía	77
Serie recursos naturales: números publicados	79

Índice de cuadros

Cuadro 1	Bolivia: reservas probadas y probables de gas natural.....	22
Cuadro 2	Chile: gasoductos de importación	29
Cuadro 3	Argentina 2002: precios relativos de los productos energéticos	42
Cuadro 4	Argentina: tarifas promedio de gas natural por tipo de consumidor	42
Cuadro 5	Bolivia 2002: precios relativos de los productos energéticos	44
Cuadro 6	Brasil 2002: precios relativos de los productos energéticos.....	45
Cuadro 7	Chile 2002: precios relativos de los productos energéticos	46
Cuadro 8	Colombia 2002: precios relativos de los productos energéticos	47
Cuadro 9	Perú 2002: precios relativos de los productos energéticos.....	47
Cuadro 10	Venezuela 2002: precios relativos de los productos energéticos	48
Cuadro 11	2002: los precios del gas para centros de transformación	49
Cuadro 12	Gasoductos de exportación.....	55
Cuadro 13	Proyectos de gasoductos de exportación.....	57
Cuadro 14	Proyecciones del consumo de gas en América del Sur para el período 2000-2015	60

Índice de gráficos

Gráfico 1	Estructura de la demanda de gas natural	21
Gráfico 2	Bolivia: evolución de la producción de gas natural 1970-2002	23
Gráfico 3	Bolivia 2001: estructura de la demanda interna 2001	24
Gráfico 4	Brasil: Evolución de las reservas probadas de gas natural	26
Gráfico 5	Evolución de la producción de gas natural en Brasil	27
Gráfico 6	Brasil, 2001: estructura de la demanda de gas natural	28
Gráfico 7	Chile, 2001: características del consumo	30
Gráfico 8	Colombia: evolución de las reservas comprobadas.....	32
Gráfico 9	Colombia: evolución de la producción de gas natural	32
Gráfico 10	Colombia: distribución de la demanda interna en el año 2001	33
Gráfico 11	Perú: evolución de las reservas de gas natural comprobadas de Perú.....	34
Gráfico 12	Perú: estructura hipotética esperada de distribución del consumo de gas según sectores de consumo hacia el año 2015	36
Gráfico 13	Venezuela: evolución de las reservas de gas natural	38
Gráfico 14	Venezuela: evolución de la producción de gas natural	38
Gráfico 15	Venezuela, 2001: Estructura de la demanda final	39
Gráfico 16	Comparación de los niveles tarifarios antes y después de la convertibilidad.....	43
Gráfico 17	Evolución de los precios del gas en “boca de pozo”	43
Gráfico 18	Comparación de los precios del gas natural	49
Gráfico 19	2002: comparación de los precios del gas natural como porcentaje del	

	PBI por habitante	52
Gráfico 20	2001: producción y oferta energética interna total.....	52
Gráfico 21	2001: oferta energética total y oferta de gas en el mercado interno.....	53
Gráfico 22	2001: comparación del consumo de gas natural por habitante urbano	53
Gráfico 23	Prospectiva de la utilización de los gasoductos de exportación desde Argentina al año 2012 según las autorizaciones de exportación concedidas.....	56
Gráfico 24	Interconexiones gasíferas en el Cono Sur	61

Resumen

En el presente estudio se analiza el estado actual de los procesos de integración gasífera en América Latina. Para ello se realiza un breve examen de las reformas del sector en cada uno de los países considerados, tanto productores como consumidores, y se describen sus cadenas de gas en lo que se refiere a abastecimiento, transporte, distribución, aspectos institucionales y actores intervinientes y dominantes.

Se analiza la formación de los precios en cada país, sus relaciones con los sustitutos en los distintos mercados disputables y se comparan los niveles absolutos de precios entre países con el fin de identificar los eventuales obstáculos, tanto para los procesos de integración como para una rápida penetración del gas en los mercados nacionales

Se describen los gasoductos de interconexión ya existentes y los proyectados. El estudio revela que en un horizonte cercano, de mediano plazo, existirán pocos nodos de interconexión y competencia.

Si bien las posibilidades de integración gasífera están abiertas en una perspectiva de largo plazo existen diversas barreras, tanto regulatorias como de ubicación física de las reservas que deben resolverse. Se estima que alrededor del 75% de las reservas probadas se hallan en los países andinos, que tienen consumos relativamente bajos y mercados poco diversificados, comparados con los del Cono Sur. A esto se suman las distancias entre los depósitos y los centros de consumo que demandan inversiones muy elevadas en el transporte. De allí que surjan proyectos orientados a la exportación, basados en la conversión del gas en gas natural licuado (GNL), con destino principal en los mercados de California y México.

El análisis efectuado señala la conveniencia de contar con una visión de más largo plazo. Para ello se proponen una serie de acciones con el fin de ir creando bases más sólidas para una verdadera integración regional con miras a aumentar las interconexiones y crear condiciones para el libre acceso a las redes de transporte. Se estima conveniente, por tanto, avanzar en los procesos de interconexión binacionales y constituir algún tipo de instancia supranacional que asuma las tareas de coordinación y de ejecución de estudios prospectivos con horizontes más extensos, por ejemplo, al año 2030. De la misma manera se propone avanzar en la armonización de los marcos regulatorios para facilitar un proceso de integración que supere la simple interconexión.

Introducción

El objetivo de este informe es analizar la situación de la industria del gas en Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia y Perú, haciendo referencia también al desarrollo de los mercados consumidores de gas en países importadores reales o potenciales y el papel del gas natural licuado (GNL) en el mercado regional, lo que involucra por lo tanto a Venezuela y Trinidad Tabago como proveedores potenciales y reales de GNL, y a Chile y Uruguay como principales países netamente importadores.

El énfasis del estudio está en la identificación de los problemas actuales y previsibles para el desarrollo de la industria del gas y la integración futura de los mercados. Para estos efectos se describe la naturaleza y el alcance de las reformas que experimentó dicha industria, con especial consideración en los aspectos institucionales; el tipo de actores intervinientes y las principales características de la regulación. Luego se aborda la cadena del gas natural y del GNL, en cada uno de los países, analizando las reservas; las actividades de exploración, producción, importaciones, exportaciones, transporte, distribución y consumo. Se identifican los actores que participan en cada etapa dado que este es un aspecto crucial para comprender el entramado del mercado de gas en la región.

Posteriormente, se describen los procesos de interconexión que ya se han concretado; los que están en vías de ejecución y los que se proyectan para el futuro, con el propósito de identificar el grado real y previsible de conectividad de los mercados nacionales, lo que es esencial para las discusiones en torno a la creación de un mercado común. Se estudia también la formación de precios a lo largo de la cadena y la estructura de precios relativos, con el propósito de mostrar las disparidades existentes. El estudio concluye planteando algunas recomendaciones sobre como enfrentar el desafío de la integración gasífera de los mercados del sur de América.

I. Naturaleza e impacto de las reformas

En este capítulo se incluye una breve reseña de las transformaciones ocurridas en la industria del gas natural en los países seleccionados, destacándose los aspectos institucionales y regulatorios que rigen actualmente en dicha industria.

A. Argentina

En la Argentina el sector gasífero se desarrolló básicamente a partir de la creación en 1946 de la empresa estatal Gas del Estado y mantuvo un carácter de estructura estatal y monopólica hasta la reforma introducida en el año 1992, cuando se promulgó la ley N° 24076 de Marco Regulatorio y Privatización de gas del Estado.

Antes de esta Ley, las actividades del *upstream* se hallaban a cargo de la petrolera estatal YPF, la cual no obstante mantenía contratos con empresas privadas que le vendían su producción.

Las reformas abarcaron a la totalidad de las empresas del sector energético comprendiendo la concesión de áreas marginales y Centrales; la reconversión de los contratos en asociación y concesión; la venta de reservas en áreas centrales; y finalmente la privatización de la empresa reestructurada y redimensionada. La nueva YPF a su vez adquirió los activos de la petrolera Maxus con lo cual alcanzó dimensiones internacionales, siendo, en 1999 totalmente adquirida por la empresa española Repsol, transformándose en Repsol-YPF.

Estas transformaciones en el *upstream* implicaron la creación de un mercado oligopólico concentrado y totalmente compuesto por

actores privados. Sin embargo las reformas fueron efectuadas mediante una serie de decretos, manteniéndose aún vigente en la actualidad la Ley n° 17319 de 1967 que rige la actividad. Actualmente las empresas pugnan por una nueva Ley que ratifique las reformas basadas en instrumentos jurídicos de menor jerarquía, dado que tras los cambios ocurridos con el abandono de la convertibilidad y ante el conflicto suscitado entre las empresas privatizadas y el gobierno en torno al tema de las tarifas, se ha creado una incertidumbre jurídica respecto al futuro de las concesiones de empresas de servicio público y de interés público, siendo el objetivo declarado de las empresas petroleras obtener sólidas garantías legales y ampliaciones de los plazos de las concesiones otorgadas. La legislación existente en materia de hidrocarburos permite a las empresas asumir precios internacionales para el crudo mientras que en el caso del gas los contratos de suministro a distribuidoras se han mantenido en moneda local, lo cual origina conflictos con las empresas que demandan el aumento de los precios.

En el caso del *downstream*, el transporte y la distribución -que antes era realizada por gas del Estado- fueron separados y convertidos en diez unidades de negocios: dos transportadoras y ocho distribuidoras.¹ Se creó también el Ente Regulador de Gas (ENARGAS) cuyas funciones son verificar el funcionamiento de la industria, realizar controles y dictar normas técnicas y de seguridad y establecer la regulación de la actividad mediante la revisión quinquenal de los cuadros tarifarios. Dicho ente autoriza también las nuevas zonas de distribución y hace las veces de árbitro en caso de conflicto entre consumidores distribuidores y transportistas.

La regulación introdujo las figuras de **comercializador** y **almacenador** y limitó la integración vertical de la industria.² Sin embargo en la práctica las empresas lograron un elevado grado de integración a través de la creación de otras sociedades.³

Las tarifas de transporte y distribución se hallan reguladas, mientras que el precio del gas es de libre contratación desde 1994, siendo la autoridad para el *upstream* la Secretaría de Energía que también autoriza las exportaciones.

Desde el inicio de las reformas, los mercados de exportación fueron creciendo hasta representar cerca del 18% de la demanda total, como así también las ventas para generación eléctrica, dado que el proceso de reformas en el sector eléctrico creó una sobrecapacidad de oferta considerable, parcialmente basada en la instalación de Ciclos Combinados de alto rendimiento. Por lo tanto la exportación de gas con destino a la generación eléctrica presenta un virtual grado de competencia con la exportación de electricidad en el mediano plazo.

B. Bolivia

Las reformas se iniciaron en Bolivia con la Ley N° 1544 del 21-03-94 que autoriza al Poder Ejecutivo a aportar los activos de las empresas estatales para la constitución de nuevas Sociedades de economía mixta, con participación de los trabajadores, distribuyendo una parte del paquete accionario a los ciudadanos. En el caso de Yacimientos Petrolíferos Bolivianos (YPFB) la reforma estableció la venta del 50% de las acciones a un socio operador estratégico y el 50% restante a los ciudadanos bolivianos a través de un fondo fiduciario administrado por los fondos de pensión privados.

Con la reforma se desintegró verticalmente la cadena gasífera y se crearon sociedades mixtas en los distintos eslabones. En el *upstream* se crearon dos unidades de exploración y producción de hidrocarburos denominadas Andina y Chaco. Con este primer paso se pretendió incrementar la

¹ El método de privatización implicó el cálculo del Valor Presente Neto (VPN) de los flujos de caja previstos para un período de diez años con tarifas pre-diseñadas y una estimación de costos operativos e inversiones obligatorias. Este método, aunado a la posibilidad de capitalizar en una elevada proporción títulos de la deuda pública (en virtual *default* en 1989-1992) permitió a los concesionarios acceder a la operación de activos por un plazo de treinta y cinco años a un valor muy por debajo del valor de su reposición, con tarifas elevadas, en términos de dólares, debido a las distorsiones de la convertibilidad que ocultaba una fuerte apreciación monetaria.

² ENARGAS también autoriza el traspaso de los precios contratados de gas entre productores y distribuidoras pudiendo desautorizar el *passthrough* a tarifas finales.

³ Ver R. Kozulj 1993, 2001, 2002.

competencia y limitar la integración vertical en tanto los productores de hidrocarburos no pueden participar ni en la generación eléctrica ni en la distribución de gas. Por otra parte YPFB lanzó distintas rondas con apertura al capital privado para licitar áreas lo que dio lugar a la participación de otros actores, entre ellos la petrolera argentina Pérez Companc (actualmente Petrobrás), Vintage, Repsol-YPF, Pluspetrol, Petrobrás y otras.

En el caso del transporte hasta 1996 esa función recaía en YPFB, pero a partir de esa fecha el 50% de las acciones pasó a Transredes S.A., una sociedad donde Shell y Enron participan. Esta última empresa es operadora del tramo boliviano del gasoducto de exportación a Brasil constituido por 557 km. en el territorio nacional. La distribución es libre y por ley se dispuso también la desintegración horizontal dando lugar a la creación de cinco distribuidoras regionales. La regulación establece precios mayoristas formados por un promedio ponderado entre el gas de exportación en la frontera y el precio en el mercado interno.

La Superintendencia de Hidrocarburos regula las tarifas de transporte y distribución por lo que el precio final resulta de la sumatoria de las tres componentes básicas distribuidas entre los diversos usuarios con el objetivo de recuperar la totalidad de los costos, pero con el objetivo simultáneo de obtener el costo menor para los usuarios. El segmento de grandes usuarios se halla desregulado mediante el libre acceso a la infraestructura de transporte.

Para el caso de los precios de exportación el precio pactado con Argentina era el vigente en la cuenca del noroeste argentino, pero los flujos se interrumpieron en 1999, retomándose en cantidades mínimas en el año 2002 con el objetivo tácito de crear un precio de importación para referenciar los precios internos, prácticamente congelados a un tercio de su valor previo tras la devaluación del año 2002.

En el caso de Brasil el precio negociado por 20 años es de 0,95 (dólares por millón de BTU) para volúmenes de entre 8 y 16 millón de m³/día (MMm³) y se irá incrementando hasta 1,06 (dólares por millón de BTU) hasta la capacidad máxima del gasoducto existente (30 MMm³/día). Para volúmenes superiores el precio debía ser 1,2 (dólares por millón de BTU), pero existen miras a renegociar estos precios tras las perspectivas actuales del mercado del país importador.

C. Brasil

La enmienda constitucional aprobada en noviembre de 1995, modificó el artículo 177 de la Constitución que no permitía la participación del sector privado en la exploración y explotación de hidrocarburos. En 1997 la reglamentación de la Ley N° 9478 permitió la asociación de Petrobrás con empresas privadas y abre la posibilidad de acceder a licitaciones de áreas de exploración al sector privado bajo su propio riesgo. La administración de los derechos de exploración y producción de gas natural se centraliza en la Agencia Nacional de Petróleo (ANP) creada por la nueva ley de inversiones petroleras antes mencionada. Sin embargo la apertura de las actividades en el *upstream* no ha prosperado tan rápidamente en gas como en petróleo donde Shell y Repsol-YPF operan campos, obteniendo la primera permiso de exportar.

Petrobrás continua manteniendo un virtual monopolio en el **transporte**, en tanto es socio mayoritario de la Transportadora Brasileña de Gas (TBG) a través de su subsidiaria Gaspetro. En la distribución -que antes estaba a cargo de los gobiernos federales- la reforma determinó la privatización de algunas distribuidoras, convitiéndolas en empresas de capital mixto desde 1993 y permitió el otorgamiento concesiones de distribución en Río de Janeiro y São Paulo a empresas de capital privado, tras la llegada del gas importado de Bolivia en 1999.

La actividad regulatoria recae en la ANP que tiene un régimen autárquico especial como órgano regulador de la industria del petróleo en vinculación con el Ministerio de Energía y Minas. Entre sus funciones más importantes se halla el otorgar concesiones y licencias de exploración y producción, autorizar actividades de transporte e importación y el establecimiento de criterios para la fijación de cuadros tarifarios para el gas.

Los precios en el mercado mayorista de gas se fijan a valores de mercado en tanto la integración de gasoductos y el sistema de libre acceso deberían permitir una competencia de tipo gas-gas.⁴ Las tarifas de transporte y distribución en el mercado se fijan libremente pero en caso de conflicto arbitra la ANP.

En la práctica sin embargo, el cuasi monopolio de Petrobrás en transporte, producción e importación implica una discriminación formal de los precios del gas y de los costos de Transporte y limitaciones prácticas al libre acceso. En el mercado minorista la ANP fija los cuadros tarifarios resultantes sobre la base de una política de promoción de la penetración del gas natural en la matriz energética, objetivo declarado de las políticas emprendidas, en especial, desde 1997.

D. Chile

La legislación permite a privados participar en exploración y desarrollo a través de contratos de operación con el gobierno. Sin embargo Chile no posee reservas de importancia y es un importador neto. La actividad gasífera se rige por una ley muy antigua, la Ley de Gas N° 323 de 1931, que se hizo más operativa tras el dictado del Reglamento de Concesiones y el Reglamento de Seguridad de la Industria del Gas que fija las normas técnicas.

Esta ley rige las concesiones para establecer, operar, y explotar el servicio público de distribución de gas de red, y las redes de transporte de gas de red; establece los permisos para operar, y explotar la distribución de gas de red y las redes de transporte de gas de red no sujetas a concesión y las servidumbres que se requieran, el régimen de precios a que están sometidos los servicios de gas de red; las relaciones de las empresas de gas entre sí, con el Estado, las Municipalidades, y los particulares; las disposiciones sobre calidad del servicio de gas de red; las condiciones de seguridad a que deben someterse las instalaciones y artefactos de gas de red y los artefactos a gas licuado; y las condiciones de seguridad de las instalaciones interiores de gas de red.

La supervisión técnica y el otorgamiento de concesiones, así como la fiscalización, son atribución de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, creada por Ley N° 18.410 del 22-5-1985 mientras que las disposiciones regulatorias están en el ámbito de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Los dispositivos mencionados ya preveían los objetivos propios de las reformas que se aplicaron en otros países de la región, durante los años noventa, lo que facilitó la apertura y la reestructuración del mercado chileno, completada a partir de 1995 por el acuerdo de interconexión gasífera con Argentina, que le permitió importar gas a Chile, con el propósito de diversificar su matriz energética, posibilitando una mayor generación de electricidad por medio de ciclos combinados. En julio de 1995 se dictó el reglamento de concesiones para el transporte y distribución de gas natural que contempla el acceso abierto a terceros.⁵ En caso que el suministro desde Argentina se viera interrumpido o afectado temporalmente se observará el principio de no discriminación entre ambos países, aspecto que ha sido motivo de una reciente controversia entre ambos países. Cabe indicar que el reglamento de seguridad establece la obligatoriedad para los concesionarios de prestar sus servicios en condiciones de igualdad económica, comercial, técnica y de información para todos los usuarios. La legislación no limita la integración vertical entre transporte y distribución ni la fijación de peajes de transporte, lo que en la práctica dificulta un mercado abierto, ordenado y transparente.

E. Colombia

En Colombia, el Programa de Masificación de Gas definido por el Consejo Nacional de Política Económica y Social (COMPES) lanzado en 1993 es crucial en el desarrollo de la industria del gas

⁴ Anteriormente el gas nacional se fijaba tomando como referencia el 75% del precio del crudo como máximo.

⁵ El Decreto N° 263 de 1995 reglamenta las concesiones de transporte y distribución.

natural. Su objetivo es lograr la sustitución de electricidad por gas en los usos calóricos domiciliarios, promover la sustitución de combustibles livianos, sustituir derivados del petróleo y carbón en usos industriales y lograr la reconversión de la generación de electricidad mediante la instalación de ciclos combinados y turbinas de gas.

Los descubrimientos de gas en Cusiana y otros yacimientos como Cupiagua, Volcanera y Opon, aunados a otros potenciales impulsó la idea de construir infraestructura de transporte para cubrir la demanda potencial de gas en casi todo el país. Así se construyeron gasoductos hacia Bogotá, Cali y Medellín, integrándose a la red que abastecía la costa. En 1997 se constituyó la empresa estatal ECOGAS cuyo objeto es operar, mantener y explotar los gasoductos propios o de terceros por los cuales paga una tarifa de disponibilidad.

El esquema adoptado en Colombia responde al criterio de estricta desintegración vertical, aún cuando ECOGAS es financiada por ECOPETROL que produce gas en asociación con múltiples actores privados. El grueso de los gasoductos nuevos, Sistema de Transporte del Centro que une los yacimiento de la Guajira con los provenientes de los de Cusiana y abastece a Bogotá y alrededores, como también el sistema del Sur, fueron construido por ECOPETROL bajo contratos tipo BOMT (construcción, operación y mantenimiento).

El sistema es de libre acceso a terceros y las tarifas se calculan por tramos de entrada y salida en puntos que interconectan la vasta red. Estas tarifas deben cubrir los costos económicos.⁶ La regulación a nivel de la distribución recae en la CREG, la que establece las metodologías de cálculo de tarifas y dicta las resoluciones correspondientes. Las tarifas máximas se componen del costo promedio máximo del gas en campo, costo medio de transporte efectivamente pagado por los distribuidores, el costo medio máximo de distribución en redes locales, el cargo del servicio de comercialización y un factor de ajuste que permite corregir las diferencias entre los cargos máximos permitidos el año anterior y el costo de la tarifa media.⁷

F. Perú

Al momento de redactar este trabajo, el abastecimiento de gas existente se refiere tan solo a Piura. La gestión de exploración y producción estuvo a cargo de PETROPERU pero fue comprendida posteriormente en la privatización de la mayor parte de dicha empresa. La gestión del negocio del gas pasó a manos de PERUPETRO que condujo el proceso de concesiones ligadas al desarrollo del significativo yacimiento de Camisea en el Cuzco. Este yacimiento fue descubierto por la empresa Shell, pero las negociaciones efectuadas desde 1996 entre Perupetro S.A., Shell Prospecting and Development B.V. y su socio menor la empresa Mobil no prosperaron caducando el plazo en el año 2000.

Con la decisión de otorgar Camisea en concesión al consorcio liderado por Pluspetrol en el upstream y al liderado por Techint en el transporte, se puso en marcha el desarrollo de Camisea para abastecer de gas a Lima y zonas aledañas. Del mismo modo el yacimiento de Aguaytía (Maple Gas) dio lugar a emprendimientos de generación térmica y planes de abastecimiento en su área de influencia.

El ordenamiento institucional del sector recae en el Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección General de Hidrocarburos (DGH), siendo el ente fiscalizador el Organismo Supervisor de la Inversión de Energía (OSINERG), mientras que la regulación de tarifas recae en la Comisión Reguladora de Energía (CRE), dependiente en un principio de la OSINERG, aunque con grado de independencia creciente tras las reformas del año 2001. En este caso la integración vertical entre productores y transportistas ha sido explícita como forma de viabilizar el proyecto, el que es impulsado

⁶ El sistema supone la creación de zonas de servicio exclusivo para atender a consumidores pobres mediante un sistema solidario, para lo cual se agrupan Municipios y localidades pobres con otros que no lo son a fin de hacer viable la penetración del gas en sustitución de la electricidad tanto para los estratos de altos como de bajos ingresos.

⁷ Aún cuando en las tarifas no aparecen subsidios explícitos a nivel de la tarifa promedio –considerándose solamente los derivados de los criterios de solidaridad dentro del sector domiciliario– en los hechos ECOGAS es deficitaria y ECOPETROL se tuvo que hacer cargo de las obligaciones derivadas de los contratos BOMT. El objetivo de recuperar los costos puede contraponerse así en los hechos con un menor nivel de utilización de la capacidad, contradicción que el sistema colombiano no parece haber resuelto aún.

básicamente por el Estado sobre la base de mecanismos de capacidad garantizada y contratos de suministro a la empresa estatal Electroperú.

La distribución fue otorgada a Tractebel y otros socios privados y se está en etapa de análisis de las tarifas. Los datos preliminares de la CRE hacen prever que una política de recuperación de costos plenos puede reducir la demanda potencial a los escenarios de mínima penetración.

G. Venezuela

En Venezuela la actividad se rige básicamente por la ley de Hidrocarburos de 1943, por la ley de 1971 que declara de interés nacional al gas natural y reserva para el Estado los reservorios y el desarrollo de la industria, asignando a Corpoven su explotación, por el Régimen Orgánico Municipal que asigna a los municipios la competencia legal para vender gas de acuerdo a las normas nacionales y por la Resolución de 1993 que establece los procedimientos para fijar los precios base del gas natural.

Aún cuando el gas es considerado estratégico y ha habido una apertura en el upstream a la participación privada en exploración y desarrollo, la participación privada es casi nula en materia de gas, salvo en lo que respecta a los proyectos para la producción de GNL.

Las redes de transporte y distribución son operadas por Corpoven (casi 77% del mercado) y también por las otras dos filiales de PDVSA, Lagoven y Maraven en las regiones del oeste del país. Los usuarios domiciliarios alcanzan a unos 300000 y la cartera de grandes usuarios a unos 1300 clientes.

Si bien se ha pensado en términos de introducir progresivamente precios que reflejen el costo de oportunidad en un mercado libre y de abrir más el juego a los actores privados la participación de dichos actores es aún reducida y consiste en alianzas estratégicas en el *upstream*.

H. Uruguay

En Uruguay la política de reformas plantea una mayor participación privada la que de hecho se refleja en las concesiones otorgadas para servicios de distribución a consorcios internacionales.

La definición de la política energética a seguir se halla en pleno estudio por la Oficina de Políticas Públicas (OPP) y la llegada del gas natural obliga a una reforma institucional que es objeto de controversias entre los actores dominantes en los sectores de Petróleo y Electricidad (ANCAP y UTE).

La Dirección Nacional de Energía es la encargada de los aspectos regulatorios, que en el caso del gas se halla en estado incipiente.

II. Análisis de la cadena gasífera

En este capítulo se aborda el análisis de las cadenas gasíferas. Se describen como están configuradas; se precisa el grado de integración existente y la naturaleza de los actores y sus vinculaciones transnacionales. Se examinan las reservas, la producción, la composición de los sistemas de transporte y distribución y los mercados finales de consumo. Asimismo se destaca la penetración del gas natural en las matrices energéticas y la importancia de los intercambios intraregionales existentes.

A. Argentina

Como resultado de la reestructuración de la industria del gas, que se inició en 1992, la exploración-explotación, transporte, distribución y comercialización están separadas y a cargo íntegramente de empresas privadas. No obstante, persiste un grado de integración a través de la participación societaria que tienen las empresas dominantes del upstream en las distribuidoras, y también de modo indirecto en las transportistas y las distribuidoras a través de socios comunes.

A pesar de que uno de los fundamentos centrales del proceso de reformas fue incentivar la competencia, la estructura de tenencia de reservas y de producción y comercialización implican un mercado de carácter oligopólico y muy concentrado. Por otra parte, la distribución geográfica de las reservas y la conexión con los distintos mercados, configuran en la práctica un sistema de monopolios regionales y de gasoductos de exportación con mercados muy bien demarcados espacialmente. La Argentina cuenta con reservas probadas del orden de los 763 miles de millones de metros cúbicos localizadas en cinco

cuenclas (Austral, Cuyana, San Jorge, Neuquén, Noroeste). De ellas tres son relevantes para el abastecimiento interno y dos para el externo salvo que en la cuenca Austral llegara a producirse GNL.

No sólo la concentración geográfica es muy grande sino también el control que ejercen los operadores. Seis empresas disponen del 89,5% de las reservas probadas, concentración que al interior de cada cuenca es aún mayor. Así en la Cuenca Austral, Total controla el 52%; en la Neuquina, Repsol-YPF tiene el 52,3%; mientras que Tecpetrol y Pluspetrol controlan el 78,6 % de las reservas del Noroeste

El papel de Repsol -YPF en las ventas es dominante y proviene de su participación en numerosos contratos de asociación los que son una consecuencia de la reconversión de contratos durante la primera fase de la reestructuración de la Industria petrolera, cuando YPF aún no había sido privatizada. Repsol-YPF participa en explotación de gas natural, refinación, comercialización minorista, distribución de gas natural, producción de GLP y distribución de GLP y GNC. En orden a su grado de concentración e integración le sigue Total, con participación en la explotación de gas natural, refinación, comercialización minorista, transporte de gas natural, producción de GLP y distribución de GLP y GNC.

Destaca también PETROBRAS que al adquirir PECOM y Santa Fe Energy, participa en explotación de gas natural, refinación, transporte de GN y producción de GL. Les siguen un grupo de empresas medianamente integradas, conformadas por Panamerican Energy, Techint, Pluspetrol, Capex, CGC y Shell. Estas empresas participan en explotación de gas natural, refinación, transporte, distribución y producción de GLP pero su integración cubre un menor número de eslabones.⁸ Sin duda, el grado de concentración e integración influye en la transparencia del mercado. Además algunas de estas empresas participan también en la generación y distribución eléctrica, en petroquímica y en la provisión de insumos y servicios energéticos.

1. Desarrollo del “Upstream”

La producción de gas creció fuertemente desde 1992. Entre dicho año y el 2002, la producción pasó de 68 MMm³/día en 1992 a casi 126 MMm³/día. Este incremento se debió al fuerte consumo para generación eléctrica que dio cuenta del 39% del mercado nacional; al consumo industrial que representó el 24%; a las exportaciones que absorbieron el 18%; al consumo residencial, comercial y servicios que dio cuenta del 11,7% y al GNC que representó el 7,3%. Como puede observarse, cerca del 57% del incremento de la producción se explica por un uso intensivo del gas para la generación eléctrica y para la exportación a países limítrofes.

Las reservas probadas de gas subieron un 47,8% entre 1993 y 2001 pero sólo un 2,6 % respecto a 1989. Una parte muy importante de ese aumento no se debió a descubrimientos genuinos sino a una nueva clasificación de las reservas ya conocidas.⁹ La producción subió 72,2% en el mismo lapso, con lo cual la relación reservas/ producción se redujo de 19,4 años a 16,6 en 2001.

Una de las cuestiones más importantes que se deriva de este análisis es cómo se resolverá a largo plazo el tema de la exploración. Las empresas privadas que operan en Argentina prácticamente no

⁸ Techint participa del *upstream* petrolero, del transporte y distribución de gas natural, pero no en el mercado de GLP, en cambio es el principal proveedor de tuberías tanto para transporte como para distribución y opera en los mercados de exportación, construyendo gasoductos y redes y participando en la operación de los respectivos sistemas de transporte. A diferencia de este caso, Panamerican Energy opera en el *upstream*, en refinación, distribución de GN y producción de GLP. Operan en el *upstream* también una serie de empresas focalizadas, como Chevron, British Gas, Gasco, Gaz de France, Sociedad Italiana Vintage, Tractebel y otras que si bien en Argentina no se hallan integradas de modo importante, ni poseen reservas de magnitud considerable, ni tampoco aportan grandes volúmenes a la producción de gas, son empresas filiales de grandes operadores internacionales.

⁹ En efecto entre 1989 y 1990 las reservas comprobadas de gas disminuyeron en un 22% como consecuencia de la auditoría previa realizada a la privatización de áreas hidrocarburíferas. Así si se considera el incremento de reservas ocurrido entre 1990 y 2001 se tiene que el mismo fue del orden del 32%. Sin embargo cuando se hace el cálculo respecto a los datos de 1989, el incremento fue sólo del 2,6% en términos absolutos. Es decir se repusieron reservas al ritmo de la producción. Como ha sido mostrado en otro estudio, los incrementos de reservas declarados por área no se corresponden con los pozos exploratorios realizados en el período. De ello se deduce que las reservas incorporadas provinieron principalmente de las áreas en explotación y no de una actividad de riesgo minero genuina. Cf. R. Kozulj, *Balace de la Privatización de la Industria Petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles*, CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 46, Santiago de Chile, julio de 2002.

invierten en esta actividad a riesgo sino que maximizan sus ingresos a corto y mediano plazo optimizando la producción de petróleo y gas e incorporando reservas ya descubiertas. Pero ello puede ser sólo viable al límite de las reservas probadas más las probables en cada cuenca.

En la medida que una reactivación interna aumente el consumo de gas en industrias y para generación eléctrica y se sigan manteniendo los contratos de exportación, el ritmo de la producción crecerá más rápido que el del incremento de reservas.

La regulación obliga a abastecer prioritariamente el mercado interno, pero los contratos de exportación son a largo plazo e implican asimismo seguridad de abastecimiento. Si bien el panorama no parece dramático a corto y mediano plazo, a largo plazo es un área de conflictos potenciales muy importantes. Los precios del gas para el mercado interno regulado han sido pesificados desde el año 2002, lo que implica la reducción del precio al productor de este segmento en alrededor de un tercio. Si con precios que eran tres veces más altos los operadores no han realizado exploración genuina, si el mercado interno es incapaz de absorber aumentos significativos de los precios del gas, se comprenderá la gravedad del problema. Es por esto que en los últimos tiempos se vuelve a pensar en términos de inversión pública en el área de los hidrocarburos pero no está clara ni la modalidad, la coherencia ni la conveniencia de tal alternativa.

2. Transporte, distribución y estructura de la demanda

El sistema de transporte se halla conformado por dos grandes subsistemas operados por las empresas Transportadora de Gas del Sur (TGS)¹⁰ y Transportadora de Gas del Norte (TGN).¹¹ El sistema de Transporte de TGS comprende 7406 km de gasoductos.¹² Las inversiones realizadas por TGS entre 1993 y 2001 fueron de 1.176,5 millones de dólares siendo su facturación anual del orden de los 540 millones con activos valuados en 2.262 millones de dólares.¹³ Es importante señalar que lo sustantivo del incremento en la capacidad del sistema TGS se debió a la construcción de nuevas plantas compresoras.

El sistema de Transporte de TGN comprende 5406 kilómetros de gasoductos.¹⁴ El incremento de la capacidad desde el período inicial (22,6 MMm³/día) fue del 130% (53 MMm³/día) y se logró mediante una expansión de 1.243,4 km de longitud y 142540 HP adicionales en plantas compresoras. El grueso de las nuevas construcciones obedece a los gasoductos de exportación al centro de Chile (Gasandes) y al norte de dicho país Gas Atacama (TGN) y a los sistemas de exportación de Aldea Brasileira a Uruguayana (TGM), siendo menores los de exportación a Uruguay (Petrouruguay). Se estima que las inversiones realizadas por TGN fueron del orden de los 1.013 millones de dólares entre

¹⁰ TGS se halla conformada básicamente por dos grandes consorcios Enron (37,7%) y Pecom Energía e Hispano Argentina (32,6%) y el restante 29,7% en oferta pública pero Pecom Energía SA ha sido vendida a Petrobrás y Enron participa también en el gasoducto Bolivia Brasil.

¹¹ El consorcio TGN está conformado por Tecgas NV(Techint) con alrededor del 20% del paquete accionario; Total Fina Elf con otro 20%; Transcogas del grupo Meller con 15%; CGC (grupo Quintana) con 3 %; Petronas de Malasia con alrededor del 12%, siendo el principal accionista CMS Energy con alrededor del 30%. Esta última es una empresa estadounidense integrada en el negocio de transporte de gas y generación de energía eléctrica.

¹² Estos están conformados por el complejo San Martín de 2782 Km. que conecta los yacimientos de la Cuenca Austral y del Golfo de San Jorge con el GBA, recibiendo también gas de la cuenca Neuquina, los sistemas Neuba I y II de 745 y 682 km. respectivamente y 3197 km de gasoductos regionales y tramos finales.

El complejo San Martín data en parte de los años setenta y en parte de los ochenta, mientras que el Neuba II es el de más reciente construcción (1988). TGS posee y opera la planta de Gral. Cerri con lo cual es el principal productor de GLP proveniente de GN. A diferencia de TGN, TGS participa por ahora del negocio de exportación solo de un modo marginal a través del gasoducto Punta Lara con Montevideo- Cruz del Sur que entró en operación a fines del 2002 y se extenderá a Porto Alegre.

¹³ Esta cifra que debe ser comparada con el acceso a la licencia de sólo 561 millones, de los cuales únicamente 305 millones fueron en efectivo y el resto en títulos. El total expandido al 100% del paquete accionario, incluyendo deuda de largo plazo, rondaba los 1300 millones de dólares, Cf. R. Kozulj, *Resultados de la reestructuración de la industria del gas en Argentina*, CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 14, Santiago de Chile, noviembre de 2000.

¹⁴ Unos 3328 son de 24" que datan de 1960 y que conectan los yacimientos de la cuenca del noroeste con el Gran Buenos Aires, y el sistema Centro-Oeste construido en 1981 que posee una longitud de 2078 km en 30" de diámetro.

1993 y 2001. Las ventas anuales equivalen a unos 253 millones de dólares pero en esta cifra no se hallan los ingresos por exportaciones que representan el grueso de la expansión real de TGN.¹⁵

Tanto TGS como TGN recurrieron a un endeudamiento financiero poco inferior al capital propio para el financiamiento de las inversiones al tiempo que repartieron utilidades y dividendos en una muy elevada proporción.¹⁶ Se puede afirmar que el negocio de transporte de gas ha sido de los más rentables dentro de las privatizaciones y que los mercados de exportación impulsaron el desarrollo de las inversiones para la interconexión de los mercados.

La actividad de distribución está a cargo de nueve compañías, ocho de las cuales fueron resultado de la desintegración y privatización de Gas del Estado mientras que Gas NEA fue creada con posterioridad como una nueva área de distribución.

La tasa media de crecimiento de las redes se ubica en un 3,5%, apenas por encima de la tasa total de crecimiento de usuarios entre 1993 y 2001 que fue del orden del 3,0% anual, lo que implica que la expansión promedio del sistema se dio a costos marginales no muy diferenciados de los costos medios. Una parte significativa de las inversiones en expansión de las redes fue financiada por los propios usuarios (R. Kozulj, 2001), lo que se explica por la no obligatoriedad de realizar inversiones en expansión si ellas no son rentables en "términos razonables". De todos modos, habida cuenta de las diferencias de precios entre el gas natural y sus sustitutos, los usuarios no han presentado resistencia frente a esta mecánica que implica una sobrerenta para las empresas distribuidoras.

Las principales empresas de distribución son son Metrogas (British Gas y Repsol-YPF); BAN (Gas Natural, Repsol, Manra, LGE Power, varias AFJP y otros menores); Litoral Gas (Tractebel y Tecgas NV(Techint); Gasnor (Gasco y Grupo Cartellone); Centro (LGBE International y Societa italiana per il gas per Azioni);Cuyana (LGE Power y Societa italiana per il gas per Azioni); Cammuzi Sur y Pampeana (Camuzzi y Sempra Energy, ApS, más algunas AFJP) y NEA (Gas del Sur, Gaseba, Pan American Energy Holding y otros menores).

Un hecho importante a destacar es que las principales empresas de transporte y distribución han recurrido a muy elevados montos de endeudamiento en divisas, principalmente en los tres últimos años antes del fin de la convertibilidad. Este endeudamiento no pareció responder a la necesidad de financiar inversiones, en tanto la expansión del sistema no fue tan importante y los mecanismos de financiamiento por terceros no lo justificaba. Por lo tanto puede verse como una clara maniobra estratégica-especulativa, tendiente a presionar por la dolarización de las tarifas, para intentar obtener del Estado compensaciones por los perjuicios de la devaluación, o para mejorar el precio en caso de una readquisición por parte del Estado de los servicios públicos. Es decir obtener beneficios de tipo rentista en cualquiera de las alternativas de escenario político previsible.

El sistema físico de distribución (Km. de redes) creció poco más del 30% y fue financiado con aportes de terceros. El sistema troncal sólo se expandió en los gasoductos de exportación y el resto mediante el aumento de la potencia de compresión y obras secundarias (*loops*). La producción de gas creció 66% en el período, pero la mayor parte de este incremento obedeció a consumo de plantas de generación térmica y a exportaciones y fue viabilizado con costos marginales muy inferiores a los medios. Por lo tanto resulta difícil comprender cómo el monto del endeudamiento puede resultar similar al valor de los activos al inicio de las reformas.

Este hecho deberá ser considerado como un eventual obstáculo a la integración, y como prácticas a regular en el caso de establecerse una instancia reguladora supranacional, dado que el caso argentino

¹⁵ Los activos de TGN están valorizados en 1290 millones de dólares pero el acceso a la licencia se produjo con un aporte en efectivo de 66 millones, sobre un total de 248 millones que expandidos al 100% de la sociedad e incluyendo deuda de largo plazo equivalían a cerca de 455 millones.

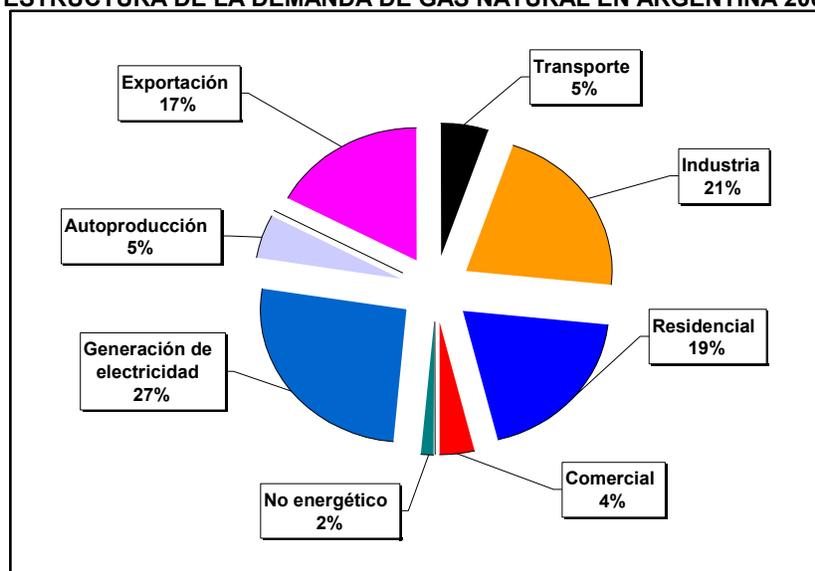
¹⁶ En 9 años, hasta 2001, las empresas reguladas de gas (2 transportadoras y 8 distribuidoras) tuvieron utilidades por 3.868 millones (15,5% sobre ventas) y repartieron el 81% en dividendos, reinvertiendo sólo el 19% restante. Habían pagado en diciembre de 1992 2.221 millones por el 73% de las acciones, el 69% en títulos de deuda argentina, tomados al 50% de su valor, cuando había algunos que cotizaban al 10%.Invirtieron en mejoras, mantenimiento y expansiones una cifra que se desconoce, pero recurrieron a un endeudamiento próximo a los 4 mil millones de dólares.

señala la posibilidad de una desvinculación importante entre el endeudamiento y las inversiones realizadas, lo que afecta las prácticas competitivas y la transparencia de los mercados.

Argentina tiene, dentro de la región, el sistema gasífero más maduro y diversificado. Ello se refleja tanto en la estructura de la demanda final como en el alto grado de penetración sectorial que tiene el gas natural (gráfico 1). El consumo medio anual de gas natural por habitante urbano en Argentina es de 928 m³/año, superior al promedio mundial y solo superado en la región por Venezuela (1299 m/año). Sin embargo el peso de su mercado interno y la magnitud de las reservas, frente a la ausencia de inversiones en exploración hacen peligrar el abastecimiento a largo plazo y reducen sus potencialidades en el marco de la integración gasífera del Sur de América.

La situación se complica más aún cuando se considera que el tipo de cambio de equilibrio de largo plazo compatible con un crecimiento con endeudamiento sostenible, implica precios de la energía por debajo de los internacionales, a lo que se agrega la existencia de costos hundidos ya amortizados. Si bien ambos factores brindan ventajas competitivas objetivas, pueden ser factores de conflicto para la integración gasífera. La experiencia de los operadores y la naturaleza multinacional y regional de los actores implica un poder de mercado que será un gran desafío para los entes reguladores nacionales y si lo hubiese en el futuro, para un eventual ente supranacional. Es previsible, en caso de avanzarse en la integración, que estos actores tengan un papel dominante.

Gráfico 1

ESTRUCTURA DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL EN ARGENTINA 2001

Fuente: Elaborado por el autor con cifras de OLADE y ENARGAS.

B. Bolivia

A partir de 1997 Bolivia emprendió reformas de gran envergadura transformando radicalmente el mapa gasífero de la región por sus potenciales de exportación a mercados externos y por el papel que deberá cumplir en la integración gasífera del Sur de América.

1. Desarrollo del “Upstream”

Las regiones con potencial hidrocarburífero se hallan divididas en ocho provincias geológicas que totalizan 450000 Km². Las reservas probadas y probables de gas natural a enero de 2002 eran de 52,3 TCF (1.966,3 millones de m³) mientras que en 1997 se estimaban en sólo 5,69 TCF (161,2 millones de metros cúbicos).

La exploración se rige por la Ley de Hidrocarburos N° 1689 del 30 de abril de 1996. La provisión de información es realizada por el Centro de Información Hidrocarburífera en la ciudad de Santa Cruz de la Sierra y pertenece a la ex empresa estatal YPFB. Los contratos de riesgo compartido, de exploración, explotación y comercialización, deben ser suscritos por YPFB a nombre y representación del Estado. En la actualidad participan de la actividad exploratoria empresas nacionales e internacionales en 38 contratos de riesgo compartido.¹⁷ Como resultado del proceso de capitalización de YPFB inversionistas privados suscribieron doce contratos de riesgo compartido¹⁸ y once contratos de operación o participación fueron transformados en contratos de riesgo compartido.¹⁹ La distribución de las reservas probadas y probables indica que la Empresa Petrolera Andina S.A. controla un 24% de las reservas mientras que Petrobrás, que maneja las importaciones de gas desde Bolivia a Brasil, cuenta con cerca del 14%, cifra que es casi equivalente a las reservas que tenía antes de la incorporación de los nuevos descubrimientos en Santos (cuadro 1).

Cuadro 1
BOLIVIA: RESERVAS PROBADAS Y PROBABLES DE GAS NATURAL
(Cifras en miles de millones de m³)

Compañías	Reserva total	Porcentaje del total
Andina	363,5	24,80%
Total exploration production bolivie	205,7	14,00%
Petrobras bolivia sa	201,8	13,80%
Maxus bolivia inc.	143,2	9,80%
BG exploration & production ltd.	140,9	9,60%
Mobil boliviana de petroleo inc.	98,9	6,80%
Arco de bolivia ltda.	93,9	6,40%
BGBC	92,7	6,30%
Chaco sa	60,8	4,20%
Otros menores 2 tcf	564,8	4,30%
Total (probadas+probables)	1 966,3	100,00%

Fuente: Hugo Peredo Roman, III LACGEC, Congreso Latinoamericano y del Caribe de Gas Natural y Electricidad, CBH-IAPG-CIER-SPE (Argentina-Bolivia), Bolivia, Análisis de las Reservas y Producción, 22-24 de abril de 2002.

Las reservas bolivianas crecieron fuertemente a partir de 1999, lo que le ha permitido desarrollar un significativo mercado de exportación en la región, al extremo que dado su bajo consumo interno, el 74% de la producción de gas natural, que en el año 2002 ascendió a 5,4 mil millones m³, fue exportado.

Bolivia ha sido productor de gas natural desde los años setenta. Desde diciembre de 1998 las exportaciones han sido principalmente hacia Brasil, con quien se suscribió un contrato por 20 años, pero desde junio de 2002, se empezaron a colocar volúmenes mucho más pequeños en Argentina. El mercado interno es pequeño y mientras crezca los mercados de exportación seguirán siendo el destino importante para el gas boliviano. Así en febrero de 2002, Brasil y Bolivia se empeñaron en fortalecer los lazos bilaterales en el campo energético. Para estos efectos se estudia una posibilidad de interconexión, conocida como Gafin, que costaría unos 5.000 millones de dólares que conectaría el sur de Bolivia con el sur de Paraguay, la región norte de Argentina, el estado brasileño del sur de Santa Catarina y la ciudad capital de Brasilia.

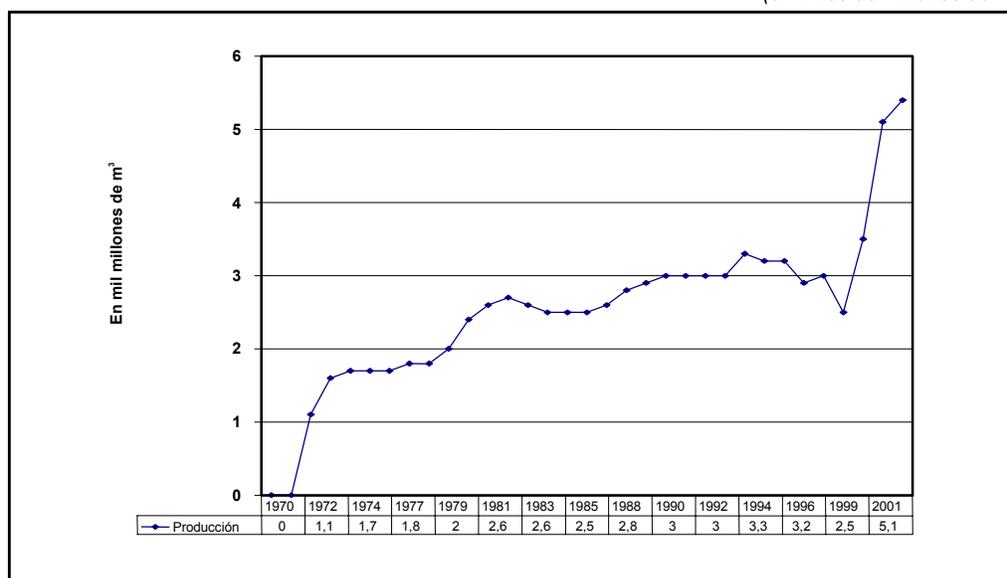
¹⁷ Las empresas son: BG E&P Ltd.; BHP Boliviana de Petróleo Inc.; Bolipetro S.A.; Dong Won Corporation de Bolivia; Elf Petroleum de Bolivia B.V.; Empresa Petrolera Andina S.A.; Empresa Petrolera Chaco S.A.; EPEC Ventures Bolivia Corporation; Exxon Bolivia Tuichi Ltd.; Maxus Bolivia Inc.; Mobil Boliviana de Petróleos Inc.; Perez Companc (actualmente Petrobrás); Petrobrás de Bolivia S.A.; Petrolera Argentina San Jorge S.A.; Pluspetrol Bolivia Corporation; Repsol Exploración Secure S.A. Tecpetrol de Bolivia S.A.; Tesoro Bolivia Petroleum Company; Total Exploration Productive Bolivia Ltd.; Union Texas de Bolivia Ltd.; Vintage Petroleum Boliviana Ltd.

¹⁸ Siete con Andina S.A. y cinco con Chaco S.A.

¹⁹ Esto se hizo al amparo de la Ley N° 1689 siendo los operadores de estos contratos Maxus Bolivia Inc.; Petrobrás Bolivia; Dong Wong Co. Bolivia; Repsol; Tesoro Bolivia; Total y Vintage Cf. Ver, w.w.w.Olade.org, Documentos e Informes/documentos/Cap. 6 pdf., Capítulo VI: El subsector de gas natural en Bolivia, tomado de la web el 10-10-2003.

Asimismo, en julio de 2001, las compañías más importantes, productoras de gas natural de Bolivia, Repsol-YPF, British Gas y British Petroleum, decidieron formar el consorcio Pacífico GNL para producir y exportar Gas Natural Licuado (GNL) al mercado de los Estados Unidos. El proyecto podría involucrar la construcción de 688 km de tubería desde el campo la Margarita, al sur de Bolivia, conectándose a un puerto en El Pacífico, sea en Perú o Chile. La opción de Chile es la preferida por Pacífico GNL porque está más próximo al campo la Margarita, cuyas reservas ascienden a 364 mil millones de m³. Se estima que la opción peruana tendría un costo adicional de aproximadamente 600 millones de dólares aunque, en este caso, la decisión boliviana está vinculada a diversos factores, no predominando necesariamente el factor económico.

Gráfico 2

BOLIVIA: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL 1970-2002(en miles de millones de m³)Fuente: Elaborado por el autor con cifras de *British Petroleum, Statistical Review, 2003*.

El proyecto contempla una planta de licuefacción en el puerto que se designe y el GNL se enviaría a una planta de regasificación ubicada en el norte de México (a ser construida por las empresas *Sempra Energy* y *CMS Energy* de los Estados Unidos). De allí, el gas, posiblemente unos 800 MMcf/d, se conduciría por tuberías al norte mexicano, a Baja California, California del Sur y al Sudoeste americano. El proyecto costaría entre 5 y 8 mil millones de dólares y las exportaciones serían de unos mil millones de dólares por año a partir del año 2007. En diciembre de 2001, *Sempra* y Pacífico GNL firmaron un memorándum de entendimiento para las entregas de gas empezando en el 2004 y por un período de 20 años. Esta sería, aparentemente, la mejor opción para el gas de Bolivia, sin descartar las posibilidades de una mayor venta a la Argentina y eventualmente a Chile, en el contexto de una nueva geopolítica que impulsa el actual Gobierno. Dado el potencial volumen de gas, la exportación hacia el norte de América es crucial, considerando la menor capacidad de absorción del mercado de América del Sur.

2. Transporte, distribución y estructura de la demanda

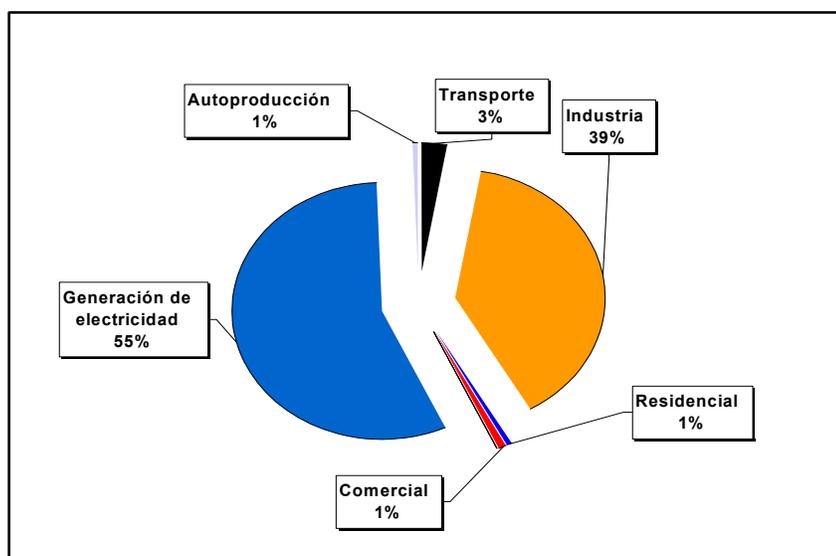
El sistema de transporte de Bolivia incluye unos 3.676 Km de gasoductos troncales, siendo su principal operador TRANSREDES, Transporte de Hidrocarburos S.A. Esta empresa se constituyó como sociedad anónima el 27 de mayo de 1997, en el marco del proceso de capitalización. El paquete accionario de TRANSREDES pertenece a las empresas ENRON y SHELL, existiendo también participación de fondos de pensiones bolivianos y otros accionistas.

La Superintendencia de Hidrocarburos de Bolivia le otorgó concesiones por 40 años para transportar hidrocarburos líquidos y gas natural al mercado interno y externo a través de ductos y estaciones de compresión y bombeo. Cuenta con alrededor de 5.700 kilómetros de ductos en Bolivia (3.000 km de gasoductos y 2.700 km de oleoductos) y tiene además participación en unos 3.100 km de ductos pertenecientes a compañías afiliadas. Adicionalmente presta servicios de operación para Gas Transboliviano S.A.,²⁰ Gas Oriente Boliviano Ltda. y Gas Occidente do Mato Grosso Ltda., y administra la Terminal Marítima de YPFB en Arica, Chile. La empresa TRANSREDES cuenta con redes que se expanden dentro de Bolivia, con conexiones internacionales a Brasil, Argentina y Chile.

La distribución de gas natural por redes se encuentra bajo la responsabilidad de cinco empresas distribuidoras: EMCOGAS en Cochabamba, Quillacollo, Clisa y Punata; SERGAS en Santa Cruz, Warnes, Montero y Mineros; EMDIGAS en Sucre; EMTAGAS en Tarija; YPFB en La Paz, El Alto, Viacha, Oruro, Potosí y Camiri. El consumo total de gas en la gestión del año 2001 fue de 417 millones de m³, alcanzando una reducción del 1 por ciento respecto a la gestión 2000.

Gráfico 3

BOLIVIA 2001: ESTRUCTURA DE LA DEMANDA INTERNA DE GAS



Fuente: Elaborado por el autor con datos del SIEE-Olade, Quito, 2003.

El tamaño del mercado interno de Bolivia es muy reducido en comparación con su relación reservas y producción. El consumo medio anual de gas natural de Bolivia por habitante urbano es de 80,3 m³/año, lo que es menos de la décima parte de lo que Argentina consume mientras que la relación reservas/producción se estima en unos 109 años para el caso de las reservas probadas. Los principales consumos provienen del sector de generación eléctrica, que da cuenta del 55% y del sector industrial que representa el 39% (ver gráfico 3). El sector residencial y comercial alcanza al 2% del mercado interno, mientras que el Gas Natural Vehicular (GNV) participa con un 3%.

El desarrollo del mercado de exportación a Brasil parece haber perdido el dinamismo esperado para las próximas décadas, por lo que con la presencia preponderante de empresas privadas en el upstream es de esperar que prosperen los proyectos de exportación de GNL. No obstante, la presencia simultánea de actores de los países importadores de gas de Bolivia, en el propio país exportador, si bien favorece la integración podría limitar la instauración de un mercado más competitivo. Las perspectivas de desarrollo del mercado interno son reducidas. El gas no aprovechado aún representa alrededor del 23% de la producción y en vista de la abundancia del recurso y de las inversiones necesarias para su aprovechamiento, esta situación no se modificaría sustancialmente en los próximos años.

²⁰ Gasoducto Transboliviano (en su tramo de Bolivia) es propiedad de las siguientes empresas: 51% Enron; 17% Shell; 17% Gaspetro (Petrorás); 9% BBPP; 2% British Gas; 2% BHP; 2% El Paso Energy.

Las exportaciones a Argentina, al menos a corto plazo, se relacionan más de la estrategia de las empresas argentinas de renegociar los precios del gas a partir de referencias de precios internacionales concretos, que de una necesidad derivada de la falta de reservas en el noroeste argentino. Sin embargo, de no realizarse las inversiones en exploración y obtener aumentos en las reservas de la cuenca del noroeste argentino, el gas proveniente de Bolivia podría jugar un papel importante en el abastecimiento de Argentina en un plazo de una o dos décadas.

C. Brasil

El abastecimiento de gas en Brasil proviene de fuentes internas y externas. La mayor fuente de abastecimiento externo es el gas importado de Bolivia a través del gasoducto que une Santa Cruz de La Sierra con San Pablo. Brasil importa también gas de Argentina desde el sistema que une Aldea Brasileira con Paso de los Libres y Uruguayana -Porto Alegre. El abastecimiento interno se realiza principalmente de las cuencas de Campos y Bahía. El grueso de las reservas, como así también de la producción, se halla en yacimientos *off-shore*. Sin embargo el panorama de reservas se ha modificado radicalmente en tiempos recientes tras el descubrimiento en la cuenca de Santos, que según Petrobrás serían las mayores reservas descubiertas por Brasil. Se estima el volumen de reservas de dicha cuenca se habría elevado de 70.000 millones (cálculo a abril de 2003) a 400.000 millones de metros cúbicos (cálculo a septiembre de 2003).

1. Desarrollo del “Upstream”

La actividad de exploración y explotación de hidrocarburos fue desarrollada históricamente por Petrobrás. Hasta 1997 la empresa estatal, creada en 1953, monopolizaba los derechos de exploración y producción. La ley de 1997 que permite la creación de *joint ventures* entre Petrobrás y compañías extranjeras. Asimismo, se han abierto nuevas zonas para la exploración en las que pueden participar tanto firmas brasileras como extranjeras.

Dentro de la misma ley se creó la Agencia Nacional de Petróleo (ANP) encargada de dictar normas regulatorias, diseñar los concursos para la eventual entrega de concesiones, monitorear el sector y otorgar los derechos de exploración y explotación. En agosto del año 2000 el gobierno puso en venta el 28,5% del paquete accionario de Petrobrás. Sin embargo esta apertura fue condicionada a la creciente participación de las firmas locales en la provisión de equipos y materiales.

En el caso del gas natural la apertura no se dio con misma velocidad aún cuando varias firmas multinacionales aparecieron en el escenario. Entre éstas destacan British Gas, Shell TotalFina Elf, El Paso, Agip, Repsol-YPF.²¹ La estructura del mercado revela que existe una considerable integración vertical entre el *upstream* y los restantes eslabones de la cadena. Petrobrás lidera el mercado no sólo por el manejo de las importaciones desde Bolivia sino también por su dominio sobre reservas, producción y transporte.

A pesar de que el número de empresas privadas extranjeras, y algunas nacionales que participan en las actividades de exploración y producción a partir de las tres rondas efectuadas por la ANP llega a 45 y se incluyen entre ellas empresas de envergadura como Esso, Texaco, Mobil, Chevron, Amerada, Kerr MacGee, Phillips y otras como Perez Compac, Tecpetrol, Sipetrol, etc., el éxito privado ha sido escaso.

Petrobrás, en competencia con firmas privadas, ha tenido una presencia dominante en las rondas convocadas por la ANP, directamente o en asociación con grandes empresas privadas. Petrobras participa en 114 bloques exploratorios de los cuales 86 le fueron otorgados por la ANP en agosto de 1998 y otros 28 los obtuvo en tres subastas públicas organizadas por la misma agencia entre 1999 y

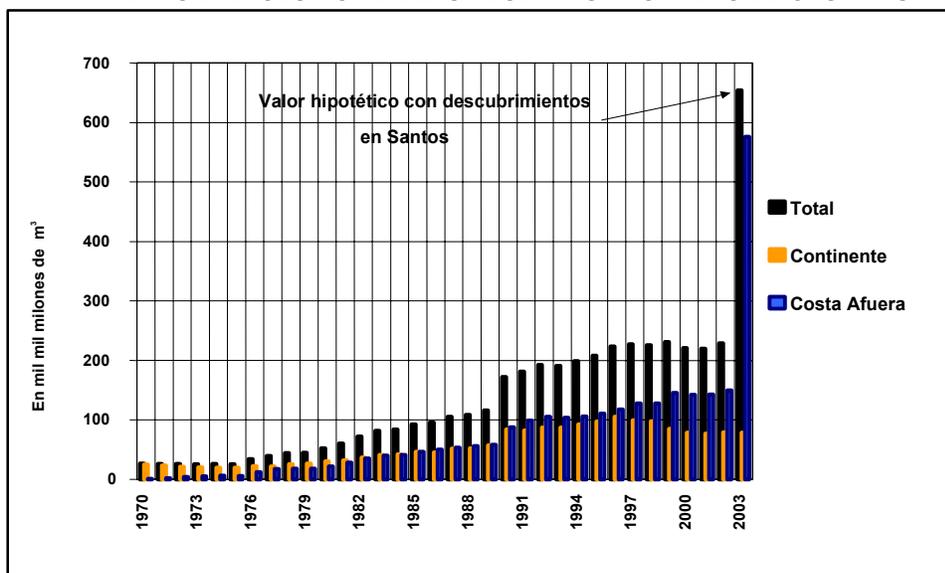
²¹ Shell participa en bloques licitados, en UTEs y en el sector transporte en TBG y en la distribución en Comgás y Gasoccidente. Total Fina Elf participa en bloques licitados y en las transportadoras TBG y TSB. El Paso participa en bloques licitados, en la transportadora TBG. Agip en bloques y la distribuidora *GasBrasiliano*. Repsol-YPF participa en bloques licitados y en tres distribuidoras y en la transportadora TSB.

2001. En 69 de sus 114 concesiones de exploración la petrolera estatal tiene un interés del 100% y en otras 45 aparece en asociación con otras compañías. La tasa de comercialidad de los descubrimientos de las privadas es muy baja y por lo general revierten las zonas a la ANP. Hasta agosto del 2003 sólo 10 bloques se declararon comerciales y todos ellos son operados por Petrobrás.²²

Las reservas de gas de Brasil han venido incrementándose significativamente en las tres últimas décadas. En el gráfico 4, se incluyen las reservas anunciadas por Petrobrás correspondientes a la cuenca de Santos,²³ las cuales de ser confirmadas plenamente modificarían radicalmente el panorama pasado respecto a la insuficiencia de abastecimiento local. Nótese que hacia 2001 el 65% de las reservas se hallaban costa afuera y que con la incorporación de las reservas de Santos esta proporción se eleva a 88%, triplicando el monto total estimado hacia 2001/2002. La distribución geográfica de las reservas revela una concentración en las cuencas ubicadas en la región sudeste que es la que se halla más próxima a los grandes mercados (San Pablo y Río de Janeiro). La producción de gas tuvo una tasa de crecimiento 8,6% en promedio al año en la última década (ver gráfico 5). En el año 2002 la producción era de 25 millones de metros cúbicos por día, frente a un consumo total de 37,5 millones de m³/día. La diferencia fue cubierta, principalmente, con las importaciones de gas de Bolivia. El abastecimiento actual es suplido aproximadamente con dos tercios de oferta interna y un tercio de importaciones. En 2002, las reservas tenían una duración de 25 años. Sin embargo, de confirmarse el volumen anunciado del descubrimiento en la cuenca de Santos, la duración se extendería a unos 71 años, lo que modifica radicalmente la dependencia externa del abastecimiento futuro de gas en el mercado interno brasilero.

El 64% de la producción es *off-shore* y el 48% de la misma se concentra en el sudeste que da cuenta a su vez de casi el 71% de la producción de gas costa afuera. El mercado del nordeste es abastecido en un 63% por yacimientos de gas asociado en tierra, principalmente de la cuenca de Bahía. Los descubrimientos recientes y la importancia creciente de los mercados del sudeste modificarán con seguridad este panorama en el futuro.

Gráfico 4
BRASIL: EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL



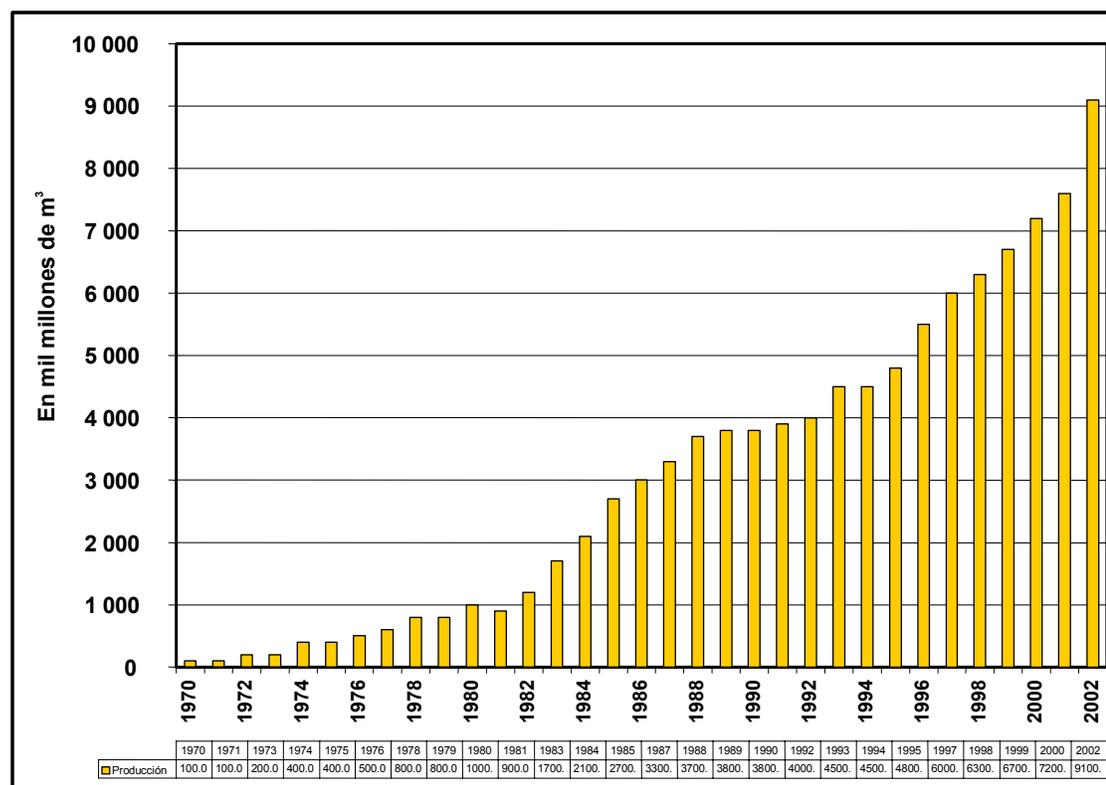
Fuente: Estimados del autor con cifras de *BritishPetroleum Statistical Review* 2003; SIEE-OLADE 2003 y Petrobrás.

²² Cf. Oil&Gas Journal Latinoamérica, julio-agosto de 2003, Vol. 9, número 4.

²³ Los yacimientos licitados por la ANP en la cuenca de Santos quedaron desiertas por falta de interés por parte de los actores privados. Después fue Petrobrás quien descubrió las reservas con lo cual consolidó su papel protagonista en el mercado local y regional, dado que su actividad se ha extendido a la Argentina, Bolivia y Venezuela.

Gráfico 5

EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN BRASIL



Fuente: estimaciones propias con datos de BP Statistical Review 2003 y Petrobrás.

2. Transporte, distribución y estructura de la demanda interna

El sistema de transporte de gas en Brasil se halla configurado por dos sistemas claramente definidos. El más reciente, ligado a la importación de gas desde Bolivia y que se conectará al sur de Brasil con el proveniente de importaciones de Argentina, y el sistema de abastecimiento proveniente de las cuencas de Campos y Bahía que abastece principalmente a la ciudad de Río de Janeiro. Existe también infraestructura en el noreste pero su volumen no es significativo.

El sistema de transporte que provee gas desde Bolivia conecta los yacimientos de Santa Cruz de la Sierra en Bolivia con Sao Paulo, atravesando los estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina y Rio Grande do Sul, beneficiando en forma indirecta a los estados de Rio de Janeiro y Minas Gerais. Desde San Pablo se dirige al sur hasta Canoas aledaño a Porto Alegre, donde llegará el gas argentino desde Montevideo a través del Gasoducto Cruz del Sur y a través del gasoducto TSB desde Uruguayana, dónde actualmente el gas argentino alimenta una planta termoeléctrica. Es decir, en Porto Alegre-Canoas puede haber un nodo de competencia habida cuenta de la conectividad real y potencial.

El sistema de importación desde Bolivia es operado por Transportadora Brasileira Gasoduto Bolivia-Brasil S/A (TBG).²⁴ Este sistema de transporte es uno de los más grandes de la región, registrando una longitud total de 3150 km. (557 en territorio boliviano y 2593 en territorio brasileño). Su capacidad actual es de 30 millones de m³/día, de los cuales se utiliza en promedio solo el 40%. El

²⁴ Transportadora Brasileira Gasoduto Bolivia-Brasil S/A es una sociedad constituida por Gaspetro (Petrobras) que posee el 51% de las acciones; British Petroleum Holdings con un 29% (conformado por tres partes iguales de 9.66% cada una entre British Gas, El Paso y Totalfina); Transredes con 12% (conformada por 6% F.P. Bolivianos, 3% Enron y 3% Shell); 4- Enron y Shell cada una en forma directa con un 4%. Petrobrás controla la sociedad con 51%; Brish Gas, Totalfina y el Paso 9.66% cada una; Enron y Shell 7% cada una y los Fondos de Pensión Bolivianos un 6%.

sistema de transporte abastecido con gas local se compone de dos subsistemas no conectados entre sí. Uno en el noreste que abastece Fortaleza, Recife y Salvador y el otro vinculado a la cuenca de Campos que cubre Rio de Janeiro. Este sistema es propiedad de Petrobrás y se compone de tramos relativamente cortos (entre 30 y 400 km). En total el sistema abarca unos 2.307 km. De longitud, con capacidades de entre 0,8 y 4,2 millones de m³/día.

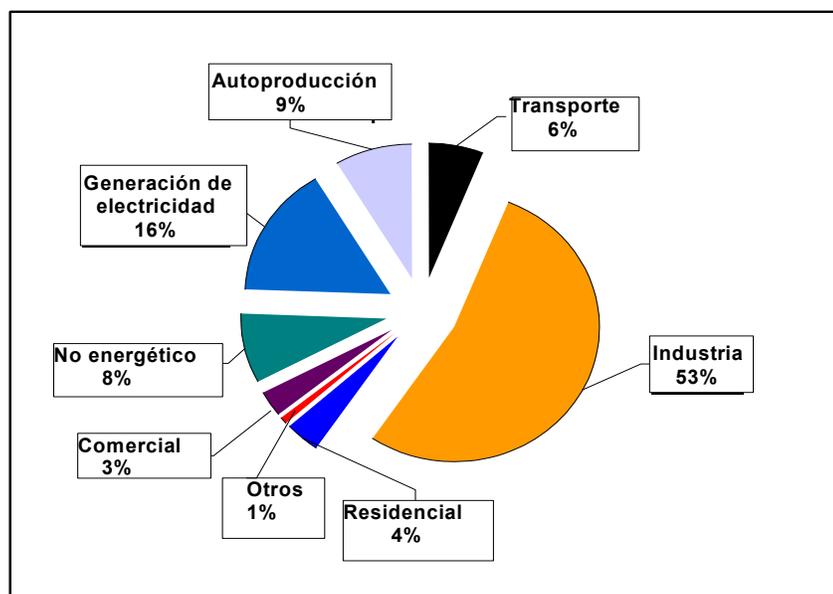
El sistema de distribución de gas está compuesto por 18 compañías que son alimentadas por los distintos sistemas de transporte existentes en las diferentes regiones de Brasil. Petrobrás participa, a través de BR Distribuidora, en casi la totalidad de las compañías de distribución aunque en las mayores ciudades participan actores de envergadura como Shell, Enron, Agip, BG y Repsol-YPF. El 68% de las ventas se concentran en el sudeste (Rio de Janeiro y São Paulo). En las nuevas distribuidoras de São Paulo, BR Distribuidora no figura entre los actores dominantes, dado que estas zonas fueron licitadas para la desintegración de la cadena. En el resto de la regiones su presencia sigue siendo dominante. El consumo total medio anual de gas natural por habitante urbano es de sólo 99,1 m³/año según cifras del año 2000, aunque se espera un importante incremento en las próximas décadas.

El sector industrial absorbe el 53% de las ventas totales (ver gráfico 6) a pesar que buena parte de la expansión de la industria del gas estaba prevista sobre la base del crecimiento de la demanda de la generación de electricidad, que al 2001 representa el 25% de las ventas a los usuarios. Muchos de éstos proyectos de inversión se vieron frenados tras la recuperación de los niveles pluviales normales que alimentan al sistema de generación hidroeléctrico tras el crítico año 2001. A ello contribuyó además la devaluación del Real a partir de 1998, lo que encareció en términos relativos el costo del gas en dólares y por lo tanto la competitividad de los nuevos ciclos combinados.

En 2001 el Gobierno anunció el Programa de Generación Térmica como prioritario. Se esperaba la construcción de 55 nuevas plantas alimentadas a gas con una potencia total de 23.000 MW. pero este programa se halla discontinuado y su futuro es incierto. Empresas como Enron y El Paso anunciaron, en febrero de 2003, que estaban dispuestos a vender su participación en la TBG dado que las expectativas de crecimiento no se materializarían. Este hecho, mas el anuncio de las nuevas reservas en Santos, conduce a una reconfiguración muy importante de los mercados regionales cuya integración puede cambiar el rumbo previsto, convirtiendo a la región en exportadora de GNL hacia el mercado de los Estados Unidos vía México.

Gráfico 6

BRASIL, 2001: ESTRUCTURA DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL



Fuente: Elaborado por el autor con cifras de SIEE- OLADE, 2003.

D. Chile

Aún cuando Chile posee reservas de gas en el extremo sur de su territorio, la producción ha venido declinando en los últimos años, convirtiéndose en un importador neto de gas, siendo su único abastecedor, por el momento, Argentina.

Chile decidió diversificar su matriz de generación de electricidad, proveniente, principalmente, de fuentes hidroeléctricas. Este objetivo, junto con los de atender la demanda eléctrica de grandes proyectos mineros en el norte del país y ampliar la producción de metanol en el sur, motivó el desarrollo de redes para el transporte y distribución de gas. El consumo que rondaba los 4 millones de m³/día en 1996, se elevó a 17 millones de m³/día en 2002, tras las sucesivas conexiones de gasoductos de importación en el norte, centro y sur del país.

El desarrollo del *upstream* es muy reducido. Chile posee 37,5 mil millones de m³ de reservas de gas en el extremo sur y al ritmo actual de producción dichas reservas tienen una duración promedio de alrededor de 15 años. La producción ha declinado, desde 1997, en alrededor de 44%, mientras que el consumo ha crecido en forma vertiginosa. Las reservas y la producción son manejadas por la empresa estatal SIPETROL, subsidiaria de la Empresa Nacional de Petróleo (ENAP), también íntegramente de propiedad del Estado. Dada la escasa importancia de la producción local y de las reservas nos concentraremos, básicamente, en la descripción de la infraestructura de transporte y la distribución, de importación.

El sistema de transporte está principalmente compuesto por los gasoductos de importación. Ellos son GasAtacama; Norandino; GasAndes; Pacífico; Methanex I y Methanex Patagónico II.

Adicionalmente se halla en proyecto el gasoducto Poseidón que alimentará el complejo Cabo Negro de la petrolera estatal ENAP, cerca de Punta Arenas en el sur de Chile. El cuadro 2 muestra los puntos de origen y destino, las capacidades actuales, los grados de utilización presentes y previstos al 2011, de donde se derivan las necesidades futuras de ampliación de los sistemas de transporte.

Cuadro 2
CHILE: GASODUCTOS DE IMPORTACIÓN

Gasoductos	Regiones actuales	Capacidad actual (en mil millones de m ³ /día)	Importaciones 2002	Porcentaje de utilización	Proyecciones CNE 2011(en mil millones de m ³ /día)	Proyección de capacidad utilizada (porcentaje)
Norandino	II Región	5,0	1,3	26,0%	6,0	42,9%
Atacama	II Región	9,0	2,2	24,4%		
GasAndes	V Región	10,0	5,8	58,0%	23,9	239,0%
Pacífico	VIII Región	3,5	0,8	22,9%	2,5	71,4%
Methanex YPF	XII Región	2,0	1,9	95,0%	8,5	160,4%
Methanex SIP	XII Región	1,3	1,1	84,6%		
Methanex PAN	XII Región	2,0	1,9	95,0%		
Total actual		32,8	15,0	45,7%	40,9	124,7%

Fuente: Estimaciones del autor con cifras de Enargas y CNE y N. Caruso, op.cit.

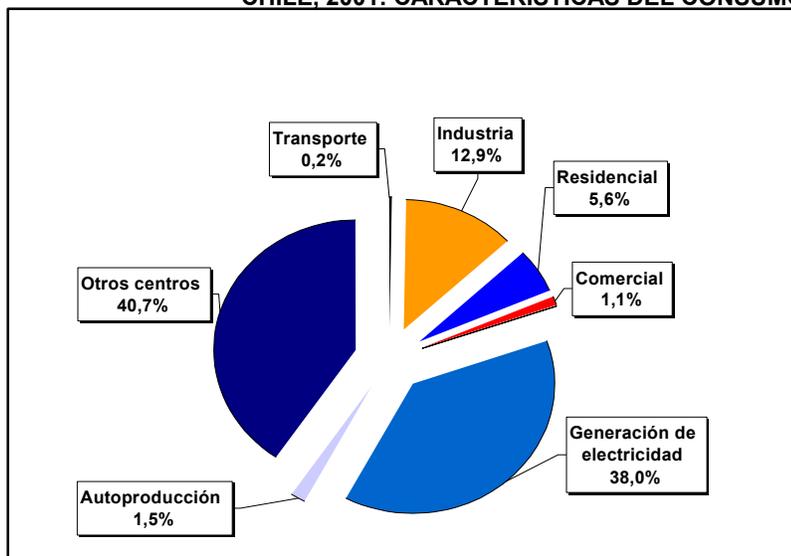
Las actividades de distribución en Chile son realizadas por 6 empresas distribuidoras, 3 operan a partir del suministro de Gasandes, Metrogas, Energas y Gas Valpo, siendo la primera la que abastece la zona metropolitana de Santiago. La Distribuidora Gas Sur opera en la VIII región a partir de los suministros de Gas Pacífico, mientras que las otras dos una opera propano distribuido por redes y la otra en la XII región en Magallanes.

La mayor parte del consumo del gas natural lo realizan las centrales eléctricas (ver gráfico 7). El consumo podría duplicarse en la próxima década. Actualmente, el 72% de las importaciones de gas procede de Argentina. En el futuro es posible que Chile requiera gas de Bolivia, dado el declive que experimentará el abastecimiento de Argentina. Sin embargo, el Gobierno de Chile estudia

fuentes alternativas de abastecimiento. La interconexión con el gas de Camisea en Perú es posible pero existen otras opciones con exportadores de fuera de la región.

Gráfico 7

CHILE, 2001: CARACTERÍSTICAS DEL CONSUMO



Fuente: Elaborado por el autor con datos de SIEE- OLADE, 2003.

E. Colombia

La prestación del servicio público domiciliario de gas natural se inició a comienzos de los setenta, en forma aislada, alrededor de los yacimientos encontrados en algunas regiones del país (Costa Atlántica, Santander, Huila y Meta, principalmente).

En 1986, luego de un largo período de bajo crecimiento, a pesar de la existencia de reservas, se inició el **Programa “Gas para el Cambio”** entre cuyos objetivos se encontraban los de promover interconexión nacional, aumentar la cobertura territorial e incrementar las reservas disponibles.

Este programa tuvo serias dificultades en su implementación. Fue recién con el descubrimiento de las reservas de Cusiana y Apiay, entre comienzos y mediados de los noventa, que se puso en marcha el **Plan de “Masificación de Gas”** que ha permitido la construcción de una extensa red de gasoductos para abastecer las principales ciudades del país. Sin embargo, la penetración del gas natural en Colombia no ha sido tan rápida como se esperaba. Entre los aspectos más relevantes de la industria colombiana del gas natural, se puede indicar que funcionalmente se distinguen cuatro actividades principales: producción-comercialización, transporte, distribución y comercialización. Cada una de estas actividades tiene un tratamiento regulatorio independiente, y disposiciones que limitan la integración vertical y horizontal de actividades. Desde el punto de vista de estructura de propiedad dichas actividades son desarrolladas tanto por entes privados como públicos en el caso de la producción-comercialización y transporte y mayoritariamente por el entes privados en el caso de la actividad de distribución/comercialización. Seguidamente se detallan estos aspectos.

1. Desarrollo del “Upstream”

Por razones constitucionales la mayor parte del desarrollo del “upstream” se hizo por contrato, lo que condujo a un oligopolio legal entre ECOPETROL y sus asociados. El régimen regulatorio vigente para el suministro de gas natural al por mayor se basa en una estrategia pro-competitiva, con un período de transición de diez años, a cuyo término se ha previsto liberar los precios regulados. La regulación se inició en 1995. En ese momento se argumentó que existían condiciones estructurales que impedían en el

mediano plazo consolidar un mercado competitivo para el gas, básicamente por la posición monopólica de ECOPETROL inducida por el Decreto 2310 de 1974.

Para desarrollar el mercado se introdujo una mayor flexibilidad a la comercialización, promoviéndose una negociación entre productores y grandes consumidores e introduciéndose condiciones de mayor concurrencia para la venta de gas. La fijación de una política de precios coherente ha sido una de las mayores dificultades para promover el gas de un modo masivo y exitoso en todos los mercados, lo que hace dudar sobre la total desregulación de precios para el año 2005.

Las condiciones contractuales para el “*upstream*” han sido motivo de controversia. Las compañías privadas han cuestionado el elevado nivel de regalías e impuestos, dado además, el alto costo del conflicto interno. Bajo el esquema de estricta división de la cadena (baja integración vertical por parte de los actores privados) y con el requisito de cubrir los costos económicos en transporte y distribución, el gas no resulta demasiado competitivo en Colombia, en especial para el sector industrial y aún para la generación eléctrica, hecho que ha presionado sobre los distintos eslabones de la cadena gasífera de modo dispar, tras la decisión de remunerar al gas en valores compatibles con los internacionales.

Las reservas comprobadas mostraron un declive considerable después de 1997 (ver gráfico 8) tras un período en el que venían creciendo muy aceleradamente (de 127 mil millones de m³ en 1990 a 402 mil millones de m³ en 1997). En la actualidad se estiman en 128 mil millones de m³. La caída brusca, en 1998, se debió principalmente a la reconsideración de las reservas comprobadas de Opón, Cusiana, Cupiagua y Apiay, aunque no puede ser descartado que dicha reconsideración fue un factor de negociación para no afectar los precios del gas en boca de pozo.²⁵ A partir del nuevo nivel de reservas la relación media reservas/producción bajó de 68 años a tan sólo 20 años.²⁶

En tal sentido conviene mencionar que desde 1998 se han ido produciendo importantes cambios en las modalidades de asociación. Desde la ronda de licitaciones del año 2000 en las cuencas tradicionales de Magdalena, Putumayo y Llanos se incluyó un porcentaje de asociación mas favorable (70%) para las empresas privadas y regalías decrecientes según nivel de productividad y en la actualidad la asociación con ECOPETROL ya no es obligatoria, habiéndose creado una Agencia Nacional de Petróleo, encargada de la negociación con los contratistas.

Si bien el objetivo principal es hallar petróleo, las mejoras en las condiciones contractuales incluyen precios elevados para el gas, dado que los principales descubrimientos en el Piedemonte arrojaron una elevada relación Gas-Petróleo.

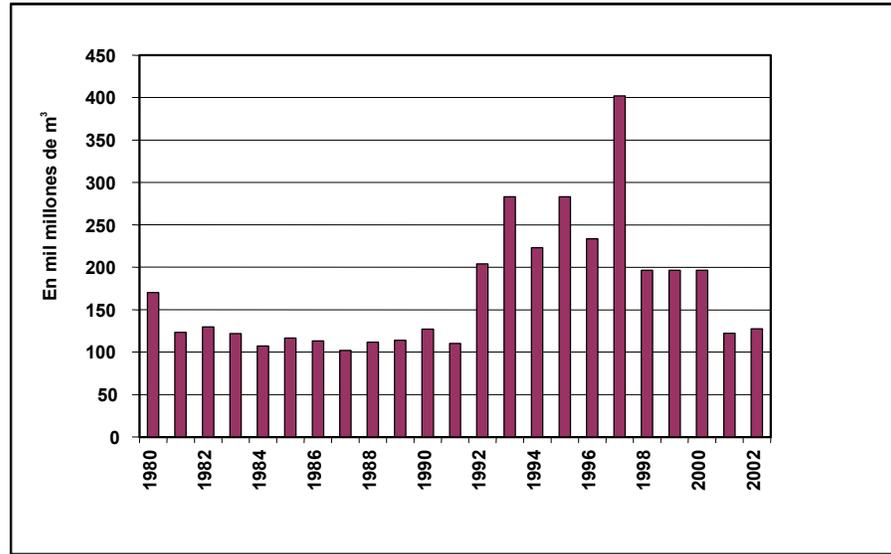
Si bien Colombia posee reservas de gas que exceden las proyecciones de su consumo interno, no parece disponer de proyectos de exportación autosustentables salvo quizás a Ecuador desde Popayán. Tampoco parece necesaria a corto plazo una integración con Venezuela, quien podría abastecer los mercados de la costa colombiana.

²⁵ Cf. Oil & Gas Journal Latinoamérica, Vol.8 N°5, septiembre-octubre 2002, pp 14-15. Allí se muestra la caída de reservas y se definen las reformas que incrementarían las reservas prospectadas como "Impacto de la prospección y exploración en curso", sin embargo los niveles de reservas a hallar retomarían los del período de incorporación de Cusiana y Cupiagua. En este último caso opera con Ecopetrol la perolera británica BP, que ha intentado mejorar su posición comercial en el desarrollo de estos yacimientos.

²⁶ Sin embargo según los datos del SIEE de OLADE, que difieren de los del BP Statistical Review, dicha relación sería sólo de 15 años.

Gráfico 8

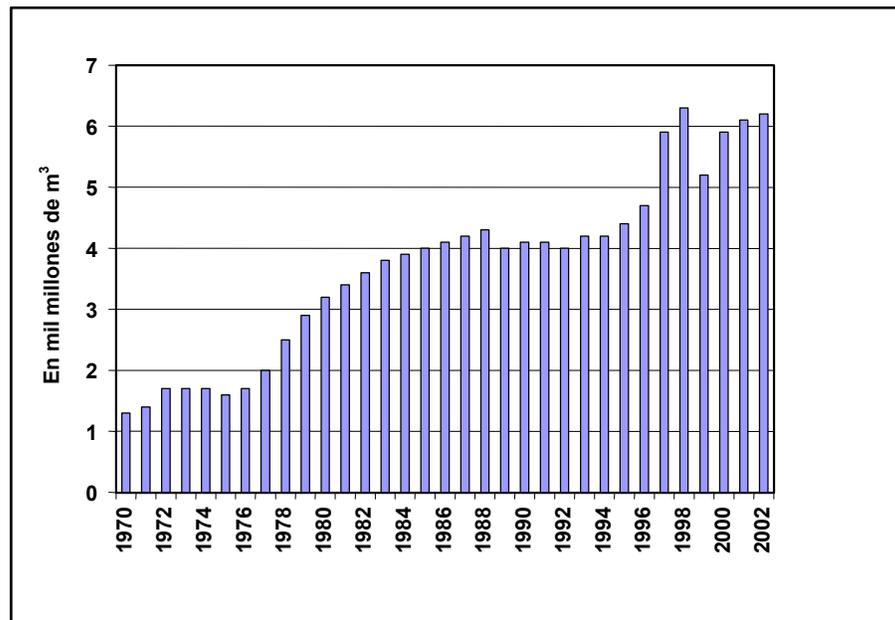
COLOMBIA: EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS COMPROBADAS



Fuente: estimaciones propias con datos de BP Statistical Review 2003.

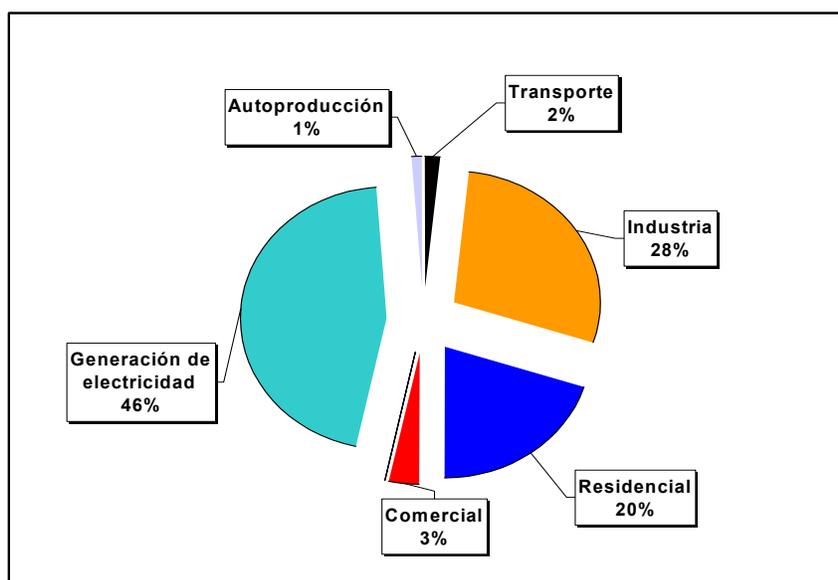
Gráfico 9

COLOMBIA: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL



Fuente: estimaciones propias con datos de BP Statistical Review 2003.

Gráfico 10

COLOMBIA : DISTRIBUCIÓN DE LA DEMANDA INTERNA EN EL AÑO 2001

Fuente: elaboración propia con datos de SIEE- OLADE, 2003.

2. Transporte, distribución y estructura de la demanda

El Sistema de Nacional de Transporte comprende el conjunto de gasoductos localizados en el territorio nacional, excluyendo conexiones y gasoductos que vinculan los centros de producción de gas con las Puertas de Ciudad, Sistemas de Distribución, Usuarios No Regulados, Interconexiones Internacionales o Sistemas de Almacenamiento. (Resolución CREG-001 de 2000).

Las principales transportadores del país, son ECOGÁS, empresa de derecho público, propietaria de la gran mayoría de la infraestructura de transporte del interior del país, desarrollada durante el denominado Plan de Masificación de Gas; y Promigas S.A., empresa privada propietaria de la gran mayoría de los gasoductos de la Costa Atlántica que representa al sistema más antiguo de Colombia.

Los transportadores restantes, se han desarrollado a través de contratos de concesión con el Ministerio de Minas y Energía. Dichos transportadores son: Trasmetano, Transoriente, Gasoducto del Tolima, Progasur y otros por libre iniciativa como en el caso de Transoccidente y Transcogas.

A diferencia del sector eléctrico, donde existe el régimen del transportador común, la modalidad de transporte de gas es por contrato, definiéndose en este los terminos de los servicios brindados y su futura expansión.

El sistema de transporte creado a partir del "Plan de Masificación de Gas", se construyó por el sistema BOMT (Construcción, operación y mantenimiento) y su costo fue afrontado por ECOPETROL y actualmente por ECOGAS.

En la actualidad existen cerca de veinte empresas distribuidoras de gas natural. Seis prestan el servicio bajo contratos de concesión exclusiva enmarcados dentro de lo establecido en la Ley 142 de 1994, y las empresas restantes lo prestan bajo contratos de concesión, no exclusiva, otorgados por el Ministerio de Minas y Energía con anterioridad a la expedición de la referida Ley de 1994. Gas Natural es la que opera en los mercados más atractivos, entre ellos Bogotá.

Esta empresa es subsidiaria de Gas Natural de Repsol, que opera en las principales metrópolis de la región (Buenos Aires, Rio de Janeiro y São Paulo). Repsol ha ingresado al *upstream* también en Colombia aunque aún no posee una participación significativa en el mercado.

La empresa comercializadora se halla muy desarrollada en Colombia y su función es garantizar precios promedio que no excedan del máximo resultante de la sumatoria de los costos de adquisición del gas más los costos de transporte y distribución, a lo que se agrega un margen de comercialización y un factor de ajuste que refleja la capacidad de negociación del comercializador. Por lo general las comercializadoras están vinculadas a las distribuidoras. El grado de penetración del gas natural en Colombia es muy bajo en comparación con la vasta estructura de transporte y distribución creada desde mediados de los noventa con la idea de explotar las reservas descubiertas en el Piedemonte dada la proximidad al principal centro de consumo potencial que es Bogotá. La distribución de la demanda interna se puede observar en el gráfico 10.

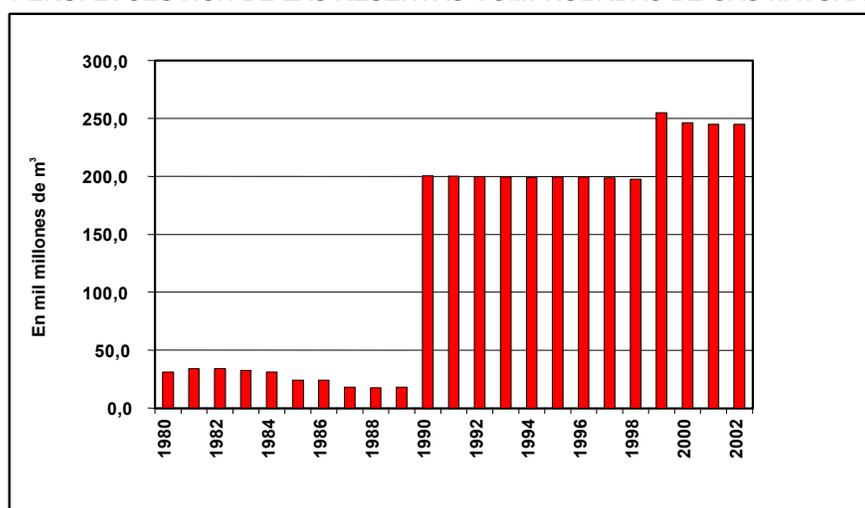
Las razones que explican la baja penetración tienen relación con la política de precios, la baja integración a la cadena de actores distintos a Ecopetrol y a la competencia que una mayor penetración del gas en la industria y la generación de electricidad podría acarrear a otros productos energéticos, entre ellos el Crudo de Castilla, producido por Ecopetrol que es similar al Fuel Oil con alto contenido de azufre. La penetración en el sector residencial de más bajos ingresos ha sido promocionada y se ha visto facilitada por el alto costo de la electricidad en sectores medios y altos.

F. Perú

El descubrimiento de los yacimientos de Camisea, en el año 1984, ha modificó sustancialmente el volumen y composición de las reservas energéticas del país. Las reservas probadas de Gas Natural son de 245 mil millones de m³ y son equivalentes a 4,7 veces las reservas de petróleo crudo. A su vez las reservas de Líquidos del Gas Natural (581 MMBls) son equivalentes a 1,4 veces las de Petróleo. La producción bruta actual de Gas Natural es muy baja en relación con las reservas, de tan solo 1,6 mil millones de m³, a tal punto que actualmente la relación Reservas/Producción es de 148 años (ver gráfico 11). El gas producido es reinyectado en un 41%, quemado y venteado en un 14% y el 45% restante es procesado en las plantas de gas, donde se obtiene gas seco, gasolinas y GLP. El gas se consume en un 57% en el propio sector energético (yacimientos y refinerías), el 43% va al consumo de la generación eléctrica y sólo el 0,2% va al consumo residencial.

Gráfico 11

PERÚ: EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS COMPROBADAS DE GAS NATURAL



Fuente: Elaborado por el autor en base a cifras de *British Petroleum Statistics*, 2003.

Las reservas de Camisea son de una magnitud considerable comparadas con las principales variables del balance energético nacional. Por ejemplo, representan alrededor de 20 veces el Consumo Final Total de energía de todo el país de los últimos años. A comienzos de diciembre del 2000, se firmaron los contratos para el desarrollo y explotación de Camisea. Las reservas de Camisea entrarán en

explotación en el segundo semestre del 2004, lo que cambiará radicalmente la situación. El proyecto de Camisea consta de tres etapas a cargo de dos grupos de operadores: producción y transporte y distribución. La etapa de producción comprende el desarrollo del yacimiento, una planta separadora de líquidos, una planta fraccionadora de GLP e instalaciones para el almacenamiento y embarque de los líquidos. La etapa de transporte y distribución abarca la construcción de un gasoducto para el transporte de gas, un ducto para el transporte de líquidos, un gasoducto para la distribución en alta presión.

1. Desarrollo del “Upstream”

La exploración y explotación de hidrocarburos opera bajo contrato con el Estado y en los últimos años se han suscrito diversas modalidades de contratos, que van desde contratos de operación, de participación a riesgo y del tipo licitación. Este último es el modelo prevaleciente. En la actualidad destacan las operaciones de exploración y explotación de consorcios como Repsol, Petro Tech, Pluspetrol, Perez Companc (ahora Petrobras) y algunas empresas menores. Perupetro es la agencia encargada de licitar las áreas. Según los operadores privados, la alta proporción de pozos secos y el elevado nivel de regalías hacen poco atractivas las operaciones en el Perú, por lo que se han venido otorgando mayores incentivos para la exploración.

La explotación de gas hasta antes de Camisea se limitó a la explotación del gas asociado de los campos de la costa norte del país. Un desarrollo reciente y previo a Camisea es Aguaytia, destinado a la producción eléctrica. La operadora es Aguaytia Energy. Se trata de unos 60 millones de pies cúbicos diarios (PCD) de los cuales el 60% se reinyecta.

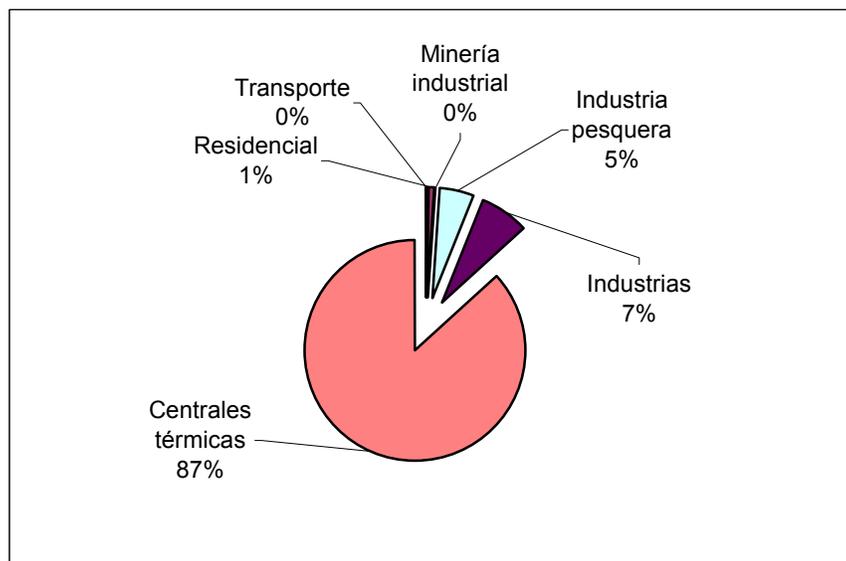
La explotación de Camisea está a cargo de un consorcio conformado por la firma argentina Pluspetrol Perú Corp. (36%); la estadounidense Hunt Oil Corp. (36%); la sudcoreana SK Corp. (18%); y la empresa estatal argelina Sonatrach (10%). Se trata de un proyecto valorado en unos 1,300 millones de dólares, de los cuales 500 corresponden al upstream. Se espera recuperar entre 245 y 253 mil millones de m³ de gas natural y entre 581 y 620 millones de barriles de condensados. La producción de gas comenzará a un nivel de 200 millones de pies cúbicos diarios (PCD) de gas natural, de los cuales el 60% será comercializado durante los primeros cuatro años.

Pluspetrol tiene una garantía de compra de 70 millones de PCD mediante un contrato del tipo “take or pay” con la empresa estatal Electroperú. Las perspectivas de la demanda interna son disímiles y varían entre un nivel mínimo de 900 ktep/año a los 2000 ktep/año²⁷ a ser alcanzados hacia el año 2015, según las diversas hipótesis de penetración sectorial y de desarrollo socio-económico del Perú. Las elevadas reservas de Camisea frente a las escasas perspectivas de exportarlo a Brasil tras los descubrimientos de reservas de Bolivia primero, a lo que se añaden los recientes descubrimientos de Santos en Brasil, harían improbable la exportación por gasoductos hacia este país.

Dadas estas circunstancias y el reducido tamaño relativo del mercado peruano uno de los socios del consorcio, la Hunt Oil Perú está planteando la posibilidad de exportar GNL para lo cual se está realizando un estudio de factibilidad. El proyecto contaría con un primer tren para procesar 600 millones de PCD de gas que costaría entre de 900 a 1000 millones de dólares, requiriéndose además otros 400 millones para la tubería y expansión de los campos y otros socios para incluir cuatro buques cisterna de 170 millones cada uno. El destino sería la regasificación en los mercados de México y Estados Unidos. Por tanto, este proyecto se complementaría con la exportación desde Bolivia, de mayor magnitud que la de Camisea. Se estima que ambos mercados estarían en condiciones de absorber las disponibilidades de ambos países.

²⁷ Cf. Plan Referencial de Hidrocarburos (PRH) MEM, Julio 2001, Lima, Perú; El Mercado del Gas Natural en Perú: Un análisis para la promoción de su desarrollo OLADE, Mayo 2001, Lima, Perú y Anexo II (OLADE) y Plan Referencial para el Desarrollo de la Industria del Gas Natural. Proyecto PARSEP para la DGH del MEM, realizado por el Canadian Petroleum Institute, Septiembre 2000. (PCI).

PERÚ: ESTRUCTURA HIPOTÉTICA ESPERADA DE DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO DE GAS EN PERÚ SEGÚN SECTORES DE CONSUMO HACIA EL AÑO 2015



Fuente: Estimados del Instituto de Economía Energética, Fundación Bariloche.

2. Transporte, distribución y estructura de la demanda

La concesión del transporte del gas de Camisea fue otorgada a un consorcio denominado Transportadora de gas del Perú (TGP), conformado por las siguientes empresas: Tecgas (Techint de Argentina) con un 30%; Pluspetrol 19,2%, Hunt Oil 19,2%, Sonatrach 10%, SK Corp. 9,6%, Tractebel 8%, y la empresa peruana Graña y Montero S con un 4%.²⁸ El consorcio es similar al del *upstream* pero en el transporte predominan Tecgas y Pluspetrol, que tienen vinculaciones comerciales de larga data en Argentina.

El consorcio es financiado por el Banco Interamericano de Desarrollo, la Corporación Andina de Fomento y el Eximbank. Las fórmulas para recuperar las inversiones se vinculan con capacidades garantizadas y descuentos a los clientes que contraten por anticipado. Para estos efectos el Contrato BOOT de Concesión de Transporte de Gas Natural²⁹ desde la “boca de pozo “ de Camisea al City Gate” establece una garantía de pago del Estado al Concesionario y un ingreso equivalente a un volumen garantizado de 380 millones de pies cúbicos por día, sobre una tarifa base, durante los siete primeros años y de 450 millones de pies cúbicos por día, desde el octavo año hasta concluir el período de recuperación de la inversión.

Por su parte la Sociedad Concesionaria se compromete a tener disponible una capacidad mínima de transporte garantizada en el City Gate Lima de 155 millones de pies cúbicos por día, desde el inicio del proyecto hasta el onceavo año y de 400 millones de pies cúbicos por día a partir del doceavo. Durante los once primeros años la capacidad mínima exigible puede superar el valor anterior, si la sumatoria de los contratos realizados por la concesionaria mediante concursos públicos semestrales, supera dicho valor, hasta un máximo de 400 millones de pies cúbicos por día.

Esta será red de transporte con la que se impulsará el desarrollo del mercado nacional ya que las restantes redes de gasoductos son prácticamente irrelevantes y muy localizadas, relacionadas con Aguaytia y con los viejos yacimientos de la costa norte peruana. La distribución del gas de Camisea estará a cargo de un consorcio liderado por Tractebel, de origen belga y que opera en la generación eléctrica y distribución de gas también en Argentina.

²⁸ Cf. Oil & Gas Journal Latinoamérica, Vol. 8 N° 6, noviembre - diciembre 2002.

²⁹ Versión del 20.11.2000 publicado en la página Web de Ministerio de Energía y Minas del Perú.

La penetración del gas natural en la demanda final será reducida. Si bien la estructura de mercado puede variar de acuerdo a las políticas de precios y de promoción del consumo que se adopte, una proyección de la demanda esperada, hacia el 2015, indica que la generación eléctrica daría cuenta del 87% de la demanda doméstica, estimada en unos 1.200 ktep/año (ver gráfico 12). Ello debido a la necesidad de superar la vulnerabilidad derivada de los ciclos hidráulicos y por el menor dinamismo del consumo industrial y residencial. Las reservas de gas exceden las proyecciones de consumo por lo que la exportación parece ser el destino más adecuado. Sin embargo, la exportación por gasoductos no parece tener posibilidades de prosperar en el futuro inmediato, por lo que los proyectos de exportación de GNL serán los dominantes. El desarrollo de Camisea se basa en una serie de garantías estatales y no parece autosustentarse en el mercado interno de no mediar una política de subsidios.

G. Venezuela

Venezuela posee las mayores reservas de gas de la región. Sin embargo su desarrollo es limitado ya que la mayor parte se consume en los yacimientos. El consumo final representa tan sólo el 33% de la oferta total y ésta un 88% de la producción lo que indica que, a pesar de los elevados niveles de reinyección, el porcentaje no aprovechado es muy alto.

1. Desarrollo del “Upstream”

Las reservas de Venezuela ocupan el segundo lugar, en importancia, dentro del hemisferio occidental. Se estiman en unos 4.200 mil millones de m³, frente a una producción de tan solo 40,5 mil millones de m³, por lo que la relación reservas/producción superan los 100 años (ver gráficos 13 y 14). El principal operador es la empresa estatal Petróleos de Venezuela S. A (PDVSA) aunque se registran algunas asociaciones con empresas privadas pero bajo su liderazgo. En efecto, en 1999 se flexibilizó la legislación para permitir la inversión extranjera. En el año 2003 PDVSA eligió a Chevron, Texaco y Statoil para operar dos de los cinco bloques *offshore* en la plataforma Deltana, la que bordea el límite marítimo de Trinidad & Tobago que es productor de GNL. Si bien la empresa planea abrir otras zonas a la inversión privada, las circunstancias políticas internas explican la postergación de esta decisión.

2. Transporte, distribución y estructura de la demanda

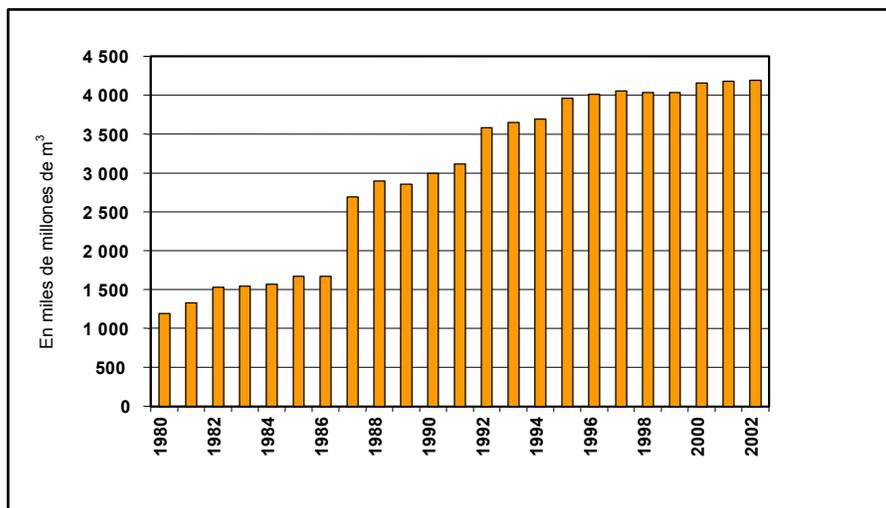
PDVSA, a través de su filial Corpoven (CVP) o en forma directa opera la red de gasoductos que tiene una longitud de 4.800 km de longitud y tiene a su cargo la distribución en distintas ciudades del país. En abril de 2003, Colombia y Venezuela firmaron un acuerdo para construir un gasoducto de exportación-importación de gas desde La Guajira (Colombia) a la cuenca del Lago de Maracaibo, con una capacidad de transporte de entre 4,2 y 6,6 millones de m³/día. En principio esto garantizaría el abastecimiento de Colombia aún cuando el inicio de operaciones sería la exportación de gas de Colombia a Venezuela. Este hecho se inscribe en la estrategia de ambos países de valorizar el gas y permitir el desarrollo de los mercados.

De otro lado, es importante señalar que Venezuela no ha podido desarrollar -a pesar de sus abundantes reservas- la producción de GNL que se proyectaba, con la puesta en operación del Proyecto Cristobal Colón, que fue finalmente desechado. Sin embargo en diciembre del 2002 PDVSA junto con Royal Dutch/Shell y Mitsubishi firmaron un acuerdo preliminar para un proyecto menor, la planta de liquefacción de Mariscal Sucre que explotaría las reservas de la península de Paria y las de la Plataforma Deltana.

Proyectos de desarrollo del GNL en Venezuela, con miras a abastecer el noroeste de Brasil y eventualmente São Paulo, han sido mencionados en algunos estudios que se llevaron a cabo a fines de los noventa. Sin embargo, dadas las nuevas condiciones del mercado, el retraso de los proyectos de generación termoeléctrica, los descubrimientos de reservas en Bolivia y Brasil, estos proyectos no parecen atractivos por el momento, a gran escala. El desarrollo del mercado interno de Venezuela es todavía incipiente. El consumo domiciliario y comercial ocupa un papel insignificante en la estructura

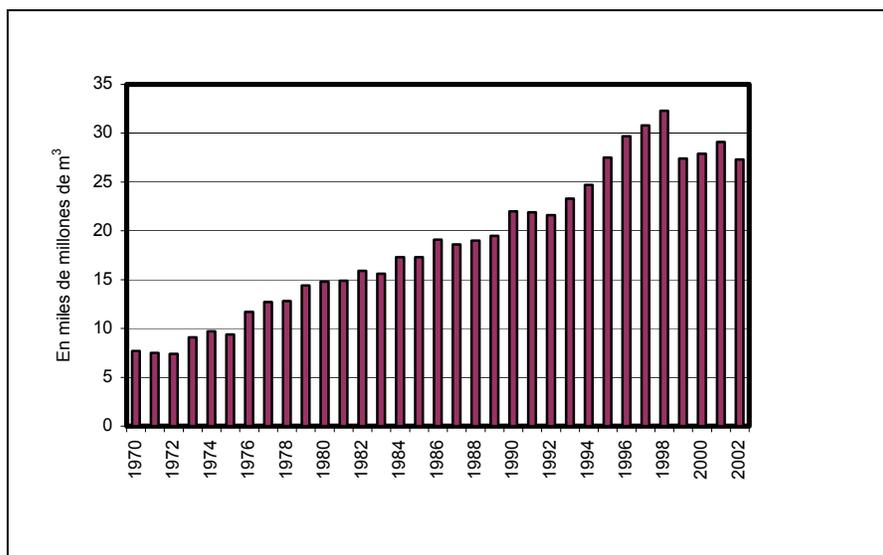
de la demanda interna, correspondiendo la mayor absorción al consumo para usos petroquímicos, industriales, de generación eléctrica y en yacimientos (ver gráfico 15). Diversos factores explican esta situación, entre los que pueden mencionarse, la composición de los precios relativos; razones climáticas y el reducida institucionalidad para promover el gas. Siendo la exportación una buena razón para desarrollar el “*upstream*”, llama la atención que, a diferencia del caso de Bolivia, los proyectos de GNL no estén orientados primariamente hacia el mercado de México y California a pesar de las menores distancias relativas.

Gráfico 13
VENEZUELA: EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS DE GAS NATURAL
 (en mil millones de m³)



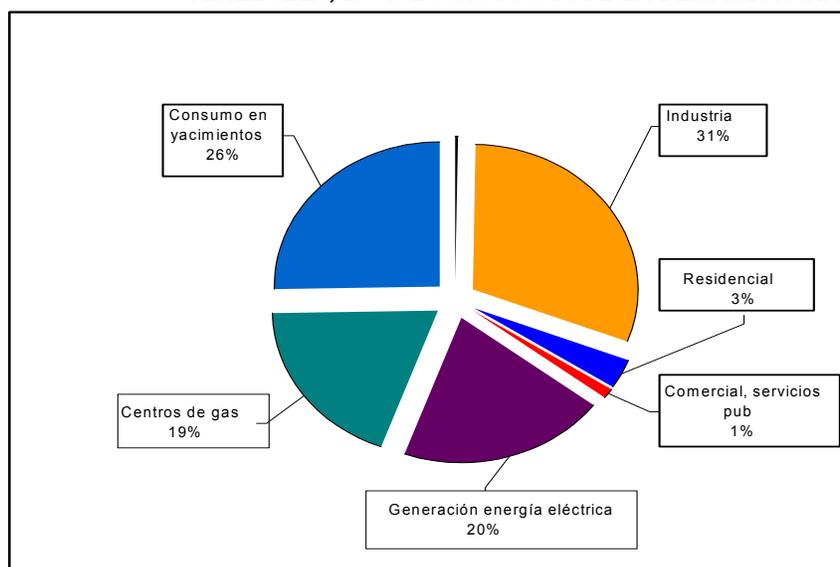
Fuente: Estimados del autor con datos de *British Petroleum P Statistical Review 2003*.

Gráfico 14
VENEZUELA: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL
 (en mil millones de m³)



Fuente: Estimados del autor con datos de *British Petroleum P Statistical Review 2003*.

Gráfico 15
VENEZUELA, 2001: ESTRUCTURA DE LA DEMANDA FINAL



Fuente: Elaborado por el autor en base a cifras del SIEE- OLADE, 2003.

H.Uruguay

Uruguay es un país importador de hidrocarburos dado que no posee reservas ni de gas ni de petróleo. Éste contribuye con alrededor del 57% en la matriz de energía primaria y la hidroelectricidad lo hace con un 29%. El consumo del gas natural se inició en 1999, a través del gasoducto del litoral, operado por la petrolera estatal ANCAP, que cruza el río Uruguay desde Argentina a través del puente Paysandú-Colón. A fines del año 2002 se inauguró el gasoducto Cruz del Sur que conecta las reservas de la cuenca neuquina y austral con Montevideo. El gas ingresa a Uruguay desde Argentina. El gasoducto operado por ANCAP, Cr. Federico Slinger o Gasoducto del Litoral, tiene una capacidad de 0.5 millones de m³/día y abastece varias plantas industriales de Paysandú y alimenta las redes de distribución de la empresa Conecta, una de las dos distribuidoras de gas del Uruguay.

El gasoducto Cruz del Sur (GCS) es operado por el consorcio conformado por British Gas (40%); Pan American Energy (30%); Wintershall (10%) y ANCAP (20%). Este gasoducto nace en Punta Lara, en la provincia de Buenos Aires, tiene un diámetro de 24 pulgadas y una extensión de aproximadamente 200 kms. de los cuales alrededor de 55 kms. pasan por debajo del lecho del Río de la Plata hasta la ciudad de Colonia. Su capacidad es de 6 millones de m³/día y abastece las ciudades de Montevideo, Colonia, San José de Mayo, Canelones, Pando y Ciudad de la Costa. El diseño de dicho gasoducto fue efectuado teniendo en cuenta una eventual extensión de 400 kms. hacia Porto Alegre, dónde se daría la posibilidad de competir con el gas que proviene de la Transportadora Sul brasileira (TSB).³⁰ Sin embargo el proyecto depende de cómo evolucione el mercado del sur del Brasil. La distribución es realizada por Conecta en Paysandú y por la distribuidora Gaseba, ésta última participa en Argentina y entre sus socios está Gaz de France. Las actividades de Gaseba en Uruguay son todavía incipientes por lo que no se tienen datos acerca de la evolución de las conexiones.

Se trata de un mercado reducido, apto para la capacidad exportadora de Argentina y estratégico para iniciar un nodo de competencia en el sur de Brasil. El 95% del gas es consumido por la industria, el consumo comercial es equivalente al 3% y el residencial a sólo 2%.

³⁰ El tramo subfluvial del GCS tiene una capacidad de 18 millones de m³/día, el triple de la parte uruguaya.

III. La formación de los precios del gas y los precios relativos

En este capítulo se analizan las políticas de precios detallando su formación, en cada uno de los casos estudiados, y examinando los precios relativos, lo que permite tener una idea de la competitividad de los mercados.

A. Políticas y modalidades de formación de los precios

1. Argentina

En Argentina los precios se forman por la sumatoria de los precios del gas en “boca de pozo”, las tarifas de transporte (en función de las distancias y volúmenes) y las tarifas de distribución. Tanto el transporte como la distribución tiene tarifas reguladas por ENARGAS y la metodología de su cálculo es del tipo “*Price Cap*”, basadas en costos económicos. ENARGAS también autoriza el pase a tarifas finales de los precios de adquisición negociados entre distribuidoras y productores.

El sistema intentó crear incentivos para un mercado spot y para la reventa de capacidad contratada pero no tuvo demasiado éxito. De todos modos el número de clientes (grandes usuarios) que contratan directamente (al margen de las distribuidoras) con los productores de gas ha ido creciendo.

Cuadro 3

ARGENTINA 2002: PRECIOS RELATIVOS DE LOS PRODUCTOS ENERGÉTICOS

Residencial	En dólares/ MBTU	En porcentaje de la tarifa de GN
EE residencial	11 051	882%
Kerosene	8 441	673%
Gas Natural	1 254	100%
GLP	6 546	522%
Industrias	En dólares MBTU	En porcentaje de la tarifa de GN
EE industrias	6,3	504%
Fuel Oil	3,8	302%
GN industrias	1,3	100%
GLP	6,5	522%

Fuente: Estimados del autor con cifras del SIEE-OLADE, 2002.

Cuadro 4

ARGENTINA: TARIFAS PROMEDIO DE GAS NATURAL POR TIPO DE CONSUMIDOR

(En dólares por MBTU)

Período	Residencial (75 m ³ /BIM)	Residencial (250 m ³ BIM)	Residencial (500 m ³ /BIM)	Comercial y servicios (450 m ³ /Bim)	2500/ m ³ día	200 000/ m ³ día
1984-1989/1993-2000 en precios internos constantes	2,11	1,86	2,20	2,45	2,27	2,04
1984-1989/1993-2000 en dólares constantes	7,80	5,52	5,03	5,30	4,09	2,55
2003/1984-1989 en precios internos constantes	2,79	1,97	1,80	1,89	1,46	0,91

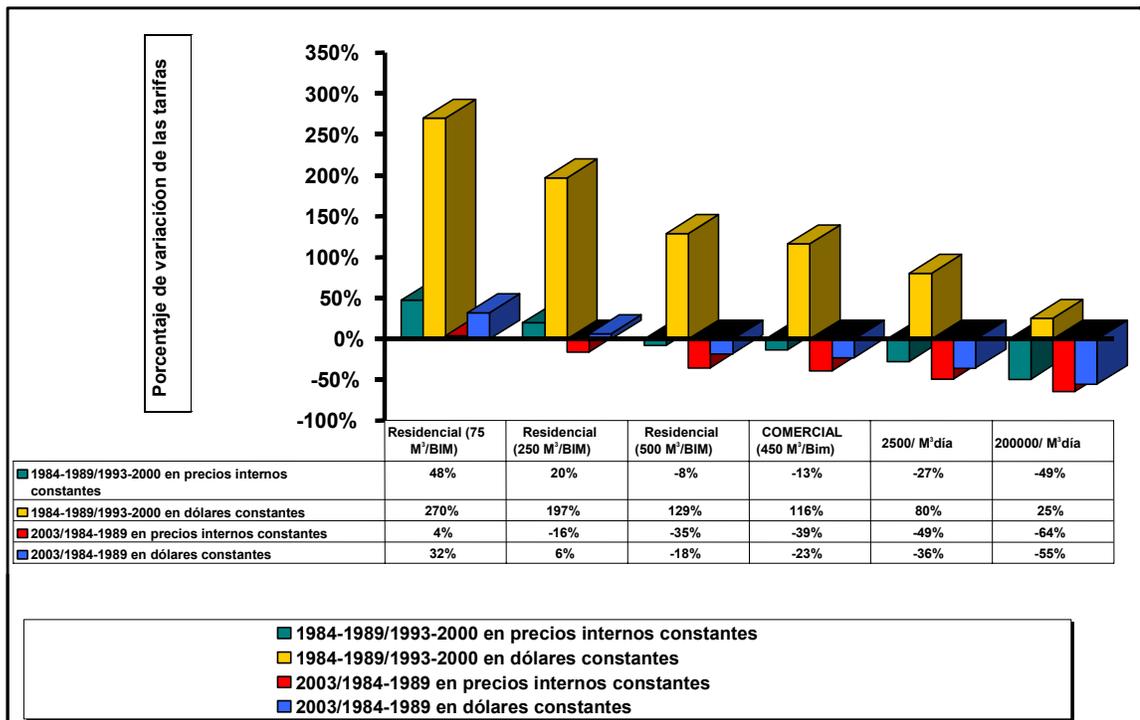
Fuente: Estimados del autor con cifras datos de ENARGAS, INDEC y BCRA.

Durante la convertibilidad (1991-2001), los precios, en dólares, llegaron a ubicarse a niveles internacionales, lo que permitió una rentabilidad muy elevada en todos los segmentos (R. Kozulj, 2001). Sin embargo la sobrevaluación de la moneda trajo severos perjuicios macroeconómicos, como elevadas tasas de desocupación, desindustrialización y endeudamiento externo sin precedentes. La devaluación y pesificación de las tarifas puede ser vista como una consecuencia natural del fin de un modelo macroeconómico no convergente hacia el equilibrio (R. Kozulj, 2002; R. Frenkel y otros, 2003).

Tras la devaluación del año 2002, los precios del gas y las tarifas sufrieron una depreciación similar al peso argentino, salvo para los contratos de exportación y para las ventas de gas a industrias exportadoras (ver cuadros 3 y 4). Desde ese momento se ha mantenido una fuerte controversia por las tarifas entre el Estado y los operadores por las tarifas, que se ha ido enfrentando progresivamente.

Gráfico 16

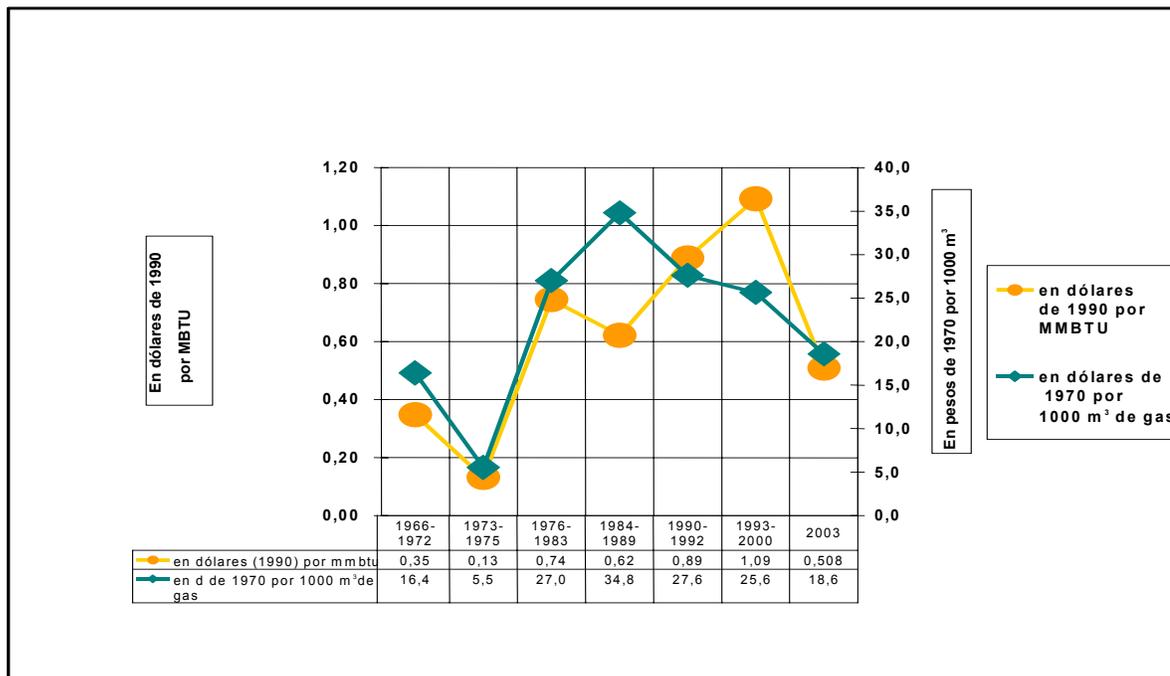
COMPARACIÓN DE LOS NIVELES TARIFARIOS ANTES Y DESPUÉS DE LA CONVERTIBILIDAD
(variaciones de las tarifas finales sin impuestos en el período 1992-2002 respecto al promedio 1984-1989 y los niveles actuales)



Fuente: Estimados del autor con cifras de Enargas, INDEC y BCRA.

Gráfico 17

EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DEL GAS EN “BOCA DE POZO”



Fuente: Estimados del autor con cifras de ENARGAS, INDEC y BCRA.

De las cifras mostradas en los cuadros y gráficos anteriores, se puede afirmar que si bien las tarifas en dólares, después de la devaluación, son bajas en términos internacionales, han recuperado el valor histórico promedio del mercado interno (ver gráfico 16). Habida cuenta que las empresas tuvieron diez años para recuperar su inversión a tasas elevadas (más del 16%), la situación actual no pone en riesgo la operatividad del sistema, a pesar de los reclamos para que se produzca un alza de tarifas. El precio del gas en “boca de pozo” (ver gráfico 17) se halla próximo a los 0.5-0.6 dólares/MBTU lo que entra en el rango de los valores estimados del “*net back*” para proyectos de exportación de GNL.³¹

En el caso de los proyectos de exportación las tarifas vigentes siguen siendo las pactadas en dólares. La nueva situación da ciertas ventajas comparativas a las exportaciones argentinas, dada la reducción, en dólares, de los componentes de los costos de producción valorizados en pesos, como son la mano de obra y los insumos nacionales.

2. Bolivia

En Bolivia los precios también se forman por la sumatoria de los costos de las tres etapas de la cadena. A pesar que el mercado interno es reducido, los precios relativos favorecen la penetración del gas en todos los sectores. El cuadro 5 presenta los precios relativos para los sectores residencial e industrial.

Con respecto a los precios de exportación, el contrato entre Bolivia y Brasil establece un costo de entre 1,19 y 1 dólares/MBTU, que sumado a los costos de transporte de TBG arroja un precio en Sao Paulo de 2,30 a 2,58 dólares. Como se verá al analizar el caso de Brasil, el costo en el “*City Gate*” en Brasil, no separa el costo de transporte y el de “boca de pozo”, lo que dio lugar a que la Agencia Nacional de Petróleo (ANP) de dicho país, solicitara a Petrobrás su separación para fines contables.

El precio del contrato de suministro a Brasil fue objeto de renegociación debido a que por razones de paridades cambiarias el gas no resultaba competitivo con el combustible brasileño, lo que frenaba la penetración del gas en el mercado brasileño, junto con el retraso que venía experimentando la puesta en marcha de los proyectos termoeléctricos proyectados. Este hecho puede ser considerado como indicativo de las tareas y desafíos que podría enfrentar un ente regulador supranacional, en caso de ser necesaria y conveniente su creación, dado que las asimetrías cambiarias y las fluctuaciones de los tipos de cambio pueden afectar la rentabilidad y viabilidad de los procesos de integración gasífera.

Cuadro 5
BOLIVIA 2002: PRECIOS RELATIVOS DE LOS PRODUCTOS ENERGÉTICOS

Residencial	En dólares MBTU	En porcentaje de la tarifa de GN
EE residencial	25,7	1 010%
Kerosene	5,9	230%
Gas natural	2,5	100%
GLP	19,0	745%
Industrias	En dólares MBTU	En porcentaje de la tarifa de GN
EE industrias	13,4	743%
Fuel oil	9,8	541%
GN industrias	1,8	100%
GLP	6,9	382%

Fuente: Estimados del autor con cifras del SIEE-OLADE, 2002.

3. Brasil

En Brasil las tarifas de gas natural reconocen también los tres componentes básicos: precio del gas en “boca de pozo” o del gas importado; costos de transporte, en función a las distancias entre los puntos de recepción del gas, y los costos de distribución. La confección de los cuadros tarifarios está a cargo de la Agencia Nacional de Petróleo (ANP), que emite las correspondientes resoluciones y ha

³¹ Cf. Revista Petrotecnia, julio de 2003, pp34-35, quien cita como fuentes a Total Fina Elf, Gaz de France y Cedigaz, WEC 2001.

mantenido como política evitar subsidios cruzados entre categorías de usuarios. En Brasil existen tres modalidades precios:

- Precio del gas de origen nacional³² equivalente a la suma del precio del gas como commodity, a la entrada del gasoducto, y la tarifa de transporte referencial que calcula la ANP.³³
- Precio del gas importado cuya modalidad de cálculo esta fijada en los respectivos contratos.
- Precio del gas para generación eléctrica, que es un precio regulado compuesto en un 80% por el precio del gas importado más los costos de transporte; y en un 20 % por los componentes nacionales.

A pesar de que el sistema pretende separar el precio del gas en “boca de pozo” de los costos de transporte, no existe todavía una discriminación real entre dichos componentes. La ANP se ha propuesto efectuarla gradualmente hasta 2005, para que el sistema sea más transparente y competitivo. Las razones aducidas son la complejidad de criterios para efectuar dicho cálculo pero el ritmo de la gradualidad se puede ver influido por el poder cuasi-monopólico de Petrobras.

Cuadro 6

BRASIL 2002: PRECIOS RELATIVOS DE LOS PRODUCTOS ENERGÉTICOS

Residencial	En dólares MBTU	En porcentaje de la tarifa de GN
EE residencial	20,8	338%
Kerosene	6,6	107%
Gas Natural	6,2	100%
GLP	7,7	124%
Industrias	En dólares MBTU	En porcentaje de la tarifa de GN
EE industrias	11,0	432%
Fuel Oil	3,5	136%
GN industrias	2,5	100%
GLP	19,0	745%

Fuente: Estimados del autor con cifras del SIEE-OLADE, 2002.

La estructura actual de los precios relativos no parece suficientemente diferenciada como para facilitar una penetración más rápida del gas. En el cuadro 6 se comprueba que, para el caso residencial, las diferencias entre el precio del gas domiciliario, el kerosene y el GLP (subsidiado), son poco acentuadas, especialmente si se considera que la reconversión de los artefactos y la instalación domiciliaria en su interior, corre por cuenta de los usuarios. Por otra parte los consumos calóricos de los hogares son bajos, razón por la cual no es un mercado con grandes perspectivas. En el caso de la industria, el precio del combustóleo (*Fuel Oil*) no se halla tan diferenciado del gas, lo que también dificulta una mayor penetración en la producción industrial.

La particular situación del sector eléctrico, basado en una alta proporción de hidroenergía; los retrasos en la definición del grado de participación de las termoeléctricas en la expansión del sistema energético brasileño; y el menor entusiasmo de los inversionistas, dada la situación regional, constituyen las principales causas de la demora en la creación de la nueva capacidad termoeléctrica en base a ciclos combinados a gas natural. En el caso del transporte vehicular el uso de GLP, inducido por la política de subsidios al consumo domiciliario, tampoco favorece un gran dinamismo del mercado aún se trata de un segmento con una potencial interesante de consumo.

4. Chile

El transporte, la distribución, el régimen de concesiones y tarifas de gas de red, y las funciones del Estado relacionadas con estas materias se rigen por la Ley N° 323 de 1931 y sus modificaciones posteriores. El Decreto N° 263 de 1995 reglamenta las concesiones provisionales y definitivas

³² El gas de origen nacional es regulado por la Resolución Interministerial MME/MF 003/00 que establece los precios máximos para el gas natural vendido a las distribuidoras. La Resolución 003/00 pretendió introducir los objetivos de un proceso gradual de desregulación hasta que se comenzaran a firmar contratos de transporte.

³³ La tarifa de transporte está reglamentada por la resolución N° 045/02.

relacionadas con las actividades de transporte y distribución. A su vez, las disposiciones regulatorias en materia energética para los servicios de gas se rigen por la Ley N° 18410 de 1985.

La Ley establece que las empresas de gas que realicen dicho suministro a consumidores o entre sí, fijarán los precios o tarifas del gas y de los servicios afines que correspondan (Ley N° 323, Art.30) pero es finalmente el Ministerio de Economía el que aprueba los precios. Este esquema tarifario debe determinar que los precios de venta a los usuarios, con consumos de similares características, sean los mismos, de tal forma que no se produzca discriminación de precios entre los consumidores. En todo caso, de acuerdo a ley, cada vez que una empresa de servicio público de distribución modifique sus tarifas de gas, deberá publicarlas en un diario de amplia circulación en las zonas que presta servicio, o alternativamente dar previamente aviso a los consumidores en la boleta o factura de cobro.

La Ley establece el criterio del VNR y determina el costo de capital para la fijación de las tarifas de transporte y distribución. Los precios del gas en frontera están definidos en los contratos privados entre los exportadores argentinos y las empresas de transporte y distribución, grandes usuarios y generadores eléctricos. Según los datos presentados en el cuadro 7, los precios finales con impuestos no parecen alentar su penetración ni en el sector domiciliario ni en industrias.

Cuadro 7

CHILE 2002: PRECIOS RELATIVOS DE LOS PRODUCTOS ENERGÉTICOS

Residencial	En dólares MBTU	En porcentaje de la tarifa de GN
EE residencial	24,1	201%
Kerosene	9,2	77%
Gas Natural	12,0	100%
GLP	14,4	120%
Industrias	En dólares MBTU	En porcentaje de la tarifa de GN
EE industrias	16,1	293%
Fuel Oil	5,1	93%
GN industrias	5,5	100%
GLP	14,0	255%

Fuente: Estimados del autor con cifras del SIEE-OLADE, 2002.

5. Colombia

La CREG (Comisión de Regulación de Electricidad y Gas) regula la actividad energética dictando normas resolutivas para la electricidad y el gas natural. Sin embargo, en el ámbito de los servicios domiciliarios, quien ejerce la función de fiscalización y control es la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, que engloba no sólo la electricidad y el gas, sino todos los demás servicios domiciliarios. La estructura de tarifas responde a un criterio de solidaridad social representada por una categorización de las viviendas en seis estratos, tarea que efectúan los Municipios. Este sistema da lugar a que los dos estratos de mayores ingresos subsidien a los dos de menores ingresos, al tiempo que los estratos 3 y 4, pagarían el costo económico de los servicios.

Los altos costos de la electricidad para los estratos de mayores ingresos ha permitido un relativo avance del gas para uso domiciliario en sustitución de la electricidad. No ha sucedido lo mismo en los estratos de menores recursos que consumen mayormente un producto llamado Cocinol, a pesar que las empresas de distribución han realizado una agresiva campaña para sustituir dicho producto por gas a partir de la provisión de anafes gratuitos y facilidades para conectarse a la red. En cambio, en el sector industrial y en la propia generación eléctrica, tanto el precio del carbón mineral, como el del fuel oil y el de un crudo similar al fuel oil con alto contenido de azufre, denominado Crudo de Castilla, han dificultado una penetración más rápida de la prevista del gas natural.

En cuanto a la formación de precios el sistema reconoce explícitamente las tres componentes de costos: el precio del del gas, establecido por ECOPETROL y sus asociadas por contratos; el costo de transporte en base a la distancia y el costo de distribución. Mientras que tanto el precio del gas y los costos de distribución cubren los costos económicos, el costo de transporte es subsidiado por ECOPETROL, a través de ECOGAS en todas las zonas abastecidas por este sistema.

Cuadro 8

COLOMBIA 2002: PRECIOS RELATIVOS DE LOS PRODUCTOS ENERGÉTICOS

Residencial	En dólares MBTU	En porcentaje de la tarifa de GN
EE residencial	20,8	338%
Kerosene	6,6	107%
Gas Natural	6,2	100%
GLP	7,7	124%
Industrias	En dólares MBTU	En porcentaje de la tarifa de GN
EE industrias	18,4	298%
Fuel Oil	3,7	60%
GN industrias	6,2	100%
GLP	7,7	124%

Fuente: Estimados del autor con cifras del SIEE-OLADE, 2002.

La política de precios relativos (cuadro 8) ha sido el principal escollo para una mayor penetración del gas a pesar de la política de subsidios, debido principalmente a que ECOPETROL continua produciendo productos sustitutos del gas a bajo costo. Se estima que la modificación de la política general de precios sería ampliamente resistida y que una alteración de los precios relativos afectarían seriamente el consumo de carbón.

6. Perú

La fijación de precios del gas está a cargo de la CRE (Comisión Reguladora de Energía). La formación de los precios incluye el precio del gas y del transporte según la política de capacidad garantizada e hipótesis acerca de la evolución del mercado. En el caso residencial se consideran además las alternativas con y sin financiamiento de redes e instalaciones domiciliarias.

Al momento de redactarse este estudio, el gas de Camisea aún no ha llegado a Lima y el contrato con Tractebel para la distribución aún se halla en etapa de estudio tarifario. Por eso, los valores expresan hipótesis de trabajo que deben ser confirmadas cuando entre en operación el gas de Camisea. De todos modos los valores del Cuadro 9 reflejan la estructura de precios relativos a partir de los datos del SIEE. Se observa allí que los precios del gas domiciliario se hallan en una relación demasiado próxima a los posibles mientras que para la industria el precio sería competitivo.

Cuadro 9

PERÚ 2002: PRECIOS RELATIVOS DE LOS PRODUCTOS ENERGÉTICOS

Residencial	En dólares MBTU	En porcentaje de la tarifa de GN
EE residencial	33,6	287%
Kerosene	13,9	118%
Gas natural	11,7	100%
GLP	18,0	153%
Industrias	En dólares MBTU	En porcentaje de la tarifa de GN
EE industrias	21,4	581%
Fuel oil	5,8	158%
GN industrias	3,7	100%
GLP	18,0	487%

Fuente: Estimados del autor con cifras del SIEE-OLADE, 2002.

7. Venezuela

La formación de precios del gas en Venezuela se halla a cargo del Ministerio de Energía y Minas y de PDVSA, a través de CORPOVEN. Se trata de precios regulados y su formación no discrimina entre costos, lo que no descarta que ello ocurra dentro de PDVSA.

En general Venezuela presenta desde hace muchos años una estructura de precios internos de los energéticos que refleja la abundante oferta de recursos y la importancia de su mercado externo, lo que permite subsidiar al consumo interno.

Desde la década de los noventa, se viene avanzando en la reformulación de los precios de los combustibles pero las metas de adecuar los precios internos a los costos ha sido siempre resistida por la población, siendo causa de movilizaciones sociales.

A partir de 1999 se otorgó al Ministerio de Energía y Minas -atendiendo a criterios de equidad- la facultad de determinar los precios de los hidrocarburos gaseosos, desde los centros de producción y procesamiento. En la fijación de tarifas a los consumidores finales intervienen los Ministerios de Energía y Minas y de la Producción y Comercio, mientras que el Ente Nacional del Gas elabora las bases para el establecimiento de dichas tarifas.

Las tarifas para los consumidores minoristas comprenden el precio de adquisición del gas más la tarifa de transporte y más la tarifa de distribución. Se busca que las tarifas aseguren el menor costo posible para los consumidores, que sean compatibles con la seguridad de abastecimiento y también, que las actividades de almacenamiento, transporte y distribución tengan tarifas que permitan cubrir los costos de operación y mantenimiento del servicio, los impuestos, la depreciación y la amortización de las inversiones, y que bajo una operación eficiente sean similares a otras actividades de riesgo comparable. La estructura de precios relativos (ver cuadro 10) muestra claramente las ventajas competitivas del gas en Venezuela y explica la alta penetración en la matriz energética a pesar de que en el caso residencial la infraestructura de abastecimiento es insuficiente para lograr un mayor consumo.

Cuadro 10

VENEZUELA 2002: PRECIOS RELATIVOS DE LOS PRODUCTOS ENERGÉTICOS

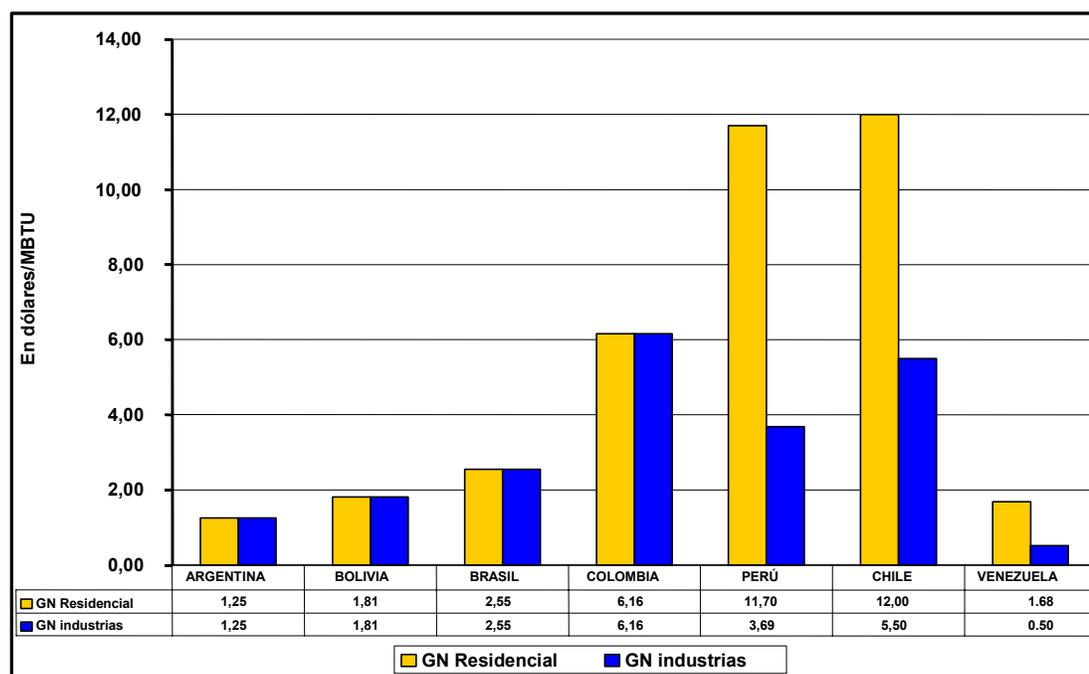
Residencial	En dólares MBTU	En porcentaje de la tarifa de GN
EE residencial	16,1	956%
Kerosene	2,4	145%
Gas natural	1,7	100%
GLP	3,8	224%
Industrias	En dólares MBTU	En porcentaje de la tarifa de GN
EE industrias	8,2	1614%
Fuel oil	0,9	186%
GN industrias	0,5	100%
GLP	3,8	742%

Fuente: Estimados del autor con cifras del SIEE-OLADE, 2002.

8. Uruguay

En Uruguay, al momento de escribir este trabajo, no se tienen definiciones precisas para la fijación de los precios del gas natural. Los precios seguramente estarán formados por los de importación desde Argentina y por las tarifas de transporte y distribución que se determinen.

Gráfico 18
COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL
 (Valores absolutos expresados en dólares/MBTU)



Fuente: Elaborado por el autor con cifras del SIEE, 2003.

B. Los precios del gas natural en términos de su valor absoluto y en relación al producto promedio de cada país

Uno de los mayores obstáculos para la integración es la disparidad de precios entre los países involucrados, (ver gráfico 18) en la medida que el precio está relacionado con los tipos de cambio vigentes; los precios relativos del sistema productivo (ver cuadro y el poder adquisitivo de la población. En tal sentido, la pretensión de alinear los precios del gas con los precios internacionales, tomándolo como un commodity mas y considerando el alejamiento de dichos precios como un subsidio no tiene un justificativo teórico consistente.³⁴

Cuadro 11
2002: LOS PRECIOS DEL GAS PARA CENTROS DE TRANSFORMACIÓN
 (en dólares MBTU)

PAÍS	2002
ARGENTINA	0,621
BOLIVIA	1,618
VENEZUELA	0,550

Fuente: Elaborado por el autor con cifras del SIEE, versión 2003 y de ENARGAS.

Cuando se comparan los precios respecto al PBI por habitante, se observa que las diferencias se acentúan. Los casos de Perú, Bolivia, Colombia y Chile revelan la alta incidencia relativa del costo del gas respecto al producto por persona. En el caso de Argentina la situación muestra el efecto de la devaluación sobre las tarifas expresadas en dólares y una inadecuada corrección del PBI por habitante, debido al cambio de precios relativos ocurrido durante el año 2002. Venezuela revela la abundancia del

³⁴ UNEP, *Energy Subsidies, Lessons Learned in Assessing their Impacts and Designing Policy Reforms, Draft Report, April 2002* United Nations Environment Programme, Division of Technology, Industry and Economics, Economics and Trade Branch.

recurso y los efectos de una política de precios que está diseñada para favorecer el uso masivo del gas en un contexto general de bajos precios en todos los productos energéticos.

No es por lo tanto casual que la penetración del gas en la matriz energética sea una de las más altas del mundo, tanto en Argentina como en Venezuela a pesar de las diferentes estructuras de uso final. Es interesante resaltar el caso de Brasil porque, aunque los precios del gas distribuido en el sector residencial puedan estar presentando algunas distorsiones, la figura revela un desarrollo potencial importante si hubiera una política de subsidios.

En el caso del gas para centros de transformación se puede apreciar que los tres principales productores de la región presentan precios diferenciados, siendo Venezuela el más bajo, seguido por Argentina cuyos valores previos a la devaluación eran similares a los de Bolivia.

IV. Los proyectos de exportación y las asimetrías de los mercados

Dentro de la región se presentan considerables asimetrías tanto en la producción de gas como en la conformación de la oferta energética total. Entre estas destacan, la magnitud del mercado potencial en el Brasil, los crecientes déficit de Chile y Uruguay y las dispares oportunidades que presentan Bolivia y Argentina para satisfacer el comercio energético en el Cono Sur.³⁵ El caso de Venezuela refleja obviamente el volumen de sus exportaciones petroleras (gráficos 20 y 21).

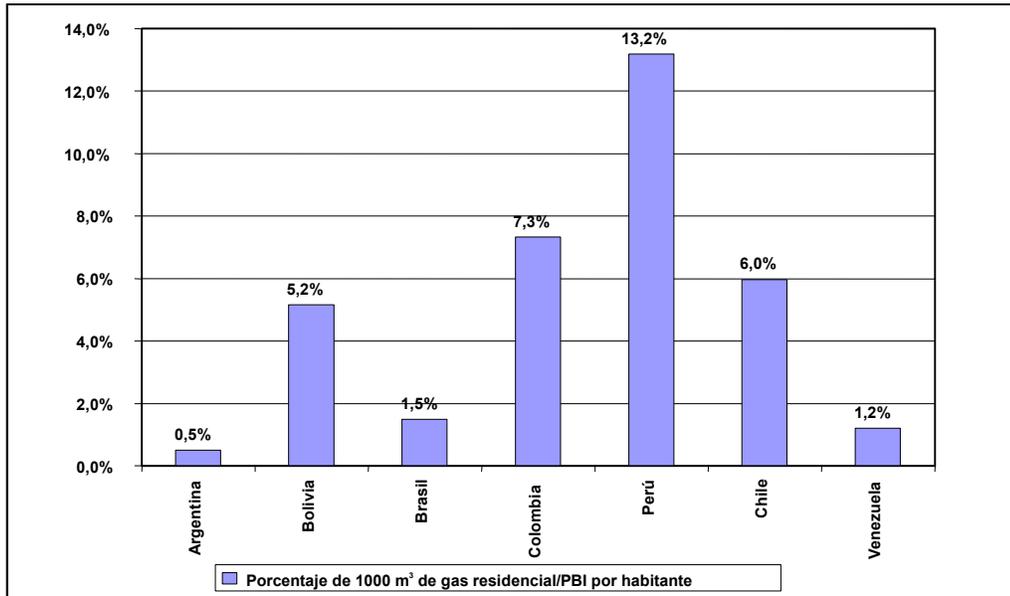
Asimismo, se observan importantes diferencias respecto de la contribución del gas a la oferta interna total, lo que permite visualizar los tamaños potenciales de mercado (gráfico 19). Se presentan también diferencias en el tipo de penetración sectorial del gas natural.

Es notorio el potencial de Brasil tanto por la baja penetración relativa del gas como debido al tamaño y potencial de crecimiento de su mercado energético. Aún cuando Chile, Uruguay y Colombia presentan oportunidades de expansión del consumo, éstas encuentran algunas limitaciones que afectan el dinamismo de los mercados. La comparación de gas natural por habitante urbano, también revela por un lado, el potencial de desarrollo del mercado de Brasil, y de otro, la madurez de los mercados argentino y venezolano.

³⁵ Se excluye Venezuela de modo explícito dado que sus exportaciones petroleras exceden el consumo de una manera contundente y por otra parte no se visualiza una integración con el cono sur al menos por la vía de gasoductos.

Gráfico 19

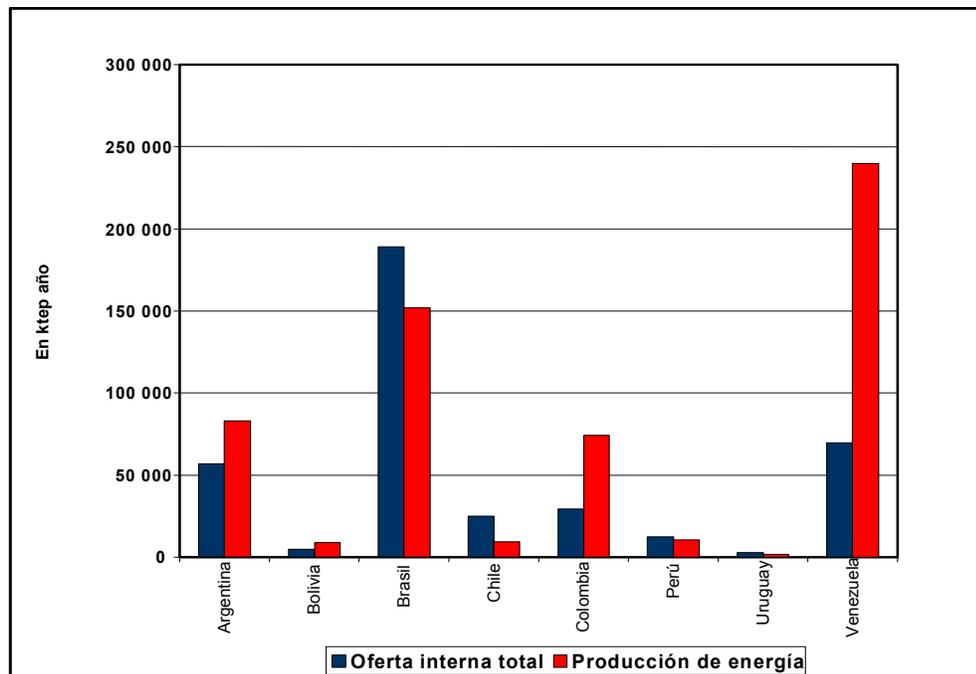
2002: COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL COMO PORCENTAJE DEL PIB POR HABITANTE



Fuente: Elaborado por el autor con cifras del SIEE, versión 2003 y del Banco Mundial WDI Online, año 2003.

Gráfico 20

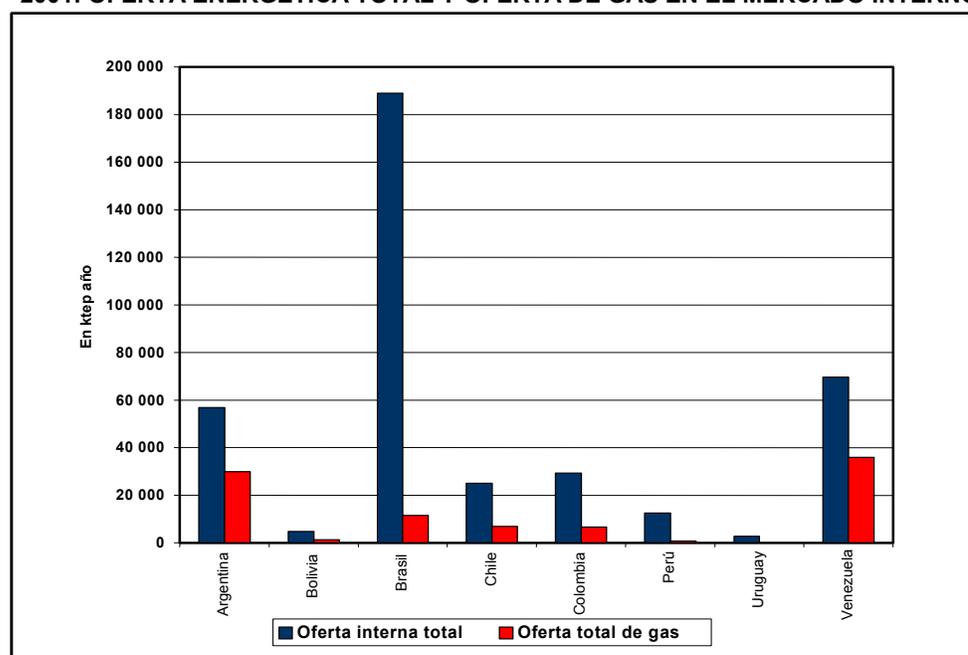
2001: PRODUCCIÓN Y OFERTA ENERGÉTICA INTERNA TOTAL



Fuente: Elaborado por el autor con cifras del SIEE-Olade, Quito, 2003.

Gráfico 21

2001: OFERTA ENERGÉTICA TOTAL Y OFERTA DE GAS EN EL MERCADO INTERNO

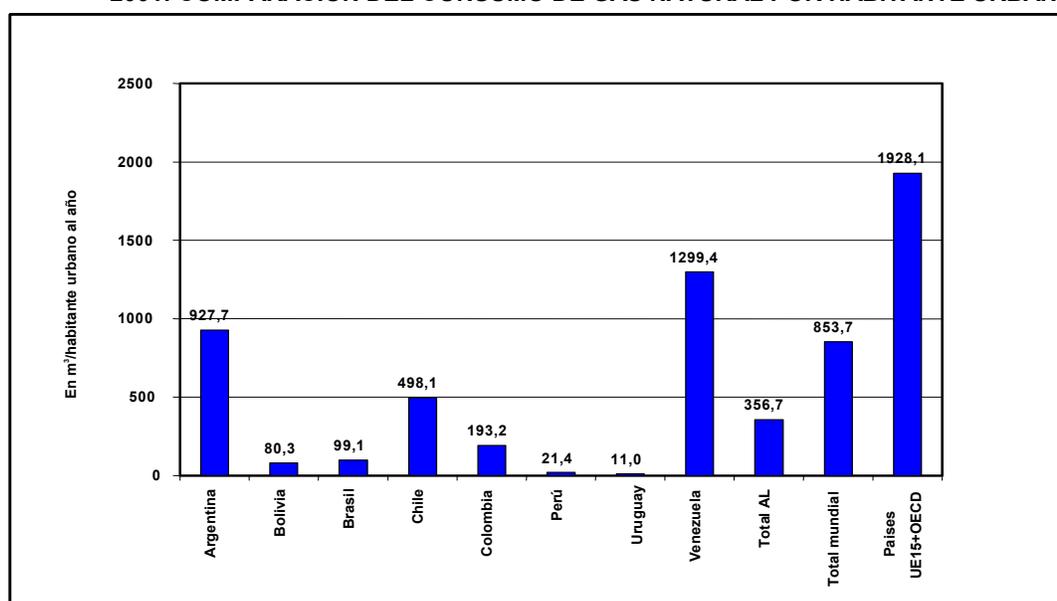


Fuente: Elaborado por el autor con cifras del SIEE-Olade, Quito, 2003.

Ello a pesar que en Venezuela la mayor parte se procesa para la producción GLP, generación de electricidad y consumo industrial, en vista de que el clima no favorece usos intensivos en el sector residencial y la abundante oferta de electricidad y otros productos energéticos a bajo costo no justifica la ampliación de las redes domiciliarias. El consumo en los países desarrollados indica las diferencias en el nivel de desarrollo e ingreso per cápita pero no obstante, el consumo en Argentina y Venezuela supera el promedio a nivel mundial (gráfico 22).

Gráfico 22

2001: COMPARACIÓN DEL CONSUMO DE GAS NATURAL POR HABITANTE URBANO



Fuente: Estimados del autor en base a cifras de SIEE-OLADE y UN, *World Urbanization Prospects*, New York, 2002.

A. Los gasoductos de exportación en funcionamiento

En el cuadro 12 se detallan los gasoductos de exportación en funcionamiento en la región. Se describen allí los puntos de conexión, el operador principal, la fecha de inicio de operaciones, los volúmenes exportados, las características de diámetro y longitud y la inversión realizada.

Argentina tiene gasoductos de exportación con una capacidad del orden de los 42,6 MMm³/día, pero exporta un poco más de 17 millones, es decir estaría ocupando sólo un 40% de la capacidad instalada. Las inversiones realizadas ascienden a 964 millones de dólares y representan cerca del 55 % del total de las inversiones realizadas por las empresas transportistas. El gráfico 23 muestra la proyección del uso de la capacidad de los gasoductos de la Argentina. Esta información se presenta solamente de manera referencial ya que muchos de los supuestos que se utilizaron en la prospectiva podrían haberse alterado, sea por la reducción de los envíos a Chile y por los recientes acuerdos con Bolivia.

Ahora bien, con excepción de los gasoductos más pequeños como Methanex en el sur de Chile y el de Petrouuguay (Paysandú Uruguay), no se requerirían ampliaciones en los gasoductos Pacífico, Atacama y Cruz del Sur, dado que todos tienen capacidad ociosa. En el caso de Cruz del Sur la capacidad ociosa responde deliberadamente a la segunda etapa del gasoducto que podría llegar a Porto Alegre en el año 2008. Ello dependerá de la evolución del mercado brasileño. Esta afirmación debe considerarse como preliminar ya que si la demanda de gas de los países importadores aumentara es probable que se necesiten ampliaciones. Sin embargo, no hay demasiadas razones para pensar en ello al menos hasta el 2015.

Cuadro 12
GASODUCTOS DE EXPORTACIÓN

País y gasoducto	Operador	Situación	Cabecera-terminal	Diámetro longitud	Inversión (en millones dólares)	Capacidad en MM m³/día	Exportación actual	Porcentaje de utilización
Argentina								
Norandino	TGN	operativo 10-1999	Gasoducto del Norte-Paso Jama Chile	20"/380 km	241	5	1,3	26,0%
Atacama	CMS Energy	operativo 6-1999	Cnel. Cornejo-Paso Jama Chile	20"/531 km	230	9	2,2	24,2%
Gasandes	TGN	operativo 7-1997	La Mora-Paso Maipo Chile	24"/313 km	162	10	5,8	57,7%
Pacífico	Nova Gas International	Operativo 12-1999	Loma La Lata-Paso Buta Martín Chile	20" y 24"/296 km	150	3,5	0,8	21,9%
Methanex YPF	Repsol-YPF	operativo 5-1999	El Cóndor-Posesión	12"/8 km	2	2	1,9	93,9%
Methanex SIP	Sipetrol	operativo 8-1999	Cabo Virgenes-Dungeness	8"/12 km	3	1,3	1,1	86,3%
Methanex PAN	Bridas SAPIC	operativo 1-1997	San Sebastián-Bandurrias	10"/48.5 km	7	2	1,9	95,7%
TGM	TGN	operativo 8-2000	Aldea Brasileira-Uruguayana	24"/450 km	125	2,8	2,0	72,5%
Petrouruguay	TGN	operativo 10-1998	Gdto. Entrerriano-Pte.Int. Artigas Uruguay	10"/15 km	4	1	0,1	7,0%
Cruz del Sur	British Gas	Operativo 12-2002	Punta Lara-Colonia	24"/55 km 18"/38 km	40	6	0,0	0,0%
Total Argentina					964	42,6	17,0	40,0%
Bolivia								
Bolivia-Brasil	Enron(Bv.) TBG (Petrobras) (Br)	operativo 6-1999	Santa Cruz de la Sierra- San Pablo	24" a 34"/557km. (Bolivia) 24" a 34"/2593 km. (Brasil)	2 300*	30	11,4	38,0%
Cuibá	Gasoccidente	operativo 2000	Gasbol-Cuibá	18"/267 km	120*	2,8	1,4	50,0%
Urug-PA	TBG	operativo 2001	SP-PA-Canoas**	400-500 km*	180*	2,8	1,8	64,3%
Total Bolivia					2 300*	35,6	14,5	40,7%

Fuente: Elaborado con datos de Secretaría de Energía de la República Argentina, Prospectiva 2002, Buenos Aires mayo de 2003, p 95; N. Caruso, op. cit. P.66-87 y Oil & Gas Journal Latinoamérica.

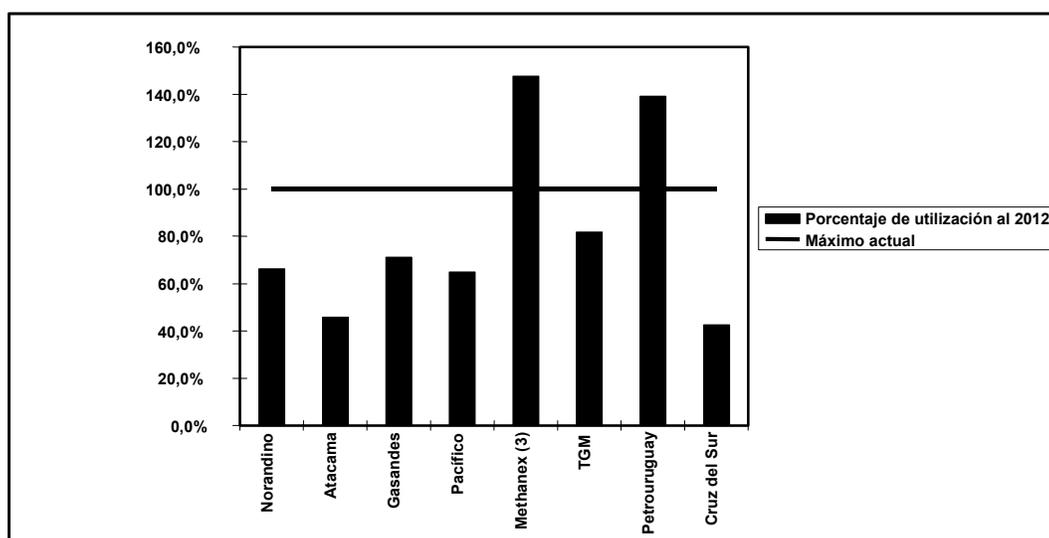
Notas: Datos estimados; ** Entregas a TGM

En el caso del gasoducto Bolivia-Brasil, el horizonte temporal para su plena utilización dependerá de la estrategia de producción de Petrobrás y del dinamismo del mercado. Actualmente dicho gasoducto se utiliza aproximadamente en un 40% y hacia el año 2010 podría ser utilizarse en un 100%.

El descubrimiento de reservas en la cuenca de Santos; los elevados precios de importación desde Bolivia -debido tanto a la recuperación de los costos de transporte como por el precio en boca de pozo- aunados a la devaluación generalizada de las monedas en Brasil y Argentina y a la demora en la construcción de plantas térmicas (debida a factores internos, de mercado y porque Argentina tiene un formidable excedente de potencia), son los factores que más incertidumbre generan respecto a la eventualidad de aumentar las importaciones de gas desde Bolivia.

Gráfico 23

PROSPECTIVA DE LA UTILIZACIÓN DE LOS GASODUCTOS DE EXPORTACIÓN DESDE ARGENTINA AL AÑO 2012 SEGÚN LAS AUTORIZACIONES DE EXPORTACIÓN CONCEDIDAS



Fuente: Estimados datos de la Secretaría de Energía de Argentina.

2. Gasoductos de exportación proyectados

De los gasoductos de exportación proyectados destaca el que llegará a Porto Alegre, nodo que se vislumbra como el principal centro de conectividad para la futura competencia entre los gases argentino, boliviano y brasileño. Sin embargo de no déficits en São Paulo, en ausencia de un nuevo gasoducto Porto Alegre San Pablo, los volúmenes de tal competencia quedarían acotados al sur del Brasil y dependerían en gran medida de la evolución de la generación termoeléctrica en esta zona.

El cuadro 13 presenta el estado de las interconexiones no realizadas pero previstas desde Argentina, Bolivia y Venezuela. Aún cuando no existen proyectos de nuevos gasoductos de Bolivia a Argentina con excepción del mencionado en dicho cuadro, la infraestructura existente permitiría la importación de gas Boliviano para suplementar la eventual escasez de reservas en la cuenca del noroeste argentino. Esto ocurriría si es que el mercado del norte de Chile creciera aceleradamente. La suspensión de la expansión del Gasoducto Norandino y los elevados grados de capacidad ociosa tanto del Norandino como del gasoducto de Atacama, indicarían que ello no ocurriría.

Además de estos gasoductos, existen posibilidades de comercio entre Colombia y Ecuador, Perú y Ecuador y eventuales exportaciones desde Colombia a Panamá y Costa Rica. En este último caso, se haría uso de los excedentes de exportación de Venezuela que serían adquiridos por Colombia y reexportados a dichos países. Sin embargo estos análisis se hallan en una fase incipiente y se tienen fuertes dudas acerca de su viabilidad a corto plazo. Su concreción depende de la construcción de nueva infraestructura. Las definiciones de los tamaños de mercado parecen sobredimensionadas en el caso de

Ecuador pero una opinión definitiva requeriría de un estudio que excede el alcance del presente trabajo.³⁶

3. El desarrollo del GNL

Existen cuatro proyectos importantes de producción de GNL y algunas ideas tentativas aún poco maduras.

a) Atlantic LNG en Trinidad Tabago

El único productor regional (y del hemisferio) es Atlantic LNG, un consorcio conformado por BP-PLC (34%), BG Group PLC (26%), Repsol YPF SA (20%), Cabot Corp. (10%), quien vendió su parte a Tractebel SA y la empresa estatal Gas Co. Of Trinidad Tobago Ltd. (10%).

Las Reservas probadas están entre los 660 y los 922 millones de m³ y las probables 2583. El proyecto fue iniciado en 1996 y produce desde el tercer trimestre de 1999. La capacidad actual del Tren 1 es de 3 millones de toneladas al año. Este posee dos tanques de almacenamiento con una capacidad para 100 000 m³ y un muelle con tres brazos costa afuera para cargar GNL. El costo de Inversión fue de 900 millones, considerándose un nuevo hito en lo que respecta a costos unitarios inferiores a los 200 dólares/Tn.

Cuadro 13
PROYECTOS DE GASODUCTOS DE EXPORTACIÓN

Pais y gasoducto	Operador	Situación	Cabecera-Terminal	Diámetro-Longitud	Inversión (en millones de dólares)	Capacidad en de millones de m ³ /día
Argentina						
Casablanca	TGN	Proyecto	Cto. Entrerriano/Cruce a Uruguay	16"/10.5	1	2
Gasandes		Proyecto	ampliación en Chile	extensión de 70 km	20	1,5
TGM/TSB		En construcción	Uruguayana-Porto Alegre			
Cruz del Sur		En Estudio	Montevideo-Porto Alegre			10
Pocitos	Refinor	Proyecto	Campo Durán -Frontera Argentino-Boliviana	12"/21 km	3.2	1,2
Bolivia						
Gasbol II	Enron(Bv.)TBG(Petrobras)(Br)	Demorado	Paralelo a TBG			
Venezuela		Acuerdo preliminar sin estudio conocido	Yacimientos de la Guajira (Colombia) a Cuenca del Lago de Maracaibo			
La Guajira-Maracaibo	PDVSA					4,4 a 6,6

Fuente: Elaborado con datos de Secretaría de Energía de la República Argentina, Prospectiva 2002, Buenos Aires mayo de 2003, p. 95.

Las expansión contempló un segundo tren cuyo primer cargamento se efectuó a fines de 2002 y un tercer tren para el año en curso. El GNL de la expansión se destina en un 62% al mercado de España (Repsol) y el 38% restante al los Estados Unidos. Los trenes de expansión tendrían cada uno una capacidad de 3,3 millones de toneladas al año totalizando el complejo unos 9,6 millones. También está previsto un cuarto tren (para el año 2006 ó 2007) con una capacidad de 4,8 millones de toneladas al año y sería el tren individual más grande del mundo. Los nuevos mercados estarían en la propia región

³⁶ Cf. UPME, *Estudio de posibilidades de Interconexión Gasífera Colombia-Venezuela*, Bogotá, Septiembre de 2002. Llama la atención en dicho estudio que la demanda potencial de Ecuador superaría a la de Perú en el año 2015, siendo que el gas llegará a Lima en el año 2004 y que por el momento no existe ninguna conexión ni entre Colombia y Venezuela y menos aún con Ecuador, Costa Rica y Panamá, ni tampoco entre Perú y Ecuador. Por lo tanto el análisis debe verse en términos potenciales y en una fase puramente exploratoria.

centroamericana (Dominicana 900.000 toneladas año; Jamaica 600.000; Cuba 2,8 millones, Panamá 600.000, Honduras 500.000 toneladas al año). Recientemente PDVSA ha manifestado su interés en participar conjuntamente en el área Deltana, próxima a la Península de Paria para aprovechar la infraestructura existente y proyectada en Trinidad Tabago.

b) Pacífico GNL en Bolivia

Repsol-YPF, BG, y BP; decidieron formar el consorcio Pacífico GNL para producir gas natural licuado (GNL) destinado al mercado de los Estados Unidos. El proyecto podría involucrar la construcción de 688 km de tubería desde el campo la Margarita, al sur de Bolivia, hacia un puerto en el Océano Pacífico.

Si bien no está definido por dónde se exportará el GNL, se instalará una planta de licuefacción en el puerto que se designe, y el GNL se enviaría entonces a una planta de regasificación ubicada en el norte de México, que sería construida por Sempra Energy y CMS Energy, ambas de capitales de los Estados Unidos.³⁷ De allí, el gas se conduciría por tuberías a Baja California, y California del sur en México y al sudoeste de los Estados Unidos. El proyecto costaría entre 5 y 8 mil millones de dólares y Bolivia tendría ingresos de alrededor de 1 mil millones de dólares por año a partir del año 2007.

Por su parte la CRE de México ha otorgado recientemente permisos de almacenamiento de gas natural con regasificación para la zona de Baja California.³⁸ Las instalaciones de vaporización tendrán una capacidad de entrega de 28,3 millones de m³/día (10,2 mil millones de m³/año), coincidente con el proyecto de GNL de Bolivia. La demanda total proyectada de importaciones de los Estados Unidos de GNL crecerá entre el año 2002 y el año 2006 en cerca de 20 mil millones de m³/año,³⁹ pero se desconoce cual es la capacidad ya suplida por otros proveedores. Por otra parte los elevados precios del gas están haciendo retroceder la demanda en el país del norte.

c) Hunt Oil Camisea en Perú

Hunt Oil Perú, uno de los socios que operaran las reservas de Camisea está planteando la posibilidad de exportar GNL para lo cual se está realizando un estudio de factibilidad. El proyecto contaría con un primer tren para procesar 600 millones de PCD de gas que costaría entre de 900 y 1.000 millones de dólares. Se requerirían además otros 400 millones para la tubería y expansión de los campos y otros socios para incluir cuatro buques cisterna de 170 millones cada uno. El destino sería la regasificación en México con destino a los mercados de ese país y de los Estados Unidos, con lo cual este proyecto sería un virtual competidor del encarado por Bolivia, que es de mayor magnitud.

d) Planta Mariscal Sucre en Venezuela

Luego de ser abandonado definitivamente el proyecto Cristóbal Colón que involucraba inversiones del orden de los 5 mil millones de dólares para producir GNL, en diciembre del 2002 PDVSA junto a la Royal Dutch/Shell y Mitsubishi firmaron un acuerdo preliminar para un proyecto menor, la planta de licuefacción Mariscal Sucre que explotaría las reservas de la península de Paria y las de la Plataforma Deltana próxima al límite marítimo de Trinidad Tobago.

La posibilidad del desarrollo de mercados de GNL en Venezuela con miras a abastecer el noroeste de Brasil y eventualmente Sao Paulo ha sido corrientemente mencionada en los estudios desde principios a fines de los noventa. Las nuevas condiciones del mercado, el retraso de los proyectos de generación termoeléctrica, los descubrimientos de reservas en Bolivia y Brasil, han ocasionado que estos proyectos queden retrasados o suspendidos. Es probable, por lo tanto, que este proyecto se sume al abastecimiento de Centroamérica y los mercados de los Estados Unidos.

e) Consideraciones sobre los proyectos de exportación de GNL

³⁷ Sempra es un holding diversificado con intereses en el campo de la generación eléctrica, los mercados energéticos físicos y financieros y otros servicios no energéticos. Actualmente se halla concluyendo centrales en Arizona, California y México, que totalizarían 2.400 MW y que comenzarían a operar este año. La compañía es también accionista de las distribuidoras de gas en el sur de Argentina operadas por Camuzzi (Gas del Sur y Pampeana). Ver Sempra Energy, (www.sempra.com/perspective) 18-10-2003.

³⁸ Boletín de prensa de la comisión Reguladora de Energía (CRE) de México, 18-10-2003.

³⁹ Cf. Oil & Gas Journal/ septiembre 29, 2003.

Dadas las disparidades dentro de la región y la abundancia de reservas difícilmente conectables por gasoductos, en términos económicos, dentro del mercado regional, el auge de los nuevos proyectos de GNL encuentra su razón de ser en los atractivos precios del mercado estadounidense en especial en California. Sin embargo, existen algunas dudas sobre la solidez de las predicciones de dicha demanda. Dada esta situación, lo recomendable sería verificar que en los mecanismos de financiamiento de las inversiones no se hallen involucradas garantías estatales que hagan que el riesgo sea asumido por los estados nacionales.

4. Proyecciones de la demanda futura de gas natural

Se ha mencionado anteriormente que los gasoductos de exportación existentes presentan importantes grados de capacidad ociosa en un horizonte que abarca hasta la próxima década. Estas estimaciones se basan tanto en las autorizaciones existentes de exportación (caso de Argentina), como en los estimados que circulan en la prensa especializada sobre el intercambio de gas entre Bolivia y Brasil. Por otra parte, uno de los pocos puntos de conectividad con potencialidad de convertirse en nodo de competencia entre el gas proveniente de Brasil, Bolivia y Argentina lo constituye el mercado del sur de Brasil, a partir de la confluencia física de los sistemas de transporte que llegan a Porto Alegre (gráfico 24).

El comercio de GNL más orientado a Centroamérica y a los mercados de México y California, antes que a los mercados del Cono Sur. El abastecimiento a Chile, salvo en la región del norte, es cautivo de las exportaciones argentinas y el comercio entre Colombia y Venezuela es una posibilidad también limitada espacialmente. Es decir, en ausencia de un crecimiento sostenido de la demanda energética -que sólo podría darse a partir de un mayor crecimiento económico de los países de la región- el incremento de la demanda de gas hallará limitaciones en lo que resta de esta década, lo que induciría a que una buena parte de las disponibilidades tengan que orientarse, bajo consideraciones estrictamente comerciales, a mercados de América del Norte. El Sur de América confronta, como se ha dicho, una serie de limitaciones para absorber la capacidad disponible.

Sin embargo, los ejercicios realizados en la región suponen tasas relativamente elevadas de penetración del gas, lo que presenta la imagen de un mercado más dinámico. Siendo éste el caso conviene analizar algunos de estos escenarios para comprender el potencial de comercio entre países, suponiendo que la demanda real sea menor a la proyectada, dado que los mercados de gas natural se caracterizan por tener en sus comienzos un lento desarrollo para entrar luego en fases más aceleradas (R. Kozulj, 1996).

Para los países analizados en este estudio se tienen las proyecciones del consumo de gas realizadas por OLADE, ARPEL y el grupo consultor Beicip-Franlab,⁴⁰ que parecen ser escenarios de máxima (Ver cuadro 14). Desde nuestro punto de vista, las tasas de crecimiento para mercados maduros como los de Argentina y Venezuela parecen excesivas. En Argentina, por ejemplo se supone que el consumo crecería a tasas promedio del 5,6 a 6,6 % al año, en el escenario base y alto respectivamente, con una relación de entre 2 y 2,2 veces la tasa de crecimiento de la demanda energética global. Algo similar se plantea para Venezuela. Ello se debe, posiblemente, a que las proyecciones incluyen las exportaciones, lo que arrojaría una falla en la metodología de cálculo, junto a otras que tienen relación con el tratamiento de las elasticidades sobre el Consumo Energético Global/PBI entre mercados de gas, maduros y no maduros y con las potenciales transacciones.⁴¹

Cuadro 14

⁴⁰ Arpel, Olade, Beicip Franlab, Estudio para la integración del mercado de gas natural en América del Sur, Informe Final, Quito, enero de 2001.

⁴¹ Las elasticidades sobre el Consumo Energético Global/PBI entre países maduros y no maduros parecen poco diferenciadas. Por estas razones, a nuestro juicio, las proyecciones no son demasiado confiables debido, especialmente, a que las hipótesis utilizadas sobre la contribución de la generación termoeléctrica, en la matriz total de generación eléctrica de cada país, no consideran las variaciones entre el año base y los tres períodos de corte hasta el año 2015. Además, la metodología se basa en una serie de gasoductos trazados con distancia teóricas y con hipótesis de producción por país, lo que da lugar a un flujo optimizado de transacciones entre los países con excedentes y los deficitarios, dependiendo de la combinación de escenarios de demanda y producción. Además, los datos no permiten obtener información sobre el consumo interno y la exportación.

PROYECCIONES DEL CONSUMO DE GAS EN AMÉRICA DEL SUR. PARA EL PERÍODO 2000-2015

País	Proyecciones de consumo de gas natural: Escenario base (en mil millones de m ³)				Tasa en porcentaje a.a.	Tasa media de la oferta energética total interna	Relación tasas GN/Energía total	Aumento estimado de la penetración respecto al 2000
	2000	2005	2010	2015	2000-2015	2000-2015		2000-2015
Argentina	26,46	39,97	48,88	60,27	5,6%	2,9%	1,9	23,5%
Bolivia	0,78	1,07	1,61	2,18	7,1%	3,9%	1,8	14,2%
Brasil	11,04	24,98	34,72	46,35	10,0%	2,7%	3,7	10,0%
Chile	4,98	8,66	12,67	17,96	8,9%	4,5%	2,0	21,2%
Colombia	4,69	6,86	10,68	15,64	8,4%	3,4%	2,5	20,6%
Perú	0,62	1,96	2,80	3,97	13,2%	5,2%	2,5	10,0%
Uruguay	0,17	0,55	0,78	1,17	13,7%	2,9%	4,7	3,1%
Venezuela	18,30	22,96	30,40	40,20	5,4%	2,1%	2,6	20,8%

País	Proyecciones de consumo de gas natural: Escenario Alto (en mil millones de m ³)				Tasa en porcentaje a.a.	Tasa media de la oferta energética total interna	Relación tasas GN/Energía total	Aumento estimado de la penetración respecto al 2000
	2000	2005	2010	2015	2000-2015	2000-2015		2000-2015
Argentina	27,10	41,77	64,60	69,70	6,5%	2,9%	2,2	32,7%
Bolivia	0,83	1,33	1,86	2,68	8,1%	3,9%	2,1	20,1%
Brasil	12,96	31,51	43,98	59,86	10,7%	2,7%	4,0	11,5%
Chile	6,90	12,14	17,52	25,01	9,0%	4,5%	2,0	21,4%
Colombia	5,16	9,58	13,96	20,32	9,6%	3,4%	2,8	27,8%
Perú	0,63	2,48	3,80	5,81	16,0%	5,2%	3,1	16,3%
Uruguay	0,35	1,16	1,32	1,60	10,7%	2,9%	3,7	1,8%
Venezuela	19,26	27,16	38,10	52,64	6,9%	2,1%	3,3	46,9%

Fuente: Estimados con datos de Arpel, Olade, Beicip Franlab, Estudio para la integración del mercado de gas natural en América del Sur, Informe Final, Quito, enero de 2001(doc.98191), pp. 990/1-10. Las proyecciones consumo incluyen las exportaciones proyectadas por Beicip Franlab.

Los porcentajes de aumento en la participación del gas en la matriz energética global en Argentina y en Venezuela alcanzaría niveles insólitos habida cuenta de la experiencia de países como Holanda y Rusia, que muestran, en especial el primero, el límite de penetración posible. Sin embargo, ello se debe a que el cálculo incluye la oferta total y la demanda total interna y externa. Por eso en ausencia de proyecciones basadas en modelos por país desagregados por regiones, sectores, fuentes y usos, los resultados de las sustituciones entre fuentes pueden llegar a dar resultados de muy baja confiabilidad, como los mostrados en el cuadro 14. Por ejemplo, en el caso de Argentina las proyecciones oficiales de demanda interna y externa arrojan una tasa de sólo 3,0% al año para el periodo 2000-2012, es decir alrededor de la mitad que aparece en el referido cuadro.

De todos modos, los resultados para Chile y Brasil son compatibles con las proyecciones publicadas en revistas especializadas, aunque se observa que en el 2010 resultan ser superiores en cerca de un 8% en el caso de Brasil.⁴² Para Chile la demanda proyectada resulta ser inferior a la de los volúmenes de exportación ya autorizados por la Secretaría de Energía de Argentina en la Prospectiva 2002. Respecto al Brasil, la incógnita que surge es que una vez alcanzado el tope de los 30 millones de m³/día del gasoducto TBG, qué parte de la demanda sería abastecida con gas producido en las cuencas brasileras, dado que tanto la producción como las reservas muestran tendencias crecientes. El comercio con Bolivia sería la opción más probable en caso de ser insuficiente el abastecimiento interno, pero ni el gas de Camisea ni el de Argentina parecerían ser alternativas para el mercado brasileño, que concentra la mayor demanda.

⁴² Oil & Gas Journal Latinoamérica, septiembre/octubre 2001, vol. 7, n° 5.

El nodo Porto Alegre, como ya se ha dicho, será el único centro importante de concurrencia. Las proyecciones de la demanda en el sur de Brasil sobre la base de las hipótesis de ARPEL-OIADE oscilan entre los 16 y 21 millones de m³/día en el 2010 y pasarían a 27 y 35 millones m³/día en el 2015. Buena parte de esta demanda podría ser provista por los dos gasoductos de exportación a Porto Alegre. TGM/TSB que tiene una capacidad de 10 millones de m³/día y el tramo subfluvial del Gasoducto Cruz del Sur que es de 24" y cuya capacidad es de 6 millones de m³/día para el tramo de 18". En síntesis si bien las perspectivas para el desarrollo del mercado de gas y para la creación de proyectos de exportación son potencialmente interesantes, su concreción dependería más que nada del crecimiento económico sostenido de la región, y de la adopción de políticas de precios que permitan la expansión del consumo, teniendo en cuenta las diferencias de ingresos per cápita y los niveles de los precios relativos entre los países.

Gráfico 24

INTERCONEXIONES GASÍFERAS EN EL CONO SUR



Fuente: ARPEL Integración Gasífera en el Mercosur: lecciones aprendidas, Montevideo, Uruguay, junio de 2003.

Nota: Los límites y los nombres que figuran en este mapa no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

Nuevamente, vale la pena insistir que la pretensión de incorporar precios internacionales para un producto que difícilmente puede ser considerado un commodity -en un contexto dominado por actores privados- puede obstaculizar no sólo el crecimiento de los mercados de gas sino afectar la relación entre precios internos y externos con severos perjuicios para el desarrollo económico y la estabilidad macroeconómica de largo plazo. En tal sentido se requerirán políticas de subsidios bien definidas en su alcance, destino y duración y posiblemente regulaciones supranacionales para facilitar los procesos de integración gasífera.

Debe destacarse, la frágil posición de Argentina y Brasil en materia de autoabastecimiento entre los países productores y la holgada situación de Bolivia, Perú y Venezuela. Del mismo modo surge netamente la posición importadora de Chile y Uruguay, aunque en este último caso el mercado potencial es muy reducido. Cabe agregar finalmente, que las interconexiones proyectadas, que en el contexto descrito anteriormente, sólo podrían concretarse después del 2015, siempre y cuando la producción local de Brasil no aumente más allá de lo previsto y la demanda crezca según las proyecciones más optimistas.

V. Reflexiones y conclusiones finales

Del análisis de los capítulos precedentes se desprende que a pesar que las reformas introducidas en los noventa planteaban en sus enunciados generales, objetivos similares, en la práctica, las disparidades entre los países no han disminuido mayormente y en ciertos casos se han acentuado. Estas se explican por los variados diseños institucionales; los diferentes grados de integración vertical; el manejo de los precios internos; la conformación de los precios relativos y la organización de los mercados energéticos, el variado tipo de actores, relevándose una mayor incorporación de empresas privadas pero manteniéndose una significativa participación de las empresas del Estado, en algunos casos, con posiciones dominantes de mercado.

La realidad actual estaría mostrando que existen pocos puntos de conectividad real para la integración gasífera, en el contexto de un mercado competitivo, con un protagonismo de actores privados. Ello se explica por la necesidad de adoptar diferentes políticas y mecanismos para desarrollar los mercados internos; y porque los países con mejores potenciales de consumo y de exportación y consumo presentan estructuras institucionales con fuerte intervención estatal. Ambas consideraciones, recomendarían un esquema de asociaciones público-privadas, como eje estratégico, para impulsar la integración gasífera.

A partir de este enfoque interesa ingresar primero a la revisión de conflictos son previsibles para delinear las eventuales respuestas.

A. Obstáculos para la integración de los mercados

Lo primero que debe advertirse es que **las modalidades de interconexión gasífera han sido poco pautadas por las autoridades oficiales**. Estas se han concretado más sobre la base de intereses del sector privado que por decisiones gubernamentales que compartan una visión común. Así, el crecimiento de la infraestructura de transporte y distribución no ha presentado una racionalidad de conjunto, llegando en algunos casos a producirse duplicaciones innecesarias sobre la base de expectativas comerciales y de demanda sobredimensionadas.

En algunos casos, las decisiones políticas han precedido a los estudios técnicos. En efecto, la infraestructura se ha desarrollado sin que precediera su construcción, la realización de estudios consistentes sobre la demanda de gas. Cabe mencionar que dichos estudios no deberían prescindir de tres factores clave: En primer lugar, tendrían que ser regionalizados, a nivel de cada país, dado que no es posible el abastecimiento sin la correspondiente infraestructura y menos aún construir la infraestructura cuando la demanda no lo permite. En segundo lugar, debe preverse que el gas compite en algunos usos con la electricidad por lo que el crecimiento de la demanda eléctrica debe ser considerado de manera rigurosa; y en tercer lugar, hay que considerar la totalidad de la demanda energética.

Asimismo, no debería olvidarse que en el abastecimiento eléctrico suelen producirse conflictos de intereses entre generadores basados en equipamiento hidráulico o de otras fuentes (Carbón y Nuclear). En un esquema abierto a la atracción de capitales privados para la generación eléctrica con ciclos combinados, podría producirse un sobreequipamiento temporal. Todo ello afecta la penetración del gas y genera una ineficiente asignación de recursos.

Es importante recordar que en el caso del gas natural es indispensable analizar la demanda por regiones y sectores subdivididos en módulos homogéneos y por usos. El gas puede competir en usos calóricos (dependiendo de los precios relativos y costos de reconversión) pero no otros como iluminación, fuerza motriz, ventilación y refrigeración. Ello, a pesar que existen tecnologías frío-calor para acondicionar ambientes.

La región presenta una diversidad de estructuras de mercado y de políticas de precios. Ello se explica por la dotación de recursos y la dinámica histórica, las orientaciones políticas y también factores culturales y porque aparecen nuevos descubrimientos de reservas que modifican las perspectivas futuras de la matriz energética. Los países presentan además grados de desarrollo e industrialización muy diversos, lo que da lugar a distintas posibilidades de acceso y costos en el aprovisionamiento de la energía.

La tendencia a aplicar recetas uniformes respecto a la desintegración de la cadena gasífera y a la formación de precios sobre bases de recuperación plena de costos de infraestructura, con la pretensión de obtener además una renta equivalente a la de los mercados internacionales, tiene severas consecuencias ya sea para el propio desarrollo del mercado, como para el equilibrio macroeconómico. Así en el caso de Argentina, la introducción de niveles de precios próximos a los que rigen en los países desarrollados se realizó mediante un esquema de apreciación de la moneda lo que estimuló, los niveles de endeudamiento externo y generó desindustrialización, desempleo y pobreza, todo lo cual afectó la demanda energética. En este país, los actores privados prefirieron ignorar este aspecto privilegiando sus intereses particulares.

Se observan también, diferencias entre los precios internos y los de exportación, derivadas de los factores ya mencionados. El mercado de gas se caracteriza por presentar rentas de localización. Si a ello se agrega el distinto grado de madurez de los sistemas y las relaciones de paridad cambiaría de equilibrio en cada país, las exigencias de arribar a condiciones de no discriminación de precios entre países puede ser insalvable en un esquema que no permita compensaciones, como sucede en el caso eléctrico en un buen número de países. Los actores sean públicos o privados rara vez querrán ceder parte de su renta en beneficio de un crecimiento conjunto y ordenado de los mercados, privilegiando, como debería ser, una visión de largo plazo.

La apelación a modelos "exitosos" de otras partes del mundo y la ausencia de una visión regional compartida basada en las realidades locales ha sido un problema recurrente en la puesta en marcha de las reformas. Ha sido usual que en la justificación teórica de los marcos regulatorios, y de las reformas que los crearon, se apele a comparaciones con Estados Unidos o la Unión Europea, tomándolos como modelos de aprendizaje. Estas apelaciones suelen ignorar las diferencias existentes, en al menos, los siguientes aspectos:

- Grado de conectividad de las redes de transporte.
- Densidad y tamaño de los mercados por longitud de gasoductos y redes de distribución.
- Niveles de ingreso per cápita que son entre 4 y 20 veces superiores a los de América Latina y el Caribe.
- El conflicto que existe en los propios países desarrollados por la aplicación de los nuevos modelos de competencia gas-gas y su impacto sobre las inversiones.

El caso europeo, por ejemplo, lleva ya varios años desde las Directivas de Electricidad (1996) y de Gas (1998) que proponen la creación de un mercado común de energía. Sin embargo, el grado de acceso abierto efectivamente utilizado en gas es aún en el 2003 extremadamente bajo, como lo es la utilización efectiva de la capacidad de exportación del principal país consumidor, transportador y re-exportador (Alemania).

La obligación de desintegrar las cadenas (*unbundling*) puede ser manipulada mediante la creación de empresas comercializadoras controladas, de manera diversa, por los productores que son muy pocos o por transportistas que tienen contratos de importación donde la separación contable entre actividades de compra de gas y transporte no es transparente.

Al ser las autoridades regulatorias de cada país miembro las encargadas de fijar las tarifas publicadas para hacer efectivo y transparente el acceso a terceros, nada garantiza que las autoridades regulatorias nacionales no terminen defendiendo los intereses particulares de cada país, amparando que las tarifas sean altas y encubran rentas de privilegio, a pesar de los esfuerzos comunitarios por evitarlo.

En Estados Unidos aún continúan, de algún modo, los efectos de la burbuja de gas creada tras 1986 y debido a los precios elevados, el gas no ha logrado penetrar el consumo, a los niveles previos al primer *shock* petrolero. Si bien la desregulación, durante los noventa, logró algunos avances, la guerra de precios no ha alentado nuevas inversiones. En todo caso la experiencia y condiciones de los Estados Unidos son únicas por muchos motivos: sobrecapacidad, gasoductos interestatales paralelos, una mayor presencia de productores independientes, condiciones que no se dan ni en la Unión Europea ni en nuestra región.

Esto indica que si bien se pueden aprender lecciones de los países desarrollados, su trasplante idealizado puede dar lugar a resultados indeseados e ineficientes. Convendría por eso tener presente que la integración energética es sólo un aspecto de la integración comercial y que si se mira la experiencia europea, no pueden obviarse los avances en otras materias que han facilitado las decisiones comunitarias sobre la energía.

La situación actual se caracteriza por un menor dinamismo de los mercados energéticos que sólo pueden aumentar sus tasas de crecimiento mediante un desarrollo sostenido y sustentable en el que la integración comercial es un factor de impulso ineludible. Llama la atención que esto se mencione tan poco en el contexto de la integración gasífera, suponiendo que ella misma es autosuficiente. Si lo es, lo es solo en parte y esto no puede ser comprendida en el contexto general de los procesos de integración.

Ha sido frecuente también, entender al Estado como recurso de última garantía. Algunos de los esquemas de financiamiento utilizados –sea por el sector privado o por las empresas estatales– han terminado ocasionando un costo social elevado. Los procesos de integración deberían poder ser analizados en un contexto de evaluación costo-beneficio social, además de las correspondientes evaluaciones microeconómicas y hacer explícitos los subsidios si son inevitables.

La negativa de los organismos financieros internacionales a financiar proyectos que impliquen subsidios o políticas que luego contemplen su aplicación, puede resultar más onerosa si las reglas de

juego diseñadas resultan inaplicables o implican cambios de precios en toda la canasta energética o bien culminan en modificaciones de los precios relativos con negativos impactos macroeconómicos.

Las diferencias en los modelos de reestructuración de los mercados son un obstáculo evidente. Si bien las reformas obedecieron a una idea guía similar –consistente en desverticalizar la industria, fijar tarifas de eficiencia basadas en costos económicos, crear organismos de regulación y fiscalización independientes y posibilitar un esquema de competencia gas-gas para ampliar la generación térmica y obtener menores costos para la industria– las formas de aplicación han sido diversas y los resultados muy diferentes. Ello se explica por las disparidades en los grados de maduración de los sistemas y mercados y sobre todo por el mayor o menor papel desempeñado por las empresas públicas y por los grandes operadores privados.

En Argentina que se asumía como el país que aplicó el modelo con mayor rigurosidad, los actores privados han alcanzado importantes grados de integración vertical y horizontal (ej: Repsol-YPF). Si bien el caso Argentino presenta limitaciones a la integración vertical, existen tarifas publicadas y la ley obliga al acceso abierto y a la no discriminación, lo cierto es que los métodos de contratación de capacidad y la autorización de reventa de limitan severamente una práctica efectiva de competencia, a pesar que el número de usuarios con *by pass* comercial ha crecido, reduciendo parcialmente la renta de algunas distribuidoras.

En Brasil la integración es mucho más evidente. Las reglas de apertura y acceso abierto enfrentan a veces a los propios socios del consorcio con el poder de Petrobrás. En Bolivia, una parte sustantiva del control la tienen los mismos actores que operan en el principal mercado de exportación que es Brasil. En Chile la legislación no limita la integración entre transportistas y distribuidores ni obliga a definir tarifas de peaje. En Perú la integración entre productores y transportistas se da en Camisea y la ley lo permite mientras que Venezuela la integración es a través de PDVSA. Las tareas para avanzar hacia un mercado común del gas natural requieren de una visión política común; de la independencia de los entes reguladores; de una metodología común para la proyección de la demanda futura; de criterios uniformes y flexibles respecto de la fijación de tarifas y la operatividad del acceso abierto; de acuerdos y mecanismos de financiamiento; y obviamente de la configuración de una agenda y de plazos concretos para la toma de decisiones conjuntas y para su adaptación a cada realidad nacional.

Otro obstáculo son las diferentes políticas de precios de la energía. Si bien los criterios para la formación de los precios parecen uniformes o similares, en los hechos ocultan diferencias sustanciales. Inclusive, el mayor obstáculo no se deriva de dichos criterios y su aplicación sino de los precios relativos vigentes en cada país; de los contextos cambiarios y de los precios relativos globales vinculados a cada orden macroeconómico. Ellos responden a la historia de cada país, a sus estructuras productivas, a la dotación relativa de recursos y otros factores ligados al nivel relativo de desarrollo alcanzado por cada nación.

La pretensión de avanzar hacia una unificación de precios del gas, considerándolo como commodity cualquiera es difícilmente aplicable y puede retrasar el desarrollo de los mercados.⁴³ En efecto, si los precios de los sustitutos son mayores que los precios del gas, la penetración de éste combustible se acelera.

Los Modelos regulatorios disímiles afectan también la factibilidad de la integración gasífera. Avanzar persistiendo las diferencias regulatorias es una tarea bastante compleja. En el proceso de integración debería evitarse que se produzcan situaciones de “suma cero”. El proceso tendrá que optar entre marcos regulatorios contractuales o de tipo general. Los primeros se amparan en leyes, decretos y contratos de concesión modelizados, fórmulas tarifarias, regímenes de acceso y despacho, normas para la expansión, autorizaciones a terceros para emprender obras, etc. En cambio los marcos

⁴³ La creación de condiciones artificiales para viabilizar el negocio, como sucedió en Argentina mediante un esquema de sobrevaloración monetaria tiene gravísimas consecuencias macroeconómicas que atentan contra el crecimiento a largo plazo e inevitablemente conducen a crisis insolubles, que distorsionan luego las mismas bases de la expansión futura y crean disparidades regionales abruptas. Basar la expansión sólo sobre la base de la generación eléctrica –bajo el razonamiento de que la electricidad producida con ciclos combinados es una forma apta de valorizar el gas a niveles internacionales de precios– es desconocer que la inversión privada depende también de las variables macroeconómicas que afectan el precio del gas.

generales contienen baja regulación y los operadores desarrollan el negocio bajo contratos privados negociados con sus clientes.

Los diversos grados de madurez de la industria y los mercados de los países involucrados hacen compleja la opción regulatoria. Los sistemas incipientes requieren de reglas simples que permitan la recuperación de las inversiones de un modo seguro. Extremar la competencia puede generar dificultades para que las empresas recuperen su inversión del modo más conveniente.

En cambio en sistemas maduros -con costos hundidos ya recuperados- los esquemas de alta regulación tienden a mejorar el acceso, a bajar los precios y a facilitar la creación de mercados competitivos. Empero, la experiencia indica que algunos mercados pueden deformarse por prácticas colusivas, en ausencia de entes reguladores realmente independientes, al margen que sus leyes proclamen su autonomía relativa.

Las diferencias de opinión sobre negativa la posibilidad de crear mecanismos de financiamiento basados en la renta petrolera hace más complejo el proceso. En el pasado se aceptaba como un hecho pragmático que la industria del gas requería de transferencias de renta desde la industria petrolera para facilitar su rápido desarrollo.

Actualmente prima la opción de lograr la independencia absoluta de ambos negocios, debiéndose maximizar la renta -tanto del upstream como del *downstream*- por cuerdas separadas. Sin embargo la experiencia muestra que, cuando no existe dicha transferencia, es el Estado o las empresas estatales quienes se encargan de subsidiar el desarrollo de la infraestructura gasífera. Los marcos regulatorios no suelen vincular la transferencia de renta a los procesos de inversión con lo cual ni el crecimiento de las reservas ni la expansión del sistema quedan automáticamente garantizados por reglas y precios de mercado.

El cumplimiento del sistema de acceso abierto no está siempre garantizado y no ha funcionado transparentemente ni en los mercados desregulados ni en los gasoductos de exportación (caso GasBol). Esto es fundamental y es condición *sine qua non* de cualquier proceso de integración.

Por otro lado, se observa que las oportunidades reales de selección de proveedores por parte de los clientes son bajas. Con la sola excepción de los grandes usuarios, el acceso a fuentes de abastecimiento diversificadas ha sido prácticamente nulo. A ello contribuyen la concentración de la oferta; la falta de reglas precisas y cumplibles para el acceso abierto; y la colusión de intereses derivada de la integración vertical y horizontal.

La ausencia de instituciones con poder político suficiente para avanzar en los procesos de integración es un déficit que tiene que cubrirse. La falta de una visión común, compartida tanto por los estados como las empresas públicas y privadas, ha dificultado la creación de organismos supranacionales con poder de decisión y operatividad. En el caso del Mercosur, las negociaciones son limitadas y la natural asimetría entre los países afecta su efectividad. A ello contribuye también la inestabilidad macroeconómica de los Países Miembros, que conduce al frecuentes cambios de rumbo de las políticas que desgastan la integración.

La alta de experiencia y ausencia de nodos de distribución congestionados en la mayor parte de los países dificulta la competencia. La mayor parte de los sistemas son incipientes y su mayor problema es como desarrollar la demanda y recuperar las inversiones a tasas que reflejen el riesgo regional y las aspiraciones de rentabilidad de los inversores privados. En este contexto, prever mecanismos de regulación para temas tan delicados como la congestión de nodos conectivos es un tema que no está presente en las deliberaciones, sobre todo porque estos nodos son escasos y la creación de los mismos depende, justamente una política activa de integración que de lugar a un aprendizaje en el largo plazo.

B. Temas centrales para la construcción de una agenda para la integración gasífera

1. ¿Cuál será el grado de conectividad real y probable esperado del mercado gasífero en un futuro próximo?

- En el mediano plazo (2010-2015) los nodos de conectividad previsible serían los siguientes:
- El mercado del sur de Brasil (Porto Alegre), donde podrían competir el gas de Brasil, Bolivia y Argentina y
- Los intercambios entre Argentina y Bolivia para abastecer el mercado del norte de Chile y a lo sumo complementar la oferta interna de Argentina en caso que sus reservas fuesen insuficientes.
- La interconexión entre Venezuela y Colombia debe verse en el contexto de un flujo prácticamente unilateral desde Venezuela a Colombia y como forma de obtener una oferta a menores costos que los vigentes en los contratos con ECOPEL.
- La integración entre Perú y Bolivia y entre Venezuela y Trinidad Tobago estarán destinadas principalmente a la exportación extraregional de GNL. El netback para estos proyectos dependerá de los precios del gas en los mercados de México y los Estados Unidos. Para el mercado interno integrado no se prevé un rol sustancial pero si se desarrollan estos proyectos pudieran abastecer algunos puntos de la demanda, si ella superara la capacidad del sistema de transporte o si se dieran negocios ocasionales basados en costos de oportunidad temporales.
- El panorama a más largo plazo es incierto en ausencia de una política más explícita pero São Paulo pudiera ser el nodo de mayor importancia a partir del 2020 en adelante.

2. ¿Cómo se garantizaría la no discriminación de precios entre los mercados nacionales y los externos?

El proceso de convergencia de precios será seguramente lento. La garantía de no discriminación podría quizás darse sobre bases acordadas con una agenda temporal y para mercados de generación eléctrica y grandes industrias. Para el resto de los consumidores no parecería ni viable ni consecuente con las metas de desarrollar más rápido los mercados.

Las tarifas de transporte deberían responder a una metodología de cálculo uniforme sobre la base de costos auditados, considerando de un modo diferenciado los activos amortizados frente a los que no lo están. En caso contrario, ello podría favorecer a los mercados maduros creando una sobrerenta. De existir una autoridad regulatoria supranacional con atribuciones de dictar marcos regulatorios comunitarios, se podría pensar en mecanismos de compensación para equilibrar las diferencias de renta.

La garantía de acceso abierto debería estar basada en reglas comunes y en la obligatoriedad de hacer públicos los contratos de compra venta de capacidad, auditados por un órgano independiente que considere la racionalidad de las demandas previstas en los contratos de compra de capacidad. Ello requiere que todos los países apliquen la separación efectiva de las actividades de compra y de transporte y un severo control de las sociedades, a fin de evitar integraciones verticales de hecho.

3. ¿Cómo se garantizarían las compraventas o ventas de energía?

Mediante contratos que penalicen el no cumplimiento de las cláusulas contractuales, auditando reservas probadas e incluyendo salvaguardas de abastecimiento para eventuales emergencias.

4. ¿Cómo se aseguraría que las empresas no nacionales cumplan con los contratos?

La creación de una instancia reguladora supranacional en estrecha vinculación con los entes nacionales y la creación de una instancia judicial superior regional que apruebe y certifique los contratos privados y resuelva en caso de eventual conflicto, parece ser conveniente. De todos modos la creación de planes de emergencia en los nodos de previsible conflicto, por ausencia de oferta, pueden ser un instrumento apto en vista de la sobreoferta de gas y de reservas y del escaso desarrollo de los mercados (Ej: acuerdos entre Argentina y Bolivia).

5. ¿Cómo se remuneraría el transporte del gas?

Sería necesario aplicar una metodología común, con costos auditados externamente, para el cálculo de las tarifas de transporte basadas en factores distancia-capacidad. Dicha metodología debería evitar la creación de sobrerentas o factores de competitividad desiguales. En tal sentido la tasa de descuento no debería ser determinada por métodos que introduzcan sobretasas sistemáticas por riesgo sino con miras a la obtención de rentas a largo plazo en condiciones macroeconómicas estables. Una vez determinadas las tarifas deberían ser publicadas junto con las condiciones de libre acceso y la publicidad de la capacidad disponible.

Una alternativa es establecer subsidios explícitos hasta que los gasoductos sean utilizados a pleno capacidad, utilizando para ello la renta petrolera. En este caso la tarifa de referencia tipo debería ser la del país integrado con tarifas más bajas a fin de optimizar las asignaciones de flujos entre yacimientos y centros de consumo en base a factores de distancia y volumen.

6. ¿Sería necesaria la creación de algún tipo de ente supranacional que vigile los costos económicos de las prestaciones?

Sería deseable y debería actuar en coordinación estrecha con los reguladores nacionales de gas, electricidad y autoridades energéticas. Por supuesto que la cuestión conflictiva será si debe o no otorgársele poder de policía en materias regulatorias y de fiscalización, limitadas por supuesto tan solo a los temas conflictivos de la integración.

7. ¿Qué tipo de Ente debería autorizar las licencias, concesiones u otras formas contractuales en el mercado interconectado?

Un ente supranacional en estrecha colaboración con los entes nacionales. La vía negociada parece ser más apta que las reglas de mercado que pueden ser inaplicables en situaciones de mercados incipientes. Cuando el mercado madure podrían aplicarse otros criterios. Previa a la licitación sería necesario un plan de interconexiones con cronogramas definidos y mecanismos de financiamiento explícitos. Es una de las primeras tareas a resolver.

Tratándose de empresas nacionales que actúen en un mercado interconectado, las regulaciones deberían establecerse a nivel del mercado integrado, con especial atención en los métodos que pueden convertirse en dumping, cargando a los costos de los usuarios internos los de los externos. Por eso es recomendable el costeo por proyecto, su auditoria externa y en todo caso hacer explícitas las compensaciones necesarias para interconexiones beneficiosas en el largo plazo pero inviables en términos de recuperación de costos privados. En estos casos también deben ser establecidos los reintegros al Estado de los subsidios previos como forma de evitar la apropiación privada de rentas públicas.

8. ¿Cómo se resolverían las eventuales congestiones en el transporte y qué tipo de armonización regulatoria se requeriría?

En realidad, el problema actual es la ausencia de nodos conectivos múltiples. El tema de la congestión puede ser importante en la Unión Europea, sobre todo en las zonas transfronterizas. Difícilmente éstería un tema de agenda, si probablemente para los próximos 10 años. Pueden haber simulaciones de congestión a fin de limitar el acceso a competidores, en tal caso se recomienda un ordenamiento basado en prioridades contractuales (pasa el que más paga, o tuvo un contrato anterior) y el establecimiento de multas por incumplimiento, que sean superiores al beneficio de violar las normas.

9. ¿Cómo se introduciría a las empresas comercializadoras? ¿Los comercializadores podrían ser autorizados para operar en el mercado integrado o sólo en un país en particular?

La introducción de comercializadores en un mercado integrado es un tema que requiere de un estudio más profundo debido a que muchas comercializadoras no son más que empresas vinculadas a los productores y a veces hasta filiales de los transportistas y distribuidores. En un mercado oligopólico por esencia, como es el upstream, con monopolios naturales y regionales en distribución y a veces en transporte, la figura del comercializador debería operar a modo de promover precios mas bajos para los usuarios.

Sin embargo, esto solo puede ocurrir en contextos de sobre-renta. En el caso de mercados incipientes como el de Brasil podría dificultar la recuperación de las inversiones. La experiencia de los países europeos no parece ser tan exitosa como se cree. La supuesta apertura del monopolio privado de British Gas llevó más de una década y no está claro que los usuarios hayan sido realmente beneficiados.

Una respuesta cabal a esta pregunta debería considerar que los principales operadores de la región, Repsol-YPF, Petrobrás, Total Elf, British Gas tienen un poder de comercialización y posiciones protagónicas, por lo que es posible que la figura de comercializador no haga sino reforzar las posiciones dominantes de mercado, bajo la apariencia de una apertura. Se requeriría en tal caso de un poder regulador muy fuerte, independiente, capaz de exigir la publicación de los contratos.

10. ¿Cómo se tratarían las modalidades de relación intra-empresariales o inter-empresariales respecto de asuntos como la integración vertical?

La experiencia muestra la existencia de integración vertical de facto, bajo muy distintas modalidades de propiedad, gestión y regulación. El énfasis debería provenir de auditorías de costos que permitan la comparación de informes de distintos auditores y expertos independientes. En tal sentido, lo deseable es una separación de tarifas basadas en cálculos transparentes que reflejen los verdaderos costos y no sólo los que declaran los actores intervinientes, de modo tal de limitar la ventaja de la integración vertical sea esta declarada o encubierta.

11. Bajo el supuesto de libre acceso a las redes ¿qué órgano garantizaría la expansión de la oferta de gas natural y del transporte en el mercado regional?

El análisis efectuado ha mostrado que salvo los gasoductos de exportación desde Argentina, el resto ha sido financiado por las empresas estatales o por el propio Estado. Un sistema de libre acceso no garantiza la expansión de la oferta porque se basa justamente en la posibilidad de captar y disminuir rentas en sistemas maduros con costos hundidos.

En un sistema basado en reglas de mercado la expansión se realizaría sobre la base de costos de oportunidad. La figura del fideicomiso sobre la parte de las tarifas reguladas que están destinadas a la expansión sería una buena idea para asegurar que las obras se realicen. ¿Quién administraría estos fondos?, en principio cada autoridad regulatoria nacional por la parte que corresponde a la infraestructura en su territorio y eventualmente un órgano regulador supranacional, con atribuciones de fiscalización y auditoría, el que debería dar cuenta del destino de esos fondos y de la ejecución de las obras.

12. ¿Debería existir un órgano regional que se encargue de la planificación (al menos indicativa) de la expansión de la producción de gas natural y del sistema de transporte?

Sería necesario y debería hacerlo en forma coordinada con los organismos de regulación y control nacionales. El problema es como convertir sus decisiones en vinculantes y mandatorias, en un contexto dominado por actores privados. En tal sentido sólo una legislación nueva puede crear los instrumentos aptos para ello. No obstante, podría entrar en controversia podría con derechos adquiridos y cláusulas de invariabilidad tributaria por lo que es un tema que llevará a arduas negociaciones.

13. ¿Cómo se remunerarían las transacciones de corto y largo plazo?

Por las razones antes expuestas y por lo que se deriva del análisis de los casos nacionales, no existe una única respuesta a esta cuestión. La idea es que se debe arribar a una combinación de incentivos que equilibren los ingresos de los transportistas y al mismo tiempo que las tarifas permitan alcanzar rápidamente altos niveles de capacidad utilizada en el sistema de transporte, reflejando costos económicos. Los contratos de largo plazo no necesariamente tienen costos superiores a los de corto plazo dado que estos últimos deberían reflejar tanto excesos como déficit de demanda producida por factores coyunturales y climáticos. Luego se debe ver si se trataría de tarifas reguladas y publicadas o de acuerdos comerciales.

Las remuneraciones de largo plazo implican contratos del tipo *take or pay* (paga por la capacidad contratada la utilice o no) o del tipo *take and release* (se le permite revender la capacidad contratada no utilizada). La base para su cálculo debe tener en cuenta si los rendimientos son crecientes o decrecientes a escala para aplicar distintos métodos de cálculo de la tarifa. En el caso de las remuneraciones de corto plazo se utilizan criterios relacionados con los costos de oportunidad. Esto supone que, en caso de escasez, el comprador está dispuesto a pagar un precio superior al de los contratos de largo plazo y en el caso de exceso el transportista podría estar interesado en vender a un costo menor al de la tarifa máxima publicada o a la contractual para incentivar una mayor utilización del gasoducto.

La diversidad de casos en los países de la región hace que se deba analizar caso por caso el efecto que produciría sobre los transportistas la aplicación de distintos criterios.

14. ¿Cómo se efectuarían las liquidaciones de compra-venta regionales?

La conveniencia de establecer reglas fijas debe ser cuidadosamente analizada. En principio las liquidaciones deben corresponder a lo establecido en cada contrato. Se podrían crear reglas de intercambio a valor gas y transporte por los saldos netos, lo que puede aliviar las cargas financieras. Para ello sería indispensable un sistema de mediciones auditadas, tanto por los entes nacionales como por un eventual ente supranacional, estableciendo plazos precisos para cancelar los saldos netos. En el caso de la creación de fondos de fideicomiso para afrontar la expansión, el ente supranacional podría ser el encargado de supervisar la ejecución de las obras de integración y administrar los pagos.

15. ¿Debería existir algún sistema de garantías que cubran las transacciones transnacionales?

No sólo los contratos deben ser cumplidos sino que, en caso de emergencia, causada por cualquier tipo de motivo, se debería tener un plan de respuesta que garantice los suministros a los usuarios. En tal sentido, las interconexiones y la creación de nodos de conectividad –aún en condiciones no óptimas desde el punto de vista económico– se justifican por la necesidad de garantizar el suministro. Si un país interrumpe los suministros, violando los contratos celebrados, una entidad supranacional debería establecer las compensaciones. Para ello los entes reguladores nacionales o las autoridades concedentes deberían tener incorporado en sus normativas esta eventual posibilidad.

16. ¿Cómo se definirían los precios de la energía (gas natural o GNL) a cada lado de la frontera?

Los precios tienen que estar fijados en los contratos sobre la base de los costos económicos correspondientes. Es decir los precios del gas más los costos de transporte hasta la frontera. En el caso de los países cuyos precios internos sean distintos a los externos, el criterio debería ser respetar el trato originado en moneda extranjera salvo que se lograra avanzar en una integración más amplia que incluya tipos de cambio de equilibrio que vayan uniformizando las estructuras de costos.

17. ¿Debería existir algún organismo encargado del monitoreo del mercado regional? ¿Si es así, cómo debería estar integrado?

Por todo lo expuesto, la respuesta a esta interrogante naturalmente es sí. Si bien es un tema a ser profundizado, al igual que muchos de los otros planteados en este estudio, dicho organismo debería estar conformado, en partes iguales, por miembros de alta formación técnica y totalmente ajenos a los operadores del mercado. Se trataría de construir y articular una visión de conjunto que, sin ignorar los intereses nacionales y las prioridades políticas, introduzcan una racionalidad que evite la mala asignación de recursos y las posiciones dominantes de mercado.

18. ¿Qué tipo de controversias podrían surgir y cómo se dirimirían?

Los principales temas de controversia previsible serían los siguientes:

- El acceso abierto y el principio de no discriminación.

- Modificaciones solicitadas a las cláusulas contractuales o a lo establecido en los marcos regulatorios, por alguno de los países interconectados, debido a crisis macroeconómicas que modifiquen radicalmente las reglas de juego.
- Interrupciones unilaterales del suministro o de la compra pactada.
- Eventuales congestiones en nodos.
- Incumplimiento en los pagos o otras cláusulas o regulaciones.

Algun tipo de autoridad regulatoria supranacional debería dirimir en estos conflictos. Deberían crearse instancias del tipo de las audiencias públicas para dar transparencia a los procesos de resolución de conflictos y promover la participación de las organizaciones de la sociedad civil vinculadas a los asuntos de conflicto.

C. La necesidad de constituir una instancia supranacional

Dado que las perspectivas de la demanda para el año 2010 se satisfacen sin nuevas interconexiones, el plazo constituido por el período comprendido entre la fecha actual y ese horizonte, es suficiente para ir construyendo una integración, con base sólida, para el período 2010-2030. Para estos efectos, sería conveniente constituir una instancia supranacional de coordinación de las políticas nacionales, con la misma estructura de lo que sería en el futuro un ente regulador regional.

Entre las tareas prioritarias que deberían encargarse a dicho organismo, estaría la de realizar estudios de demanda potencial de gas, tomando como horizonte el año 2030. Sobre la base de los resultados obtenidos las tareas serían las siguientes:

- Analizar la gama de interconexiones factibles, necesarias y convenientes determinando las fechas de entrada y los costos de inversión requeridos.
- Hacer auditorías de reservas en cada país, estableciendo los balances de oferta y demanda previsible y estimando las necesidades de nuevas reservas.
- Evaluar los costos y beneficios y los equilibrios necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento, ponderando las ventajas de la integración.
- Definir de manera conjunta mecanismos de financiamiento, políticas de precios y administración de los fondos de fideicomiso para asegurar las inversiones, tanto en el *upstream* y como en el *downstream*.
- Discutir las atribuciones del futuro ente regulador supranacional y armonizar las metodologías para establecer tarifas, reglas para el acceso abierto, seguridad de suministro, competencia, protección de las inversiones, de los usuarios y otras para avanzar en la estructuración de un marco general de regulación regional.

Las tareas mencionadas no deberían estar al margen de las coordinaciones y armonizaciones de políticas que se realicen para el sector eléctrico y en general para el sector energético en su conjunto.

La integración energética debería estar inscrita en un marco más amplio de integración regional donde sea posible coordinar las políticas macroeconómicas de la región con miras a un desarrollo de largo plazo. Lo más conveniente sería avanzar sobre la base de acuerdos binacionales, encuadrados en una visión regional de largo plazo, que cuando sea viable, articule los subsistemas gasíferos del Cono Sur y la Comunidad Andina, en la perspectiva de construir un efectivo mercado común de la energía.

Glosario

AL&C, América Latina y el Caribe.

AL, América Latina.

ANCAP, compañía petrolera estatal del Uruguay.

ANP, Agencia Nacional de Petróleo de Brasil.

ARPEL, Asociación Regional de Compañías Petroleras Latinoamericanas.

BAN, compañía de distribución de la parte norte del Área Metropolitana de Buenos Aires.

BG, British Gas.

BOMT, contratos de construcción, operación y mantenimiento de gasoductos celebrados generalmente entre el Estado o una de sus empresas y operadores privados.

BP British Petroleum.

By Pass comercial, se refiere en este contexto a los contratos celebrados entre grandes usuarios (más de 10000 m³/día) y los productores, comercializadores y/o transportistas, tendientes a obtener mejores precios que los resultantes de las tarifas finales ofrecidas por las distribuidoras.

By Pass Físico, se refiere a los usuarios conectados directamente a transporte en una zona de distribución de una determinada unidad distribuidora.

CEG (RJ), Compañía Estadual de Gas de Rio de Janeiro, actualmente privatizada.

CGC, Compañía General de Combustibles, empresa petrolera argentina perteneciente al Grupo Quintana.

City Gate, Puerta ciudad o punto donde el distribuidor toma el gas del transportista.

CMS Energy, compañía accionaria de TGN.

CNE, Comisión Nacional de Energía de Chile.

COMPES, Consejo Nacional de Política Económica y Social de Colombia.

Corpoven, Corporación Venezolana de Petróleo, antiguamente **CVP**, actualmente filial de **PDVSA** encargada del negocio gasífero en Venezuela.

- CRE**, Comisión Reguladora de Energía de México.
- CRE**, Comisión Reguladora de Tarifas del Perú.
- CREG**, Comisión Reguladora de Tarifas de Colombia.
- DGH**, Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas de Perú.
- DGH**, Dirección General de Hidrocarburos
- DNC**, Dirección Nacional de Combustibles de Brasil.
- DNE**, Dirección Nacional de Energía del Uruguay.
- DOE**, *Department of Energy*, organismo oficial de los Estados Unidos en materia de política energética.
- Downstream**, literalmente aguas abajo, en la industria del gas corresponde a las actividades de Transporte, Comercialización y Distribución.
- Ecogas**, empresa subsidiaria de Ecopetrol que opera los principales gasoductos de Colombia.
- Ecopetrol**, compañía petrolera estatal de Colombia.
- Electroperú**, empresa estatal de generación eléctrica del Perú.
- ENAP**, Empresa Nacional de Petróleo de Chile.
- ENARGAS**, Ente Nacional Regulador de Gas de Argentina.
- Factor de carga**, se refiere a la relación existente entre el consumo pico diario (o máximo consumo diario), y el promedio de consumo de un determinado sistema.
- Gas Natural (RJ)**, Compañía de Distribución de Gas en Río de Janeiro
- Gas Natural Sud (SP)**, Compañía de Distribución de Gas de San Pablo
- Gasnor**, compañía de distribución de la parte noroeste del país.
- Gaspetro**, subsidiaria de Petrobrás encargada del sistema de transporte de gas en Brasil.
- GdE**, Gas del Estado, empresa estatal encargada del transporte y distribución de gas en Argentina, privatizada entre 1992 y 1993.
- GLP**, gas licuado de petróleo cuyo origen puede ser de refinerías de petróleo o de plantas de extracción de los líquidos del gas, generalmente es fraccionado en garrafas, tanques domiciliarios o a granel.
- GNC**, gas natural comprimido para uso vehicular, se denomina también GNV, gas natural vehicular.
- GNL**, gas natural licuado gas que se licúa con fines de ser transportado por barcos denominados metaneros y se regasifica en lugares próximos a los centros de recepción.
- GNV**, gas natural vehicular
- GTB**, Gas Transboliviano.
- GTL**, Gas to Liquids, sistema de extracción de derivados livianos a partir del gas natural
- IDEE/FB**, Instituto de Economía Energética asociado a Fundación Bariloche, institución académica de la Argentina.
- IEA**, International Energy Agency, Agencia Internacional de la Energía.
- Lagoven**, filial de **PDVSA**, antiguamente subsidiaria de la Exxon.
- Maraven**, filial de **PDVSA**, antiguamente subsidiaria de SHELL.
- MEM**, Ministerio de Energía y Minas del Perú.
- MEOSP**, Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos de la Argentina.
- Metrogas**, compañía de distribución de la parte sur del Área Metropolitana de Buenos Aires.
- MMbbls**, millones de barriles de petróleo.
- MMBTU**, millones de BTU, British Thermal Unit o Unidad térmica utilizada en Gran Bretaña equivalente a 0.252 kcal (1MMBTU= 252.000 kcal; 1 m³ de gas de 9.300 kcal =27.096 MMBTU)
- MMPCD**, millones de pies cúbicos día.
- Netback**, precio neto resultante de descontar al precio de venta final del producto los costos de procesamiento, transporte y distribución.
- OECD**, en español OCED (a veces OCDE), Organización para la Cooperación Económica y el Desarrollo.
- OLADE**, Organización Latinoamericana de Energía con sede en Quito, Ecuador.
- OPP**, Oficina de Políticas Públicas del Uruguay.
- OSINERG**, Organismo Supervisor de la Inversión de Energía.
- Passthrough**, mecanismo de pase automático de los precios del gas en boca de pozo que surgen de los contratos entre distribuidores y productores, a las tarifas finales para los diversos usuarios.
- PBI**, producto bruto interno.
- PDVSA**, Petróleos de Venezuela, compañía estatal de petróleo.
- PECOM**, Perez Companc, grupo empresarial de Argentina diversificado, PECOM Energy fue adquirido por Petrobrás.

- Perupetro**, compañía estatal peruana encargada de otorgar las concesiones en materia de gas.
- Petrobras**, compañía petrolera estatal de Brasil.
- Petroperú S.A.**, empresa peruana de petróleos de origen estatal actualmente privatizada en su mayor parte.
- Pluspetrol**, compañía petrolera argentina que opera Camisea.
- PPI**, Producer Price Index o índice de precios al por mayor de los estados Unidos utilizado en Argentina para indexar contratos y tarifas.
- PRH**, Plan Referencial de Hidrocarburos del Ministerio de energía y Minas del Perú.
- Repsol-YPF**, empresa petrolera de origen español de capitales mixtos españoles y estadounidenses.
- SIEE**, Sistema de Información Energética de OLADE.
- Take or Pay**, una forma contractual que obliga al comprador a tomar una cantidad de gas determinada sobre una base temporal, generalmente anual o plurianual.
- TBG**, Transportadora Brasileña de Gas.
- Techint**, Empresa Argentina productora de tubos de acero para la industria del gas, conglomerado industrial diversificado y matriz de empresas como Tecpetrol operadores petroleros en Argentina y Perú.
- TGM**, Transportadora de gas que conecta desde *Aldea Brasileira a Uruguayana*.
- TGN**, Transportadora de Gas del Norte (Argentina).
- TGS**, Transportadora de Gas del Sur (Argentina).
- Tractebel**, compañía adjudicataria de la zona de distribución en Lima Perú, perteneciente al grupo Belga del mismo nombre.
- TSB**, Transportadora *Sul Brasileira* (Transportadora del Sur de Brasil).
- US\$/BI**, dólares por barril de petróleo.
- UPME**, Unidad de Planeamiento Minero Energético dependiente del Ministerio de Energía y Minas de Colombia.
- Upstream**, literalmente aguas arriba, dícese de las actividades hidrocarburíferas relacionadas con la exploración y explotación de petróleo y gas.
- UTE**, compañía estatal uruguaya de generación eléctrica.
- UTE**, Uniones Transitorias de Empresas.
- VNR**, metodología de cálculo del valor a nuevo de reposición de la infraestructura de transporte y distribución.
- VPN**, Valor Presente Neto de una Inversión.
- YABOG**, Yacimientos Bolivianos de Gas, empresa encargada de la exploración y explotación de gas en Bolivia, luego privatizada.
- YPF**, Yacimientos Petrolíferos Fiscales, empresa petrolera estatal de Argentina que fue privatizada entre 1990 y 1996.
- YPFB**, Yacimientos Petrolíferos Bolivianos, empresa estatal boliviana de petróleo, privatizada mediante el método de capitalización.

Bibliografía

- ANP, Panorama de la Industria de Gas Natural no Brasil: Aspectos Regulatorios e Desafíos, tablas 8, 9, 10 y 11., Nota Técnica 033/2002-SCG, Rio de Janeiro, julio de 2002.
- Arpel, Integración Gasífera en el Mercosur: lecciones aprendidas, Montevideo, Uruguay, junio de 2003.
- Arpel, Olade, Beicip Franlab, Estudio para la integración del mercado de gas natural en América del Sur, Informe Final, Quito, enero de 2001(doc.98191).
- Banco Mundial, WDI online database, año 2003.
- BP Statistical Review, 2003.
- Bravo, V., Kozulj, R. y Di Sbroiavacca, N., Una Metodología para la cuantificación de los mercados disputables por nuevos productos energéticos”, en Trabajos Técnicos Realidades y Perspectivas Energéticas Regionales para el Siglo XXI, 2do Congreso Latinoamericano y del Caribe de Gas y Electricidad, realizado en Punta del Este, del 27 al 29 de marzo del 2000.
- Caruso, N., Argentina, Estudios Sectoriales: Componente Gas Natural y Derivados, CEPAL, Buenos Aires, Marzo de 2003.
- Comisión Reguladora de Energía (CRE) de México, Boletín de prensa 18-10-2003.
- EIA, DOE, *Country Analysis Briefs*, Julio de 2003.
- Enargas, *Boletines anuales* años 1994 a 2002, Buenos Aires, Argentina.
- Frenkel, R., Damill, M. y Juvenal, L., *Las cuentas públicas y la crisis de la convertibilidad en Argentina*, CEDES, Buenos Aires, 2003.
- Gás Natural: Histórico Recente da Política de Precos, Series ANP, N°4, Rio de Janeiro 2002.
- IDEE/FB, Torres, J.E y García. C., *Estudio de Demanda Potencial de Gases Combustibles en Colombia*, UPME-Bogotá, 1997.
- J. Mintz, *The European Gas Market Players*, CEDIGAZ, noviembre de 2001.

- Kozulj, R., (2002) *Los desequilibrios de la economía Argentina: una visión retrospectiva y prospectiva a diez años de la Convertibilidad*, Revista Comercio Exterior, Banco Nacional de México, agosto.
- 2002, *Balance de la Privatización de la Industria Petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles*, CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 46, Santiago de Chile, julio.
- 2000, *Resultados de la reestructuración de la industria del gas en Argentina*, CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 14, Santiago de Chile, noviembre.
- MEM, 2001 *Plan Referencial de Hidrocarburos* (PRH), Lima, Perú, julio.
- *Plan Referencial para el Desarrollo de la Industria del Gas Natural*. Proyecto PARSEP para la DGH del MEM, realizado por el *Canadian Petroleum Institute*, Septiembre 2000. (PCI).
- Oil & Gas Journal Latinoamérica, 2002, vol. 8 N° 6, noviembre – diciembre.
- 2000, Vol.6 N°6, septiembre-octubre.
- 2002, Vol.8 N°5, septiembre-octubre.
- 2003, 29.
- 2003, Vol. 9, número 4, julio-agosto.
- Olade, 2001, El Mercado del Gas Natural en Perú: Un análisis para la promoción de su desarrollo, mayo.
- documentos e Informes/documentos/Cap. 6 pdf., *Capítulo VI: el subsector de gas natural en Bolivia*, tomado de la web el 10-10-2003.
- 1998, El Gas natural en la Política Energética de América Latina y el Caribe, Quito, Ecuador.
- SIEE, Versión 2003, Quito.
- OTERG-MEM, 2001 Estudio Integral de Energía del Perú, Oficina Técnica de Energía del Ministerio de Energía y Minas del Perú, Lima, diciembre.
- Peredo Roman, H., III LACGEC, 2002, Congreso Latinoamericano y del Caribe de Gas Natural y Electricidad, CBH-IAPG-CIER-SPE(Argentina-Bolivia), Bolivia, Análisis de las Reservas y Producción, 22-24 de abril.
- Revista *Petrotecnia*, Buenos Aires, julio de 2003.
- Secretaría de Energía de la República Argentina, *Prospectiva 2002*, Buenos Aires mayo de 2003.
- Sempra Energy, www.sempra.com/perspective, 18-10-2003.
- UN, (2002) *World urbanization prospects*, Nueva York.
- UNEP, (2002) *Energy Subsidies, Lessons Learned in Assessing their Impacts and Designing Policy Reforms, Draft Report, United Nations Environment Programme Division of Technology, Industry and Economics, Economics and Trade Branch*, abril.
- UPME, 2003 *Boletín mensual de precios*, Bogotá, julio.
- 2002, *Estudio de posibilidades de Interconexión Gasífera Colombia-Venezuela*, Bogotá, septiembre.



NACIONES UNIDAS

Serie

CEPAL

recursos naturales e infraestructura

Números publicados

1. Panorama minero de América Latina a fines de los años noventa, Fernando Sánchez Albavera, Georgina Ortiz y Nicole Moussa (LC/L.1253-P), N° de venta S.99.II.G.33 (US\$10,00), 1999. [www](#)
2. Servicios públicos y regulación. Consecuencias legales de las fallas de mercado, Miguel Solanes (LC/L.1252-P), N° de venta S.99.II.G.35 (US\$10,00), 1999. [www](#)
3. El código de aguas de Chile: entre la ideología y la realidad, Axel Dourojeanni y Andrei Jouravlev (LC/L.1263-P), N° de venta S.99.II.G.43 (US\$10,00), 1999. [www](#)
4. El desarrollo de la minería del cobre en la segunda mitad del Siglo XX, Nicole Moussa, (LC/L.1282-P), N° de venta S.99.II.G.54 (US\$10,00), 1999. [www](#)
5. La crisis eléctrica en Chile: antecedentes para una evaluación de la institucionalidad regulatoria, Patricio Rozas Balbontín, (LC/L.1284-P), N° de venta S.99.II.G.55 (US\$ 10,00), 1999. [www](#)
6. La Autoridad Internacional de los Fondos Marinos: un nuevo espacio para el aporte del Grupo de Países Latinoamericanos y Caribeños (GRULAC), Carmen Artigas (LC/L.1318-P), N° de venta S.00.II.G.10 (US\$ 10,00), 1999. [www](#)
7. Análisis y propuestas para el perfeccionamiento del marco regulatorio sobre el uso eficiente de la energía en Costa Rica, Rogelio Sotela (LC/L.1365-P), N° de venta S.00.II.G.34 (US\$ 10,00), 1999. [www](#)
8. Privatización y conflictos regulatorios: el caso de los mercados de electricidad y combustibles en el Perú, Humberto Campodónico, (LC/L.1362-P), N° de venta S.00.II.G.35 (US\$ 10,00), 2000. [www](#)
9. La llamada pequeña minería: un renovado enfoque empresarial, Eduardo Chaparro, (LC/L.1384-P), N° de venta S.00.II.G.76 (US\$ 10,00), 2000. [www](#)
10. Sistema eléctrico argentino: los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma, Héctor Pistonesi, (LC/L.1402-P), N° de venta S.00.II.G.77 (US\$10,00), 2000. [www](#)
11. Primer diálogo Europa-América Latina para la promoción del uso eficiente de la energía, Humberto Campodónico (LC/L.1410-P), N° de venta S.00.II.G.79 (US\$ 10,00), 2000. [www](#)
12. Proyecto de reforma a la Ley N°7447 “Regulación del Uso Racional de la Energía” en Costa Rica, Rogelio Sotela y Lidette Figueroa, (LC/L.1427-P), N° de venta S.00.II.G.101 (US\$10,00), 2000. [www](#)
13. Análisis y propuesta para el proyecto de ley de “Uso eficiente de la energía en Argentina”, Marina Perla Abruzzini, (LC/L.1428-P, N° de venta S.00.II.G.102 (US\$ 10,00), 2000. [www](#)
14. Resultados de la reestructuración de la industria del gas en la Argentina, Roberto Kozulj (LC/L.1450-P), N° de venta S.00.II.G.124 (US\$10,00), 2000. [www](#)
15. El Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo (FEPP) y el mercado de los derivados en Chile, Miguel Márquez D. (LC/L.1452-P) N° de venta S.00.II.G.132 (US\$10,00), 2000. [www](#)
16. Estudio sobre el papel de los órganos reguladores y de la defensoría del pueblo en la atención de los reclamos de los usuarios de servicios públicos, Juan Carlos Buezo de Manzanedo R. (LC/L.1495-P), N° de venta S.01.II.G.34 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
17. El desarrollo institucional del transporte en América Latina durante los últimos veinticinco años del siglo veinte, Ian Thomson (LC/L.1504-P), N° de venta S.01.II.G.49 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
18. Perfil de la cooperación para la investigación científica marina en América Latina y el Caribe, Carmen Artigas y Jairo Escobar (LC/L.1499-P), N° de venta S.01.II.G.41 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
19. Trade and Maritime Transport between Africa and South America, Jan Hoffmann, Patricia Isa, Gabriel Pérez (LC/L.1515-P), Sales No. E.00.G.II.57 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
20. La evaluación socioeconómica de concesiones de infraestructura de transporte: caso Túnel El Melón – Chile, Francisco Ghisolfo (LC/L.1505-P), N° de venta S.01.II.G.50 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
21. El papel de la OPEP en el comportamiento del mercado petrolero internacional, Ariela Ruiz-Caro (LC/L.1514-P), N° de venta S.01.II.G.56 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
22. El principio precautorio en el derecho y la política internacional, Carmen Artigas (LC/L.1535-P), N° de venta S.01.II.G.80 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)

23. Los beneficios privados y sociales de inversiones en infraestructura: una evaluación de un ferrocarril del Siglo XIX y una comparación entre ésta y un caso del presente, Ian Thomson (LC/L.1538-P), N° de venta S.01.II.G.82 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
24. Consecuencias del “shock” petrolero en el mercado internacional a fines de los noventa, Humberto Campodónico (LC/L.1542-P), N° de venta S.00.II.G.86 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
25. La congestión del tránsito urbano: causas y consecuencias económicas y sociales, Ian Thomson y Alberto Bull (LC/L.1560-P), N° de venta S.01.II.G.105 (US\$10,00), 2001. [www](#)
26. Reformas del sector energético, desafíos regulatorios y desarrollo sustentable en Europa y América Latina, Wolfgang Lutz. (LC/L.1563-P), N° de venta S.01.II.G.106 (US\$10,00), 2001. [www](#)
27. Administración del agua en América Latina y el Caribe en el umbral del siglo XXI, A. Jouravlev (LC/L.1564-P), N° de venta S.01.II.G.109 (US\$10,00), 2001. [www](#)
28. Tercer Diálogo Parlamentario Europa-América Latina para la promoción del uso eficiente de la energía, Humberto Campodónico (LC/L.1568-P), N° de venta S.01.II.G.111 (US\$10,00), 2001. [www](#)
29. Water management at the river basin level: challenges in Latin America, Axel Dourojeanni (LC/L.1583-P), Sales No. E.II.G.126 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
30. Telemática: Un nuevo escenario para el transporte automotor, Gabriel Pérez (LC/L.1593-P), N° de venta S.01.II.G.134 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
31. Fundamento y anteproyecto de ley para promover la eficiencia energética en Venezuela, Vicente García Dodero y Fernando Sánchez Albavera (LC/L.1594-P), N° de venta S.01.II.G.135 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
32. Transporte marítimo regional y de cabotaje en América Latina y el Caribe: El caso de Chile, Jan Hoffmann (LC/L.1598-P), N° de venta S.01.II.G.139 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
33. Mejores prácticas de transporte internacional en la Américas: Estudio de casos de exportaciones del Mercosur al Nafta, José María Rubiato (LC/L.1615-P), N° de venta S.01.II.G.154 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
34. La evaluación socioeconómica de concesiones de infraestructura de transporte: Caso acceso norte a la ciudad de Buenos Aires, Argentina, Francisco Ghisolfo (LC/L.1625-P), N° de venta S.01.II.G.162 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
35. Crisis de gobernabilidad en la gestión del agua (Desafíos que enfrenta la implementación de las recomendaciones contenidas en el Capítulo 18 del Programa 21), Axel Dourojeanni y Andrei Jouravlev (LC/L.1660-P), N° de venta S.01.II.G.202 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
36. Regulación de la industria de agua potable. Volumen I: Necesidades de información y regulación estructural, Andrei Jouravlev (LC/L.1671-P), N° de venta S.01.II.G.206 (US\$ 10,00), 2001, Volumen II: Regulación de las conductas, Andrei Jouravlev (LC/L.1671/Add.1-P), N° de venta S.01.II.G.210 (US\$ 10,00), 2001. [www](#) [www](#)
37. Minería en la zona internacional de los fondos marinos. Situación actual de una compleja negociación, Carmen Artigas (LC/L. 1672-P), N° de venta S.01.II.G.207 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
38. Derecho al agua de los pueblos indígenas de América Latina, Ingo Gentes (LC/L.1673-P), N° de venta S.01.II.G.213 (US\$ 10,00), 2001.
39. El aporte del enfoque ecosistémico a la sostenibilidad pesquera, Jairo Escobar (LC/L.1669-P), N° de venta S.01.II.G.208, (US\$ 10,00), diciembre 2001. [www](#)
40. Estudio de suministro de gas natural desde Venezuela y Colombia a Costa Rica y Panamá, Víctor Rodríguez, (LC/L.1675-P; LC/MEX/L.515), N° de venta S.02.II.G.44, (US\$ 10,00), junio de 2002. [www](#)
41. Impacto de las tendencias sociales, económicas y tecnológicas sobre el Transporte Público: Investigación preliminar en ciudades de América Latina, Ian Thomson (LC/L.1717-P), N° de venta S.02.II.G.28, (US\$ 10,00), marzo de 2002. [www](#)
42. Resultados de la reestructuración energética en Bolivia, Miguel Fernández y Enrique Birhuet (LC/L.1728-P), N° de venta S.02.II.G.38, (US\$ 10,00), mayo 2002. [www](#)
43. Actualización de la compilación de leyes mineras de catorce países de América Latina y el Caribe, Volumen I, compilador Eduardo Chaparro (LC/L.1739-P) No de venta S.02.II.G.52, (US\$ 10,00) junio de 2002 y Volumen II, (LC/L.1739/Add.1-P), No de venta S.02.II.G.53, (US\$ 10,00) junio de 2002. [www](#)
44. Competencia y complementación de los modos carretero y ferroviario en el transporte de cargas. Síntesis de un seminario, Myriam Echeverría (LC/L.1750-P) No de venta S.02.II.G.62, (US\$ 10,00), junio de 2002. [www](#)
45. Sistema de cobro electrónico de pasajes en el transporte público, Gabriel Pérez (LC/L.1752-P), No de venta S.02.II.G.63, (US\$ 10,00), junio de 2002. [www](#)
46. Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles, Roberto Kozulj (LC/L.1761-P), N° de venta: S.02.II.G.76, (US\$10,00), julio de 2002. [www](#)
47. Gestión del agua a nivel de cuencas: teoría y práctica, Axel Dourojeanni, Andrei Jouravlev y Guillermo Chávez (LC/L.1777-P), N° de venta S.02.II.G.92 (US\$ 10,00), septiembre de 2002. [www](#)
48. Evaluación del impacto socio-económico del transporte urbano, en la ciudad de Bogotá. El caso del sistema de transporte masivo transmilenio, Irma Chaparro (LC/L.1786-P), N° de venta S.02.II.G.100, (US\$ 10,00) septiembre de 2002. [www](#)

49. Características de la inversión y del mercado mundial de la minería a principios de la década de 2000, H. Campodónico y G. Ortiz (LC/L.1798-P), N° de venta S.02.II.G.111, (US\$ 10,00), octubre de 2002. [www](#)
50. La contaminación de los ríos y sus efectos en las áreas costeras y el mar, Jairo Escobar (LC/L.1799-P), N° de venta S.02.II.G.112, (US\$ 10,00), diciembre de 2002. [www](#)
51. Evolución de las políticas hídricas en América Latina y el Caribe, Axel Dourojeanni y Andrei Jouravlev (LC/L.1826-P), N° de venta S.02.II.G.133, (US\$ 10,00), diciembre de 2002. [www](#)
52. Trade between Caribbean Community (CARICOM) and Central American Common Market (CACM) countries: the role to play for ports and shipping services, Alan Harding y Jan Hofmann (LC/L.1899-P), Sales No.: E.03.II.G.58, (US\$ 10,00), May de 2003. [www](#)
53. La función de las autoridades en las localidades mineras, Patricio Ruiz (LC/L.1911-P), N° de venta S.03.II.G.69, (US\$ 10,00), junio de 2003. [www](#)
54. Identificación de obstáculos al transporte terrestre internacional de cargas en el Mercosur, Ricardo J. Sánchez y Georgina Cipoletta Tomasian (LC/L.1912-P), N° de venta S.03.II.G.70, (US\$ 10,00), mayo 2003. [www](#)
55. Energía y desarrollo sostenible: Posibilidades de financiamiento de las tecnologías limpias y eficiencia energética en el Mercosur, Roberto Gomelsky (LC/L.1923-P), N° de venta S.03.II.G.78 (US\$ 10,00), junio de 2003. [www](#)
56. Mejoramiento de la gestión vial con aportes específicos del sector privado, Alberto Bull, (LC/L. 1924-P), N° de venta: S.03.II.G.81, (US\$ 10,00), junio de 2003. [www](#)
57. Guías Prácticas para Situaciones Específicas, Manejo de Riesgos y Preparación para Respuesta a Emergencias Mineras, Zoila Martínez Castilla, (LC/L.1936-P), N° de venta: S.03.II.G.95, (US\$ 10,00), junio de 2003. [www](#)
58. Evaluación de la función y el potencial de las fundaciones mineras y su interacción con las comunidades locales Germán del Corral, (LC/L.1946-P), N° de venta S.03.II.G.104, (US\$ 10,00), julio de 2003. [www](#)
59. Acceso a la información: una tarea pendiente para la regulación latinoamericana, Andrei Jouravlev, (LC/L.1954-P), N° de venta S.03.II.G.109, (US\$ 10,00), agosto de 2003. [www](#)
60. Energía e pobreza: problemas de desenvolvimiento energético e grupos sociais marginais em áreas rurais e urbanas do Brasil, Roberto Schaeffer, Claude Cohen, Mauro Araújo Almeida, Carla Costa Achão, Fernando Monteiro Cima, (LC/L.1956-P), N° de venta: P.03.II.G.112, (US\$ 10,00), septiembre de 2003. [www](#)
61. Planeamiento del desarrollo local, Hernán Blanco (LC/L. 1959-P), N° de venta: S.03.II.G.117, (US\$ 10,00), septiembre de 2003. [www](#)
62. Coherencia de las políticas públicas y su traducción en esquemas regulatorios consistentes. Caso del diesel oil en Chile, Pedro Maldonado G., (LC/L.1960-P), N° de venta: S.03.II.G.116, (US\$ 10,00), agosto de 2003. [www](#)
63. Entorno internacional y oportunidades para el desarrollo de las fuentes renovables de energía en los países de América Latina y el Caribe, Manlio Coviello (LC/L.1976-P), N° de venta: S.03.II.G.134, (US\$ 10,00), octubre de 2003. [www](#)
64. Estudios sobre los convenios y acuerdos de cooperación entre países de América Latina y el Caribe, en relación con sistemas hídricos y cuerpos de agua transfronterizos, María Querol, (LC/L.2002-P), N° de venta: S.03.II.G.163 (US\$ 10,00), noviembre de 2003. [www](#)
65. Energías renovables y eficiencia energética en América Latina y el Caribe. Restricciones y perspectivas. Hugo Altomonte, Manlio Coviello, Wolfgang Lutz, (LC/L.1977-P) N° de venta: S.03.II.G.135 (US\$ 10,00), octubre de 2003. [www](#)
66. Los municipios y la gestión de los recursos hídricos, Andrei Jouravlev, (LC/L.2003-P), N° de venta S.03.II.G.164 (US\$10.00) octubre de 2003. [www](#)
67. El pago por el uso de la infraestructura de transporte vial, ferroviario y portuario, concesionada al sector privado, Ricardo Sánchez, (LC/L.2010-P), N° de venta S.03.II.G.172 (US\$10.00), noviembre de 2003. [www](#)
68. Comercio entre los países de América del Sur y los países de la Comunidad del Caribe (CARICOM): el papel que desempeñan los servicios de transporte, Ricardo Sánchez y Myriam Echeverría, (LC/L.2011-P), N° de venta S.03.II.G.173 (US\$10.00), noviembre de 2003. [www](#)
69. Tendencias recientes del mercado internacional del petróleo, Ariela Ruiz-Caro, (LC/L.2021-P), N° de venta S.03.II.G.183 (US\$10.00), diciembre de 2003. [www](#)
70. La pequeña minería y los nuevos desafíos de la gestión pública, Eduardo Chaparro Ávila (LC/L.2087-P), N° de venta S.04.II.26 (US\$ 10,00) abril de 2004. [www](#)
71. Situación y perspectivas de la minería aurífera y del mercado internacional del oro, Ariela Ruiz-Caro, (LC/L.2135-P) N° de venta S.04.II.64 (US\$ 10,00) julio de 2004. [www](#)
72. Seguridad y calidad del abastecimiento eléctrico a más de 10 años de la reforma de la industria eléctrica en países de América del Sur, Pedro Maldonado y Rodrigo Palma (LC/L.2158-P), N° de venta S.04.II.86 (US\$ 10,00) julio de 2004. [www](#)
73. Fundamentos para la constitución de un mercado común de electricidad, Pedro Maldonado (LC/L.2159-P), N° de venta S.04.II.87 (US\$ 10,00) julio de 2004. [www](#)
74. Los servicios de agua potable y saneamiento en el umbral el siglo XXI, Andrei Jouravlev, (LC/L.2169-P), N° de venta S.04.II.G.98 (US\$10,00), julio de 2004. . [www](#)

75. Desarrollo de infraestructura y crecimiento económico: revisión conceptual, Patricio Rozas y Ricardo Sánchez (LC/L.2182P), N° de venta S.04.II.G.109 (US\$ 10,00) agosto de 2004. [www](#)
76. Industria minera de los materiales de construcción. Su sustentabilidad en Sudamérica, Marcela Cárdenas y Eduardo Chaparro (LC/L.2186-P), N° de venta S.04.II.G.114 (US\$ 10,00), octubre de 2004. [www](#)
77. La industria del gas natural en América del Sur: situación y posibilidades de integración de mercados, Roberto Kozulj (LC/L.2195-P), N° de venta S.04.II.122 (US\$ 10,00) diciembre de 2004. [www](#)

Otros títulos elaborados por la actual División de Recursos Naturales e Infraestructura y publicados bajo la Serie Medio Ambiente y Desarrollo

1. Las reformas energéticas en América Latina, Fernando Sánchez Albavera y Hugo Altomonte (LC/L.1020), abril de 1997. [www](#)
2. Private participation in the provision of water services. Alternative means for private participation in the provision of water services, Terence Lee y Andrei Jouravlev (LC/L.1024), mayo de 1997 (inglés y español). [www](#)
3. Procedimientos de gestión para un desarrollo sustentable (aplicables a municipios, microrregiones y cuentas), Axel Dourojeanni (LC/L.1053), septiembre de 1997 (español e inglés). [www](#)
4. El Acuerdo de las Naciones Unidas sobre pesca en alta mar: una perspectiva regional a dos años de su firma, Carmen Artigas y Jairo Escobar (LC/L.1069), septiembre de 1997 (español e inglés). [www](#)
5. Litigios pesqueros en América Latina, Roberto de Andrade (LC/L.1094), febrero de 1998 (español e inglés). [www](#)
6. Prices, property and markets in water allocation, Terence Lee y Andrei Jouravlev (LC/L.1097), febrero de 1998 (inglés y español). [www](#)
8. Hacia un cambio en los patrones de producción: Segunda Reunión Regional para la Aplicación del Convenio de Basilea en América Latina y el Caribe (LC/L.1116 y LC/L.1116 Add/1), vols. I y II, septiembre de 1998. [www](#)
9. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. La industria del gas natural y las modalidades de regulación en América Latina, Humberto Campodónico (LC/L.1121), abril de 1998. [www](#)
10. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Guía para la formulación de los marcos regulatorios, Pedro Maldonado, Miguel Márquez e Iván Jaques (LC/L.1142), septiembre de 1998. [www](#)
11. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Panorama minero de América Latina: la inversión en la década de los noventa, Fernando Sánchez Albavera, Georgina Ortiz y Nicole Moussa (LC/L.1148), octubre de 1998. [www](#)
12. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Las reformas energéticas y el uso eficiente de la energía en el Perú, Humberto Campodónico (LC/L.1159), noviembre de 1998. [www](#)
13. Financiamiento y regulación de las fuentes de energía nuevas y renovables: el caso de la geotermia, Manlio Coviello (LC/L.1162), diciembre de 1998. [www](#)
14. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Las debilidades del marco regulatorio eléctrico en materia de los derechos del consumidor. Identificación de problemas y recomendaciones de política, Patricio Rozas (LC/L.1164), enero de 1999. [www](#)
15. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Primer Diálogo Europa-América Latina para la Promoción del Uso Eficiente de la Energía (LC/L.1187), marzo de 1999. [www](#)
16. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Lineamientos para la regulación del uso eficiente de la energía en Argentina, Daniel Bouille (LC/L.1189), marzo de 1999. [www](#)
17. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la Energía en América Latina”. Marco Legal e Institucional para promover el uso eficiente de la energía en Venezuela, Antonio Ametrano (LC/L.1202), abril de 1999. [www](#)

-
- El lector interesado en adquirir números anteriores de esta serie puede solicitarlos dirigiendo su correspondencia a la Unidad de Distribución, CEPAL, Casilla 179-D, Santiago, Chile, Fax (562) 210 2069, correo electrónico: publications@eclac.cl.
 - Disponible también en Internet: <http://www.cepal.org/> o <http://www.eclac.org>

Nombre:.....
Actividad:.....
Dirección:.....
Código postal, ciudad, país:.....
Tel.: Fax: E.mail: