Integración de los mercados de gas natural del Cono Sur

Diego Bondorevsky y Diego Petrecolla

El objetivo de este trabajo es el de analizar las características de la integración energética de los países del Cono Sur. Para este fin se estudia la estructura y regulación de cada uno de los países que lo conforman, y se discuten los principales conceptos regulatorios que se requieren para lograr una integración energética en base a reglas homogéneas.

En el artículo se detallan los principales proyectos de infraestructura que han posibilitado el intercambio de gas en la región. A su vez, se expone la forma en que la regulación de cada país ha definido el desarrollo del sector de gas natural y la integración con los países vecinos.

El trabajo destaca el importantísimo desarrollo alcanzado en la infraestructura. Por otro lado, se indican los potenciales efectos sobre la integración de las políticas actuales, y se realiza una comparación con los principales mercados del mundo (en materia de integración) respecto a las políticas regulatorias, con el fin de buscar una integración en base a reglas homogéneas entre los países miembros.

Diego Bondorevsky es economista especializado en temas regulatorios. Ha sido Profesor Investigador en el Centro de Estudios Económicos de la Regulación (UADE e Instituto del Banco Mundial) y consultor de Organismos Internacionales como el BID y el Banco Mundial.

Diego Petrecolla es Ph. D. en Economía (1992), University of Illinois at Urbana-Champaign. Director del Centro de Estudios de Economía de la Regulación (UADE, Instituto del Banco Mundial). Consultor del Banco Mundial, del Banco Interamericano de Desarrollo, de la UNCTAD. Miembro del Consejo de Administración del Instituto Torcuato Di Tella. Fue Presidente, Vocal y Economista Jefe de la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia. Director de la Fundación Argentina para el Desarrollo con Equidad y Profesor en la UTDT, la UBA, la UCA y UDeSA.

I. Una introducción a los diferentes mercados[1]

El objetivo de este trabajo es analizar las características de la integración energética de los países del Cono Sur. Para este fin se estudia la estructura y regulación de cada uno de los países que lo conforman, y se discuten los principales conceptos regulatorios que se requieren para lograr una integración energética en base a reglas homogéneas.

Dentro del contexto de los países a analizar, no se puede soslayar la importancia del mercado argentino de gas natural (GN) dentro de la región. No solo por ser éste claramente el de mayor desarrollo estructural sino también porque fue el primer mercado de estos países que se abrió a la participación del sector privado. Las reformas encaradas durante la década del noventa en la Argentina no sólo significaron un cambio estructural en el mercado interno, sino que también definieron un nuevo perfil en los intercambios de GN con los países vecinos. Es por ello que si bien este trabajo analiza la estructura y regulación de los principales países del Cono Sur en materia de GN, el detenimiento en la Argentina es un poco mayor que en los otros.

Según la Agencia Internacional de Energía (2002): *La Argentina es el único país en la región con un nivel alto de reservas de gas natural y un mercado de gas maduro, con infraestructura bien desarrollada y altos niveles de penetración del gas, comparable a los de Rusia y Holanda.* En la Argentina existen tres cuencas principales de producción de gas natural: Neuquén, NOA, y Austral[2], todas conectadas a la ciudad de Buenos Aires a través de gasoductos radiales[3]. A partir de principios del noventa la etapa de producción se encuentra desregulada. En el país se encuentran operando 30 productores de gas natural[4]. La producción de gas ha crecido significativamente en la década de los noventa, aunque las reservas han venido cayendo en los últimos años.

Los intercambios de gas de la Argentina con los países limítrofes se retrotraen a comienzos de la década del setenta con la firma de un acuerdo para la construcción del gasoducto entre Bolivia y la Argentina. El acuerdo implicaba la compra del gas natural por parte de la ex Gas del Estado a Bolivia, producido por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), su petrolera estatal. Para Bolivia las exportaciones de gas hacia la Argentina representaban anualmente un 5% de su PBI. La Argentina, por su parte, se aseguraba el flujo de un combustible no renovable, que le permitía atender el alto crecimiento de su consumo interno y mantener las reservas. Sin embargo, las características de la integración entre Bolivia y la Argentina cambiaron sustancialmente a comienzo de la década del noventa debido a las privatizaciones de Gas del Estado e YPF en la Argentina y a la construcción del gasoducto entre Brasil y Bolivia, que originó que este último país reorientara su producción hacia el mercado brasileño para el fin de esa década[5].

Bolivia por su parte liberalizó el sector de GN en 1995 como parte de un proceso de capitalización de sus empresas públicas. En este contexto la entrada de empresas privadas de origen extranjero en el upstream de GN se efectivizó en 1996 luego de promulgada la ley de hidrocarburos 1689. Actualmente, si bien las reservas de gas natural de Bolivia son muy importantes, su mercado interno de gas natural es muy pequeño dado el bajo desarrollo de redes de distribución del fluido en las principales ciudades del país y a la ausencia de industrias de derivados del GN. Bolivia tenía a fines del año 2001 una relación Reservas/Producción que superaba los 40 años convirtiéndose en un país con un extraordinario potencial de exportación[6].

[1] *Este artículo es una síntesis del* paper *presentado por los mismos autores en el encuentro celebrado en la sede del Banco Interamericano de Desarrollo* Gas market integration in the Southern Cone *en Diciembre de 2003. A su vez, gran parte de la información de los demás países analizados se basa en otros papers presentados en dicho encuentro.*

[2] *Estas tres cuencas combinadas contaban con el 93,7% de las reservas probadas en 2001. Existen también otras dos cuencas más pequeñas: Cuyana y golfo San Jorge. La Cuenca Austral también es conocida como Cuenca Fueguina.*

[3] *Buenos Aires es el centro de consumo más importante del país, donde los precios del gas proveniente de las diferentes regiones son arbitrados. Por lo tanto, los precios en cada cuenca difieren, reflejando principalmente las diferencias de distancia y así de costos de transporte hasta la ciudad de Buenos Aires. A mayor distancia de los pozos respecto a Buenos Aires, menor el precio del gas en boca de pozo implícito para las ventas locales.*

[4] *Datos correspondientes al año 2003 utilizando información del ENARGAS.*

[5] *El contrato se firmó en 1972 y un volumen comprometido originalmente de 4 millones de m^3/día que luego se amplió hasta 6,5 millones de m^3/día. El contrato tenía una duración original de 20 años, aunque fue prorrogado hasta 1999, año en que empieza a operar el Gasoducto entre Bolivia y Brasil, a fin de permitir que Bolivia pudiera reorientar sus exportaciones sin que se le produjesen serios problemas económicos. El gasoducto ha sido prácticamente no utilizado durante la década del noventa. aunque recientemente fue rehabilitado, y actualmente Bolivia es un proveedor del fluido a la Argentina.*

[6] *En la Tabla 2 se puede observar que para el 2001 las reservas de Bolivia totalizaban 775 miles de millones de metros cúbicos. Teniendo en cuenta que para el mismo año la producción ascendía a 19,6 miles de millones de metros cúbicos (ver tabla 7), el ratio de ambos daría la cantidad de más de 40 años.*

Tabla 1. Argentina. Producción de Gas Natural y Reservas Probadas. Algunos años seleccionados del período 1988-2003

(miles de millones de metros cúbicos)

Año	Producción	Reservas Probadas	Reservas Probadas/ Producción
1988	22.734	773.016	34,00
1989	26.713	773.016	28,94
1992	25.043	540.899	21,60
1993	25.568	516.662	20,21
1995	29.190	619.295	21,22
1999	42.425	748.133	17,63
2001	45.994	763.526	16,60
2002	45.819	663.523	14,48
2003	50.644	612.496	12,09

Fuente: Secretaría de Energía de la Argentina.

Tabla 2. Reservas de Gas Natural en Latinoamérica en 2001

(miles de millones de metros cúbicos)

País	2001
Argentina	763,53
Bolivia	774,78
Brasil	222,43
Chile	37,58
Colombia	141,58
Ecuador	109,02
Perú	245,08
Trinidad y Tobago	557,11
Venezuela	4.225,07
Otros	0,09
Total	**7.076,27**

Fuente: Secretaría de Energía de la Argentina.

La vinculación energética argentina con otros países limítrofes cambia en forma sustancial posteriormente a la expiración del contrato descripto con Bolivia. A mediados de la década del noventa, la integración de la Argentina se establece como exportador neto de recursos energéticos y ha tenido como protagonista principal al sector privado. Han sido empresas privadas las que comenzaron a tender a partir del año 1995 gasoductos, oleoductos y redes de transmisión eléctrica desde la Argentina hacia un nuevo mercado: Chile. Jadresic (1999)[7] señala que esta nueva integración se entiende por la interacción de varios factores como: a) La desregulación energética en ambos países que permitió al sector privado invertir en mercados que estaban tradicionalmente en manos del sector público; y b) la adopción de nuevas tecnologías en generación eléctrica, como la del ciclo combinado, que permitió la construcción de las grandes obras de infraestructura[8].

Las exportaciones de gas hacia Chile fueron rubricadas políticamente en 1995 mediante la firma de un protocolo de Gas entre ambos países. Como muestra de la importancia del gas argentino en la economía chilena, se puede observar que su consumo de gas en este país más que se cuadriplicó entre 1996 y 2001, cayendo en el 2002, ya que no hubo entrada de nuevas plantas generadoras y la economía del país vecino, aunque en menor medida que la Argentina, se desaceleró en ese año.

[7] *Jadresic, A. (1999),* Investment in natural gas pipelines in the southern cone of Latin America, *World Bank Working Paper Nº 2.315.*

[8] *La etapa de generación eléctrica hasta la década del ochenta se caracterizaba por ser un mercado de altos costos hundidos. A partir de esa década el desarrollo de turbinas de gas de ciclo combinado ha permitido la proliferación de generadores térmicos en base a gas natural. La principal característica del ciclo combinado consiste en el aprovechamiento de la energía térmica contenida en los gases de escape del ciclo de gas para producir vapor en una caldera de recuperación de calor, que es utilizado luego por una turbina acoplada a un alternador permitiendo generar a su vez más energía eléctrica.*

Tabla 3. Consumo de gas por sector en Chile: 1995-2002

(millones de metros cúbicos)

	Transporte	Industria y Minas	Residencial, Comercial y Sector Público	Generadoras	Total
1995	7	11	210	1.415	1.643
1996	7	13	215	1.420	1.655
1997	6	310	232	2.028	2.576
1998	7	338	224	3.014	3.583
1999	7	410	272	4.237	4.926
2000	9	799	357	5.218	6.383
2001	12	872	449	5.911	7.244
2002	27	990	442	5.844	7.303

Fuente: CNE.

Tabla 4. Importaciones y Producción de Gas Natural en Brasil

(millones de metros cúbicos)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Importaciones de Argentina	-	-	106	753	492	519
Importaciones de Bolivia	-	400	2.105	3.855	4.777	5.427
Total Importado	-	400	2.211	4.608	5.269	5.946
Producción	-	11.855	13.282	13.998	15.525	15.792

Fuente: ANP.

Brasil, por su parte, es un actor fundamental en la construcción de una integración en GN más profunda, y sus decisiones en materia energética definirán la configuración que ésta pueda alcanzar. Según Almeida (2004) hasta la década del ochenta el GN fue tradicionalmente subestimado por las autoridades energéticas brasileñas. La industria de GN era parte del monopolio de su empresa estatal, Petrobrás, sobre el sector de hidrocarburos. La prioridad de la compañía había sido siempre la de incrementar la seguridad en el suministro de combustibles líquidos, y el GN era visto como un competidor tanto para la producción de fuel oil, como para la obtención de los escasos recursos financieros disponibles para la inversión en el sector.

La década del noventa significó un cambio profundo en esa concepción de políticas, viabilizada por inversiones de Petrobrás en infraestructura interregional. El principal objetivo de esta política fue el de incrementar el porcentaje del GN en el mix energético del 3% a principios de los noventa al 12% de la demanda primaria en 2010. Esta decisión se materializó en parte mediante la concreción de dos gasoductos de importación a finales de esa década y comienzos de la actual. El primero y principal, el ya comentado con Bolivia y el segundo con la Argentina[9].

Paradójicamente luego de la infraestructura montada y el importantísimo plantel de generación térmica instalado, que a fines de 2003 alcanzaba los 5400Mw, la demanda de GN de Brasil es hoy insuficiente respecto a los compromisos de suministros de importación de GN. Es decir, los contratos firmados de tipo *take or pay*, en especial con Bolivia, por montos superiores a los que la economía requiere, abren un signo de interrogación acerca del alcance y el potencial de la integración regional[10]. Este déficit se debe a varios factores entre los que se destacan que: Primero, a partir de 2002 la demanda de GN ha bajado sustancialmente debido al éxito del programa de ahorro de energía que se puso en práctica durante el período de racionamiento de

[9] La interconexión entre Argentina y Brasil se efectivizó en el año 2000 mediante la extensión de la red de TGN (Transportadora de Gas del Norte) hacia la frontera con Brasil y de allí el empalme con TGM (Transportadora de Gas del Mercosur) en el territorio brasileño hasta Uruguayana. El gasoducto lleva el GN a la planta de generación de 600MW de dicha ciudad.

[10] La importancia relativa del GN en Brasil es baja comparada con la Argentina. Mientras que la participación del GN en la Argentina es casi del 50%, en la matriz energética de Brasil hoy no alcanza al 8%.

electricidad; segundo: a la recuperación de los embalses que alimentan los grandes proyectos hidroeléctricos; tercero, según el gobierno de Brasil los precios de importación de GN desde Bolivia, negociados originalmente en el proceso de construcción del gasoducto, no son hoy lo suficientemente competitivos como para promover el desarrollo del mercado de gas[11].

En forma resumida, se puede citar que en el Cono Sur existen dos exportadores netos de gas natural como son la Argentina y Bolivia, y tres importadores netos del fluido: Chile, Brasil, y en menor medida Uruguay, este último país sin producción propia[12]. De esta forma, se analizará en la sección II los principales conceptos regulatorios en la discusión de integración. En la sección III se estudiará la estructura y regulación de la industria en cada uno de estos países. Finalmente en la sección IV se desarrollan las conclusiones.

II. Regulación tarifaria y acceso abierto

En esta sección se analizará en forma sintética y muy simplificada el significado de los principales conceptos regulatorios que se desarrollan más adelante para cada uno de los países. Los conceptos de acceso abierto, regulación tarifaria y creación de mercados de capacidad son centrales para el desarrollo de un mercado de gas líquido y competitivo. Una vez analizados todos los tipos de regulación en los países del Cono Sur, se indicará cuales son los lineamientos recomendados en la UE y en USA (mercados donde la integración de diferentes tipos de regulaciones ha sido abordada)[13], respecto al tratamiento de los principales conceptos regulatorios en función de pensar el tema de la armonización regulatoria.

Se podría decir de manera simplificada que una inversión en un gasoducto está motivada porque en el destino existe una demanda insatisfecha, con masa crítica, que está dispuesta a pagar por el GN un precio igual o superior al costo medio de su producción más el transporte. Veamos en forma muy simple cuáles serían los incentivos de los distintos agentes en caso de no haber regulación. Si el productor que comercia el fluido es también el transportista se dice que la industria está verticalmente integrada. En el caso de integración vertical, el incentivo de los oferentes potenciales (otros productores o comercializadores) que no son parte del gasoducto será el de utilizar la capacidad disponible bajo acceso abierto para poder transportar su propio gas. En caso de *no haber regulación que garantice el acceso abierto,* el propietario del gasoducto se convierte en un potencial monopolista en el mercado de destino. Este *monopolista* sólo tendrá incentivos a dar acceso a terceros si lo que cobrase por el transporte más que compensa el efecto negativo en sus ingresos que el entrante a su ducto le genera en el mercado de destino al aumentar el grado de competencia.

Por otro lado, sin integración vertical y sin tarifa regulada en un contexto en que el precio de acceso se determine por negociación entre partes, un transportista que no vende en el mercado final tratará de sacarle todas las rentas extraordinarias que el oferente, que solicita el acceso, pueda hacer en ese mercado. La negociación debería llegar a un puerto en que se compartan esas rentas entre las dos partes. Es decir si un productor de un país puede vender el gas en otro país a un precio muy alto (i.e. porque sus sustitutos son muy caros) y obtener muchas rentas, entonces el transportista no regulado explotará las rentas que el entrante puede obtener gracias al acceso que le está brindando.

[11] Adicionalmente, Petrobrás descubrió recientemente yacimientos de gas en Santos, cercanos al mercado de San Pablo, imprimiendo una mayor duda acerca del alcance de utilización potencial del gasoducto con Bolivia.

[12] En el caso de Uruguay y Paraguay, ambos países tienen mercados muy pequeños que no justifican el tendido de un gasoducto, salvo que los centros de demanda se encuentren en la ruta de los gasoductos proyectados desde la Argentina y Bolivia a Brasil. Esto es lo que sucede con el gasoducto recientemente inaugurado entre Buenos Aires y Montevideo, el que está pensado se extienda a Porto Alegre. Este trabajo, no se detiene en el análisis de los casos de Uruguay y Paraguay.

[13] En Estados Unidos la integración es de tipo interestadual.

Por otro lado, el concepto de acceso no discriminatorio se aplica para prevenir que el controlante o dueño de una facilidad esencial, activo necesario para acceder a un mercado final, no abuse de su posición dominante sobre el bien en cuestión. Inversionistas en un activo esencial podrían tener incentivos de discriminar de la provisión de acceso a potenciales firmas si estas últimas pueden ser sus competidoras en el mercado de destino. El tamaño de mercado aguas abajo, es decir cuántos agentes podrán ofrecer su producto a los consumidores finales, dependerá de la posibilidad de acceso abierto y del nivel de la tarifa de transporte.

La regulación trata de replicar los resultados de competencia en aquellos mercados donde ésta es económicamente inviable. La regulación trata de darle al inversor, en una industria considerada monopolio natural[14], una rentabilidad similar a la que obtendría de existir la competencia. Sin embargo, no en todos los países la *regulación en el mercado* es considerada necesaria. Por ejemplo en Chile, Serra (2004) sostiene la importancia de la *competencia por el mercado* como sustituto de la regulación. Estos autores aclaran que la regulación de las tarifas de transporte no fue considerada necesaria ya que se creía que la competencia entre los inversores dispuestos a construir los gasoductos aseguraría que los precios reflejasen condiciones de mercado. Dado los altos costos del proyecto, el sistema financiero requeriría a los inversores previo a la aprobación del financiamiento haber firmado contratos de venta de gas por altos volúmenes. El sistema se basaba en la efectividad de la competencia por el mercado: dado que los consumidores contratarían el transporte del oferente que les ofreciera las mejores condiciones, el proyecto que ofreciera las menores tarifas sería el que más contratos conseguiría y por lo tanto sería el finalmente construido.

[14] Se dice que en la producción de un bien existe monopolio natural cuando la función de costos exhibe subaditividad para las cantidades demandadas, es decir cuando una sola firma es capaz de producir la cantidad que se demanda del bien en cuestión, a un costo menor o igual al que tendrían dos o más firmas.

Una vez en operaciones el gasoducto, suele pasar que una parte importante de la capacidad del caño se encuentra ocupada por contratos con capacidad en firme de largo plazo y de esta forma el acceso abierto no es tal en la práctica (sobre todo en períodos con demanda pico). En este sentido, otra posibilidad para incentivar el uso de terceros a parte de la venta de capacidad interrumpible, es la generación de un mercado de capacidad vendida en firme pero no utilizada. Es decir que sean los cargadores con contratos en firme que no usan la capacidad quienes puedan revenderla a otros agentes.

La regulación de los países en el Cono Sur no es uniforme. Es decir, un mismo gasoducto puede tener un tipo de regulación en el país de origen y otro tipo cruzando la frontera en el país de destino. El concepto de armonización regulatoria es importante en estos casos. Suele pasar que los esfuerzos de un país en promover sus exportaciones se vea impedido por una regulación contraria en el país de destino. Es por ello que es aconsejable que vis a vis el desarrollo de la infraestructura los gobiernos tiendan a converger en sus concepciones y aplicaciones regulatorias. No es la intención de este trabajo recomendar un tipo de regulación sobre otra, pero sí marcar las diferencias existentes entre los países del Cono Sur y apuntar cómo en otros mercados estas asimetrías o divergencias han sido tratadas.

III. Estructura y regulación de la industria en los países del Cono Sur

Breve resumen de la privatización del sector en la Argentina y del marco regulatorio

Previo a su privatización, la industria del gas estaba compuesta fundamentalmente por dos empresas estatales. Por un lado, la empresa Gas del Estado, encargada de la compra, el transporte, la distribución y la comercialización, y por otro lado YPF, a cargo de la producción. En diciembre de 1992 mediante la promulgación de la ley 24.076 se reestructuró la industria, resolviéndose la separación de las actividades de Gas del Estado verticalmente en transporte y distribución y horizontalmente por zonas geográficas. A su vez por medio de dicha ley se estableció el marco regulatorio para los segmentos de transporte y distribución.

Entre los principales objetivos cubiertos por el marco regulatorio se encuentran: la protección de los consumidores; la promoción de la competitividad de los mercados de gas natural; el aliento a las inversiones para asegurar el suministro de largo plazo; el libre acceso y no discriminación en el transporte y la distribución de gas natural; la aplicación de tarifas *justas y razonables* a los servicios; el incentivo a la eficiencia en el transporte, almacenamiento, distribución y uso del gas natural; la protección del medio ambiente; y que el precio del gas natural a la industria sea equivalente a los que rigen internacionalmente.

La estructura de Gas del Estado quedó conformada por dos transportadoras[15] –a las que se asignaron los gasoductos existentes–, y ocho distribuidoras que atienden a los usuarios finales[16], cuyas habilitaciones fueron otorgadas por 35 años[17]. Las empresas resultantes de este proceso fueron concesionadas mediante licitación pública internacional.

Desde su privatización, el desempeño de la industria resultó satisfactorio en términos de calidad y expansión del servicio, permitiendo que la participación del gas natural en la matriz energética argentina sea a fines de 2003 de 47%[18], lo cual ubica a la Argentina en uno de los valores más altos a nivel internacional. La capacidad de las redes de transporte aumentó un 60% entre diciembre de 1992 y diciembre del año 2002, pasando de 74,7 MM m^3/día a 119,5 MM m^3/día.

Con respecto a las redes de distribución, el *stock* de cañerías pasó de 67.412 km a 111.766 km en igual período, lo que representa un incremento de más del 65%[19]. El aumento de la capacidad de transporte del sistema hizo posible que se redujeran notablemente las restricciones de gas a los grandes usuarios durante la época de mayor demanda. Por ejemplo, en 1993 las restricciones superaron el 34% del gas inyectado, mientras que en 1996 fueron del 12,6% y en 1999 del 1,2%[20].

A fin de promover la competencia en el mercado mayorista de gas, el marco regulatorio habilita a los distribuidores y consumidores para que puedan realizar operaciones de compra de gas natural pactando directamente con productores o comercializadores. Simétricamente, se requiere a los transportistas y distribuidores la obligación de permitir el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte y distribución que no esté comprometida para abastecer a la demanda contratada, sin ofrecer ventajas ni preferencias (sistema de acceso abierto).

[15] *Transportadora de Gas del Norte S.A. y Transportadora de Gas del Sur S.A.*

[16] *Metrogas S.A., Distribuidora de Gas Pampeana S.A., Gas Natural BAN, S.A., Distribuidora de Gas Cuyana S.A., Distribuidora de Gas del Centro S.A., Distribuidora de Gas del Sur S.A., Litoral Gas S.A. y GasNor S.A.*

[17] *Posteriormente en 1997 se licitó la licencia del área comprendida por las provincias del Litoral, Chaco y Formosa, zona que no era abastecida por Gas del Estado. La empresa ganadora fue GasNEA S.A.*

[18] *Medido sobre el total de la oferta interna de energía primaria. Es importante recalcar que luego de la crisis de 2002, el consumo de gas natural se ha visto fuertemente influenciado por un lado por el abaratamiento relativo del fluido respecto a otros potenciales sustitutos, como así también por la escasez resultante de la falta de desarrollo en el sector de producción y transporte de gas natural.*

[19] *Informes Anuales del Enargas.*

[20] *Informes Anuales del Enargas.*

Sin embargo, la regulación de la estructura de la industria difiere sustancialmente en su tratamiento de la actividad de transporte y distribución. Por un lado, se optó por una separación vertical de las funciones de transporte y comercialización en empresas que no estén sujetas a control común. En tal sentido, se prohíbe a los transportistas comprar y vender gas que no sea para su propio consumo. Además, se establece que ningún productor, comercializador, distribuidor ni consumidor que contrate directamente con el productor puede tener *participación controlante*, en una empresa de transporte de gas natural.

Paralelamente, ningún productor, comercializador, ni transportista puede tener *participación controlante* en una distribuidora. Tampoco los consumidores que contraten directamente con el productor, pertenecientes a la misma zona geográfica que la distribuidora. No obstante, las distribuidoras, a diferencia de las firmas transportistas, se encuentran habilitadas para la compra-venta de gas, razón por la cual participan de dos mercados verticalmente relacionados: la distribución del gas a través de sus redes (que implica la función técnica de transportar el gas desde el punto de salida del sistema de transporte o *city gate* hasta el domicilio de cada cliente) y la comercialización del fluido.

En la Argentina existen dos regímenes regulatorios aplicables sobre los gasoductos de interconexión internacional, sean estos licencias o concesiones de transporte. Las concesiones de transporte se enmarcan bajo la ley 17.319 de 1967, Ley de Hidrocarburos, y son emprendimientos de agentes con participación en el sector upstream, productores, que a su vez comercializan su producto en el mercado de destino[22]. Es decir el gasoducto parte del área de producción en forma directa a los puntos de demanda del fluido y los productores están a su vez involucrados en el transporte. Por su parte las licencias de transporte se inscriben dentro de la ley 24.076 y son extensiones de las licenciatarias nacionales de transporte TGN y TGS.

[21] *Mediante el mecanismo de* passthrough, *la distribuidora puede pasarle a los consumidores hasta el valor del precio estacional de gas natural. Cualquier precio superior de costo de energía no puede ser pasado y es asumido por la distribuidora.*

[22] *Suele pasar que sean parte de estos emprendimientos demandantes del GN en el país de destino.*

Box I: Regulación tarifaria

La regulación tarifaria de los segmentos de transporte y distribución se encuentra en la práctica paralizada luego de la ley 25.561 de enero de 2002. Sin embargo, en el presente recuadro se muestra cómo es el tipo de regulación tarifaria establecida por el marco regulatorio basado en la ley 24.076.

Las tarifas de los servicios de transporte y distribución de gas natural han sido reguladas por el Enargas mediante el método de *price cap*, que establece topes máximos. El precio del gas para los consumidores finales resulta de la suma del precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte, el costo de transporte y la tarifa de distribución:

El componente desregulado de la tarifa final (G), que corresponde al gas en boca de pozo, se ajusta estacionalmente en mayo y octubre mediante un mecanismo de passthrough[21].

En lo referente a los componentes regulados, de acuerdo con el marco regulatorio las tarifas deben calcularse en dólares y la fórmula de ajuste incorpora los incrementos de la inflación mayorista de Estados Unidos, un factor de eficiencia (X) y un factor de inversión (K) con revisiones tarifarias cada cinco años. Actualmente, luego del cambio de régimen monetario y posterior depreciación de la moneda, las tarifas no se han ajustado por las variaciones en el tipo de cambio, y su evolución futura está sujeta a un proceso de renegociación contractual entre el Estado Nacional y las licenciatarias.

Es importante recalcar que todo intento de una mayor integración regional requiere la definición de un nuevo marco que brinde certidumbre sobre las nuevas reglas del juego.

Por ejemplo un cargador chileno puede comprar gas argentino a una concesión de transporte, la cual le cobrará un precio final por el gas natural que tendrá implícito el costo de transporte. Es decir el vendedor le vende un *bundle* de *commodity* más transporte. Por el contrario un cargador chileno que compra a un productor en la Argentina y lo transporta en territorio argentino a través de una licenciataria de transporte, debe pagar una tarifa regulada por este componente en forma independiente a la compra del gas[23].

De esta forma, el nivel de separación vertical difiere entre ambos tipos de gasoductos. A su vez, las concesiones de transporte no tienen la obligación de acceso abierto por la totalidad de la capacidad como las licenciatarias, sino que la ley 17.319 especifica que el acceso abierto queda subordinado a la satisfacción de las necesidades del propio concesionario. Las licenciatarias de transporte por su parte deben cada vez que tienen capacidad disponible ofertarla a través de un período de *open season*. Es decir toda la capacidad está sujeta a acceso abierto. Inclusive la ya contratada fue efectivizada mediante un período de concurso abierto *(open season)* en el cual la licenciataria de transporte subasta la capacidad contratada.

[23] *Actualmente, en la estructura tarifaria de transporte existe una discriminación de precios entre los cargadores domésticos, con tarifas en pesos congeladas, y los cargadores extranjeros, los cuales pagan las tarifas en dólares a un tipo de cambio uno a uno. Esta discriminación de precios entre cargadores estaría violando el espíritu de la ley de gas 24.076 que establece la prohibición de un tratamiento discriminatorio entre usuarios.*

Tabla 5. Gasoductos de exportación en la Argentina

Destino	Proyecto	Marco regulador	Inaugurado	Capacidad (MM m³ por día)	Longitud (km)
Chile Zona Norte	Gas Atacama	Ley 17.319 (Concesión)	1999	8,5	941
	Gasoducto Nor-Andino	Licencia de Transporte, Ley 24.076 art. 16	1999	7,1	11,80
Chile Zona Centro	Gas Andes	Licencia de Transporte, Ley 24.076 art. 16	Jun-05	9,0	467
	Gasoducto del Pacífico	Ley 17.319 (Concesión)	1999	9,7	638
Chile Zona Sur	Gasoducto Cóndor Posesión	Ley 17.319 (Concesión)	1999	2,0	9
	Gasoducto Bandurria/Cullen	Ley 17.319 (Concesión)	1996	2,0	83
	Gasoducto Area Magallanes Posesión	Ley 17.319 (Concesión)	1999	2,8	33
Brasil	Aldea Brasilera-Uruguayana	Licencia de Transporte, Ley 24.076 art. 16	2000	2,8	450
Uruguay	Cruce Río de la Plata (Cruz del Sur)	Licencia de Transporte, Ley 24.076 art. 16	2002	2,4	65
Uruguay	Colón-Paysandú	Licencia de Transporte, Ley 24.076 art. 16	1999	0,72	15
Uruguay	Casablanca	Licencia de Transporte, Ley 24.076 art. 16	2000	2	10,4

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía y CNE.

Principales características del mercado y la regulación en Chile

La regulación en Chile es sustancialmente diferente a la argentina. Como es sintetizado por Serra (2004) el marco regulatorio fija estándares no discriminatorios para la concesiones de transporte y distribución, pero deja los precios desregulados[24]. El organismo encargado de fiscalizar y controlar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas de generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas natural y electricidad en Chile es la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. En líneas resumidas, el marco regulatorio del sector está basado en unas pocas leyes que establecen las reglas para la producción, el transporte y la distribución de gas. La legislación de Chile especifica que las áreas de producción de hidrocarburos pertenecen al estado. Por otro lado, no hay ningún tipo de restricción a la integración vertical u horizontal entre inversores en los distintos estamentos de la industria[25].

Las importaciones de gas natural desde la Argentina se desarrollaron originalmente en la zona austral para abastecer la demanda de la planta de metano Methanex. Posteriormente en el resto del país la construcción de gasoductos fue económicamente posible por la demanda del sector eléctrico que durante los noventa creció a un promedio anual del 7%.

A su vez y aunque el nivel de penetración de GN domiciliario es bajo, existen actualmente 5 compañías de distribución de GN por redes.

Según Serra (2004) la competencia por el mercado en el transporte de gas ha funcionado razonablemente bien. Cada vez que un potencial demandante de GN aparecía, por lo menos dos consorcios compitieron para construir el gasoducto. En la zona Central, Gas Andes ganó su competencia frente a Transgas. En la zona norte en tanto la competencia fue llevada a un extremo y ninguno de los competidores cedieron, llevando a la construcción de dos gasoductos (Gas Atacama y Norandino). En la zona sur, aunque inicialmente dos consorcios compitieron, los límites de la demanda potencial llevaron a los dos consorcios a unir fuerzas y construir un gasoducto (Gaspacífico). En todos los casos los precios fueron fijados en un *open season*, y estos precios también han sido usados en nuevos contratos. Inicialmente solamente contratos *take or pay* eran utilizados dada la necesidad de tener acuerdos de largo plazo para financiar el gasoducto. Pero ahora tarifas *spot* son también utilizadas con un incremento de hasta un 50% sobre la de *take or pay*.

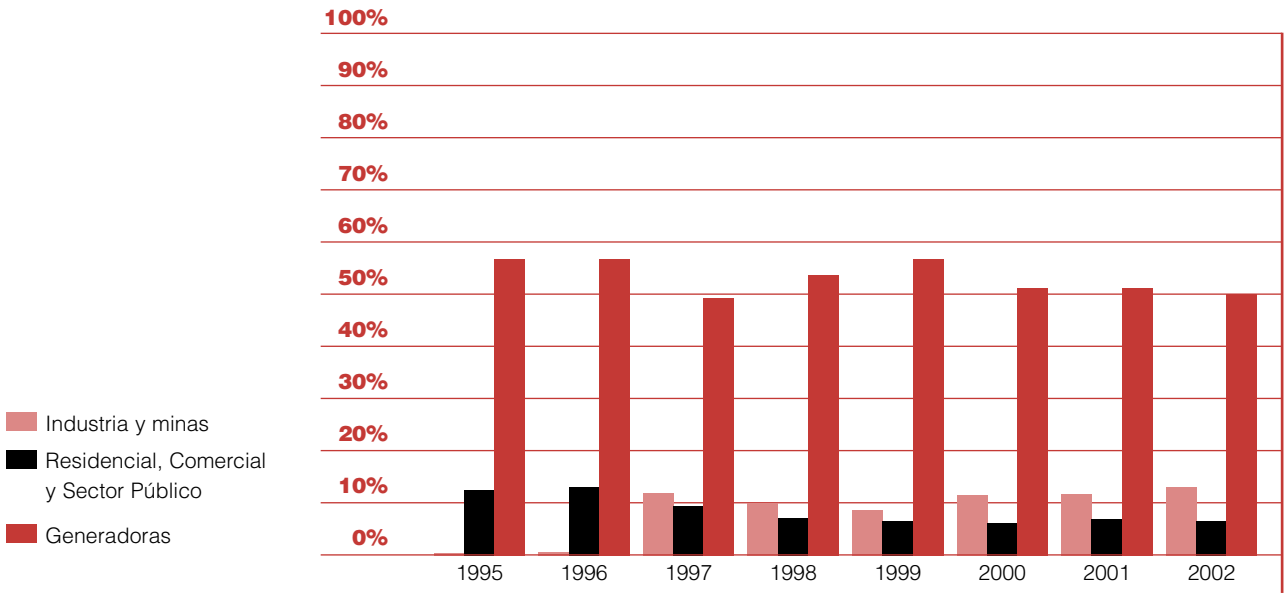
El protocolo firmado en 1995 entre la Argentina y Chile establece los estándares a seguir en la integración gasífera. En su artículo segundo, se dispone que *las partes no pondrán restricciones a que los productores y otros disponentes de gas natural de la Argentina y de Chile exporten gas al país vecino sobre la base de sus reservas y sus disponibilidades, debidamente certificadas, que a tal fin comprometan los exportadores e importadores.* Por otro lado, se especifica en su artículo 6, que la operación de los gasoductos se regirá por el sistema de acceso abierto a los mismos. A su vez, se destaca el principio de no discriminación es decir que la regulación debe ser independiente de las nacionalidades de los agentes de la industria. Sin embargo, en el último año las exportaciones de la Argentina a Chile han sufrido algunas interrupciones respecto a los despachos previamente comprometidos producto de la escasez del fluido en el mercado argentino[26].

[24] La única excepción es la zona Austral donde la infraestructura de producción, transporte y distribución fue desarrollada por la empresa estatal ENAP en 1951. En 1981 la compañía de distribución de la zona austral fue privatizada, pero las tarifas han sido reguladas desde entonces.

[25] La ley que regula la industria de gas data del año 1931 (DFL No323) y fue modificada en 1989 (Ley No18.856). Por medio de esta ley se garantiza a cualquier parte privada el derecho a participar en el transporte, distribución y comercialización de GN. A su vez, el decreto No263 de 1995 establece las reglas que gobiernan las concesiones para transporte y distribución de gas.

[26] La resolución de las controversias generadas con el abastecimiento del mercado chileno exceden el espectro del presente trabajo. Sin embargo, se debe destacar que una solución definitiva sólo sera posible en un contexto de recomposicion tarifaria una vez finalizado el período de renegociaciones establecido por el gobierno argentino.

Gráfico 1. Participación de la demanda de gas natural en Chile



Fuente: CNE

Tabla 6. Clientes de Gas Natural de las compañías de distribución en Chile

Año	Residenciales	Otros	Total	Crecimiento Anual
1995	37.175	934	38.109	-
1996	37.897	955	38.852	2%
1997	41.144	1.186	42.330	9%
1998	75.745	1.897	77.642	83%
1999	152.667	4.327	156.994	102%
2000	224.077	6.272	230.349	47%
2001	274.852	7.577	282.429	23%
2002	316.329	7.735	324.064	15%
2003	323.010	8.450	331.460	2%

Fuente: CNE

Principales políticas sectoriales y regulatorias en Brasil

De acuerdo a Almeida (2004), la industria del GN en Brasil así como su regulación se inscriben en el particular desarrollo de las políticas energéticas de este país a lo largo de los últimos años. Hasta 1995 la industria del GN era parte del monopolio de Petrobrás sobre el sector de hidrocarburos. El monopolio de Petrobrás en el upstream fue disuelto legalmente mediante la enmienda constitucional 9 en 1995, permitiendo a compañías privadas realizar actividades de exploración y producción en los sectores de gas y petróleo. Actualmente, Petrobrás es incuestionablemente la figura central en la industria del GN en Brasil, siendo en la práctica un monopolio sobre todos los segmentos de la industria[27].

De acuerdo a la constitución de 1988, el gobierno federal está a cargo de la regulación sobre los sectores *upstream* (producción) y *midstream* (transporte). Los estados por su parte se encargan de la regulación *downstream* (distribución). En 1995, mediante la ley 8.987, el gobierno de Brasil abrió al capital privado la provisión de los servicios públicos. Posteriormente a esta liberalización de la industria, entre 1996 y 1998 fueron creados dos cuerpos regulatorios independientes En 1996, se creó la Agencia

[27] *Los requerimientos concernientes a la separación vertical son más bien débiles. La separación corporativa de negocios es requerida pero está permitido la presencia de sociedades en los distintos estamentos de la cadena aunque siempre debe ser informada. Por otra parte los transportistas no pueden comprar o vender gas, excepto para su propio consumo. La participación de Petrobrás se da en la producción y la comercialización mediante Gaspetro. Petrobrás es también el principal cargador en el gasoducto Bolivia-Brasil, poseyendo el grueso de las importaciones de gas. En el resto del transporte y distribución, Petrobrás posee el 93% de los gasoductos del país, mediante Transpetro, y tiene mayoría en el control accionario de 18 de las 24 distribuidoras de gas.*

Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), y en 1998, por la ley 9.478, la Agencia Nacional del Petróleo (ANP) para la industria del gas y el petróleo[28]. Esta ley a su vez, creo un Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), responsable del planeamiento de las principales políticas energéticas. El marco regulatorio establece claros limites y responsabilidades entre las actividades de planeamiento y regulación. Mientras que el Ministerio de Energía y el CNPE están a cargo del planeamiento, la ANP y las agencias regulatorias estaduales son las responsables de la regulación de la industria, de acuerdo a las políticas oportunamente propuestas por el CNPE con aprobación del congreso.

[28] Debe destacarse que la ley 9.478 regula los sectores de petróleo y gas. Muchos especialistas en Gas sostienen que esta ley fue pensada para actuar sobre, y solucionar, problemas de la industria del petróleo, tratando al GN como un combustible secundario o subproducto del petróleo. Por esta razón esta ley ignora muchas cuestiones de importancia de la industria de GN.

De acuerdo a la ley 9.478, las tarifas de transporte deben fijarse mediante una negociación directa entre las partes. Sin embargo, la ANP es responsable por arbitrar los posibles conflictos entre los cargadores y los transportistas aprobando el nivel final de estas tarifas. Sin embargo, en el año 2000 la ANP estableció precios máximos para los servicios de transporte en firme para los gasoductos internos operados por Transpetro.

A su vez el acta 169 de 1998 establece que el transportista debe anunciar cada año la capacidad disponible y ofrecerla de forma no discriminatoria. La capacidad contratada y no usada también debe ser ofrecida pero bajo un tratamiento interrumpible. Los contratos para capacidad interrumpible por su parte no están regulados como tampoco los contratos para venta de capacidad a terceros. En este aspecto ha habido bastantes problemas en la determinación de tarifas libradas a la negociación entre partes. La principal razón fue que Petrobrás había ya contratado toda la capacidad de los gasoductos internos. Adicionalmente Petrobrás ha usado su control sobre el transporte y la distribución para defender sus contratos (en particular el de importación de GN de Bolivia). De esta forma pocas compañías han podido conseguir contratos de acceso para importar gas de Bolivia[29].

[29] Hasta ahora sólo dos compañías, Enersil (subsidiaria de Enron) y BG, solicitaron el acceso a las redes. Cuando las negociaciones fracasaron, la ANP fue llamada para dirimir los problemas. La ANP resolvió estos problemas estableciendo condiciones favorables al acceso de terceros. Como resultado de esta intervención, Enersil y BG recibieron contratos de acceso de terceros para importar gas desde Bolivia a sus subsidiarias de distribución en San Pablo.

Bolivia

Bolivia es un país con una oferta de GN amplia pero con un mercado interno pequeño que no cumple con las condiciones de masa crítica para desarrollar las reservas. Su vocación netamente exportadora, bien sea de GN por gasoducto o convertido en otro producto con valor agregado, está limitada por ser un país mediterráneo con centros de producción de gas alejados de puertos y centros de consumo. Estas condiciones particulares han determinado que el desarrollo de un mercado para el gas boliviano ha estado y debería estar vinculado a la exportación a países vecinos como la Argentina y Brasil, con una demanda con masa crítica suficiente como para justificar las inversiones en infraestructura de exportación.

La ley de capitalización 1.544 de 1994, la ley de hidrocarburos 1689 de 1996 y la 1.600 de 1994, la cual estableció el Sistema de Regulación Sectorial (Sirese), introdujeron una reforma profunda en el sector de hidrocarburos. Como consecuencia de estas leyes, en 1996 la empresa estatal YPFB fue dividida en dos empresas upstream, una empresa de transporte de hidrocarburos, una de refinación y varias empresas de servicios, convirtiéndose todas en sociedades mixtas[30]. YPFB siguió operando pero como administrador de los nuevos contratos a riesgo para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos y como administrador de los contratos de exportación con la Argentina y Brasil, cediendo los volúmenes contratados a las empresas productoras y desempeñando la función de agregador de estos volúmenes de carga en el gasoducto de exportación a Brasil.

[30] Las dos empresas del upstream resultantes fueron Chaco S.A. y Andina S.A. Ambas fueron capitalizadas en 1997.

Tabla 7. Producción y destino del GN en Bolivia*

	1998	1999	2000	2001	2002
Producción	14,71	13,70	15,57	19,60	24,39
Uso Productores (a)	6,56	6,57	6,79	6,09	7,64
Entregado al ducto	8,15	7,14	8,79	13,51	16,75
Exportación	4,91	3,93	5,84	10,58	13,38
Argentina	4,91	1,75	0,05	0,12	0,26
Brasil	0,00	2,18	5,79	10,46	13,12
Consumo doméstico	3,25	3,21	2,95	2,93	3,38
Generación Eléctrica	1,85	1,75	1,56	1,30	1,45
Distribución	1,20	1,23	1,15	1,14	1,28
Refinerías	0,04	0,08	0,15	0,23	0,23
Otros	0,15	0,15	0,08	0,25	0,42

*Las exportaciones a Brasil indicadas en esta tabla no coinciden con las importaciones mostradas oportunamente de Brasil por cuestiones de consumo propio de GN del gasoducto.

Fuente Superintendencia de Hidrocarburos.

La función de definición de la política sectorial, la regulación de las actividades de exploración y explotación en el upstream y el establecimiento de normas generales le corresponden al Ministerio de Minería e Hidrocarburos. En tanto, la Superintendencia de Hidrocarburos (Superhid) regula y fiscaliza las actividades *downstream* de transporte, distribución y comercialización. La actividad de transporte de gas natural está regulada por el D.S 26116 de 2001 (Reglamento de Transporte de hidrocarburos por Ductos). Las tarifas de transporte están reguladas por una tarifa máxima que se revé cada cuatro años. Actualmente existe un subsidio cruzado entre la tarifa doméstica y la de exportación, ya que esta última paga un sobrecargo destinado a cubrir el déficit que genera la primera. El consumo doméstico representa al año un 20% del gas entregado a la red de transporte.

El gobierno boliviano aplica regalías e impuestos a las exportaciones de GN que significan una fuente importante de su financiamiento. La necesidad de las exportaciones de GN es evidente para la economía boliviana. Sin embargo, los últimos acontecimientos políticos han demostrado una imposibilidad para direccionar sus exportaciones en forma directa a Chile[31]. Por otra parte, las exportaciones de GN mediante el gasoducto a Brasil no están alcanzando el nivel previamente comprometido. El GN de Bolivia se comercializa en territorio brasileño por encima del precio del GN de producción local y por encima de sus sustitutos próximos como el fuel oil. Si a esto se suma que la demanda brasileña de GN está estancada por abundancia de agua en sus embalses, el panorama es aún más incierto para estas exportaciones. Diversos estudios señalan capacidad remanente, aunque esté contratada, para el gasoducto entre Bolivia y Brasil para los próximos años con estos niveles de precios[32].

Las exportaciones a la Argentina se han reanudado nuevamente el último año a través del gasoducto que une los dos países. La Argentina se perfila como un importador del GN boliviano no solo coyunturalmente para paliar la falta de producción local debido a la reciente crisis energética, sino también para equilibrar la oferta doméstica para las zonas centro y litoral del país, pensando en que la Argentina a su vez puede sostener e incrementar en el futuro sus exportaciones a Chile y Brasil.

[31] *La propuesta de procesar el GN en Chile para ser exportado a Estados Unidos originó una revuelta popular que provocó la caída de un presidente.*

[32] *Almeyda (2004) Las partes de este contrato se hayan actualmente en negociaciones para redefinir las tarifa de transporte y la del gas en boca de pozo.*

IV. Armonización regulatoria y conclusiones

Este *paper* se ha enfocado en analizar la estructura y regulación del GN en los países del Cono Sur. Las cuestiones políticas coyunturales, aunque no de poca importancia, como el impacto de la crisis en los servicios públicos en la Argentina, o el problema social surgido en Bolivia ante las potenciales exportaciones a Chile, no han sido tratadas en particular porque exceden el objetivo de este trabajo[33]. Sin duda que una integración física requiere de una voluntad política sustentable en pos de allanar el camino para la concreción de las grandes obras de infraestructura necesarias. A su vez, la resolución del problema tarifario de los distintos eslabones de la industria a partir de la crisis post devaluatoria en Argentina permitirá un mayor grado de certidumbre para definir los incentivos a la exportaciones e importaciones de gas natural en la Argentina.

[33] *El trabajo tampoco se ha detenido en las actuales negociaciones, aún inconclusas, que llevan los gobiernos de la Argentina y Bolivia. Se pude comentar sin embargo, que el Gobierno de Bolivia garantizó la venta de gas natural a la Argentina durante 2005, pero aún no ha cerrado las negociaciones sobre el precio que regirá para ese suministro del fluido.*

Las regulaciones que rigen sobre otros mercados de gas interconectados en otras partes del mundo pueden servir como referencia para pensar la cuestión de la armonización regulatoria. Este concepto implica pensar una convergencia entre políticas a los fines de estandarizar las reglamentaciones y brindar a las partes intervinientes un tratamiento homogéneo que incentive el desarrollo de un mercado regional de GN. La experiencia analizada en este paper muestra que el acceso negociado a la red de transporte no fue un problema en el caso de Chile aunque sí lo ha sido para el caso de Brasil. En este sentido no es conveniente decir si un sistema es mejor que otro per se. Sin embargo, el acceso negociado ha sido ya probado como ineficiente para aquellos países con la presencia de una compañía con poder de mercado, dado el incentivo de ésta a crear barreras a la entrada a nuevos competidores. En este sentido, las últimas reglas de gas de la comunidad europea de 2003, (EU Gas Directives) aconsejan que el acceso a los gasoductos de interconexión sea regulado[34].

[34] *Notar que la anterior directiva de 1998 aconsejaba tanto el acceso regulado como el negociado.*

El acceso a terceros a la red es siempre una premisa deseable para el desarrollo de un mercado de gas competitivo. El acceso a la red es siempre sobre la capacidad remanente o no contratada. Un mecanismo para profundizar aún más el desarrollo de un mercado de capacidad es el de permitir que aquella capacidad contratada y no utilizada pueda ser revendida en un mercado secundario especialmente en aquéllos con una gran cantidad de contratos de largo plazo. En este sentido, tanto las Directivas de la UE como las normas americanas de transporte interestadual FERC 636 y FERC 637 reglamentan la reventa de capacidad comprometida pero no usada. El desarrollo del mercado electrónico de gas propuesto recientemente por la Argentina es un instrumento importante en esta búsqueda[35]. Por el contrario la experiencia de Brasil parece indicar que es necesario contar con instrumentos regulatorios que garanticen el acceso a la red de terceros interesados, y que los potenciales contratantes puedan gozar de derechos negociables sobre la capacidad contratada.

[35] *Ver decreto 180 de 2004.*

La integración de los mercados en el Cono Sur, más allá de la relación histórica entre la Argentina y Bolivia, es reciente. Sin embargo, en muy pocos años una importante red de infraestructura fue montada para viabilizar los intercambios de GN. A su vez, todo parece indicar que esta infraestructura se va a incrementar en los próximos años, especialmente en función de aprovechar las grandes reservas de Bolivia. Más allá de los acuerdos de poco alcance práctico firmados entre algunos países en forma bilateral, no ha habido una búsqueda de homogeneización en los tipos de regulación aplicadas. Este *paper* ha tratado de brindar un panorama de esta problemática en el Cono Sur, explicando las principales regulaciones en cada uno de los países a los fines de entender cuales son las principales divergencias a la hora de una búsqueda de consensos.

Bibliografía

Agencia Internacional de Energía (2002) *South American Gas: Daring to Tap the Bounty*

Agencia Nacional de Petróleo (Brasil), website http://www.anp.gov.br

Almeida, Edmar, *The Brazilian Natural Gas Markets* en Gas market integration in the Southern Cone / Paulina Beato, Juan Benavides, editors. Interamerican Development Bank (2004), Washington, USA

Bondorevsky, D. y Petrecolla D., 2002 *Argentina's Natural Gas Markets: Antitrust and Regional Integration Issues* en Competition Policy in Regulated Industries - Approaches for Emerging Economies. Edited by Paulina Beato y Jean-Jacques Laffont, Inter-American Development Bank, Washington, USA.

Bondorevsky, D. y Petrecolla D., *The Argentinean Natural gas market* in Gas market integration in the Southern Cone / Paulina Beato, Juan Benavides, editors. Interamerican Development Bank (2004), Washington, USA

Comisión Nacional de Energía de Chile, website http://www.cne.cl

Dussan, Manuel, *The natural Gas market in Bolivia* en Gas market integration in the Southern Cone / Paulina Beato, Juan Benavides, editors. Interamerican Development Bank (2004), Washington, USA

ENARGAS. Informes anuales, 1994-2001. Ente Nacional Regulador del Gas, Buenos Aires.

Jadresic, A. (1999), *Investment in natural gas pipelines in the southern cone of Latin America*, World Bank Working Paper Nº 2315.

Secretaría de Energía de Argentina, Prospectiva 2002, Buenos Aires.

Serra, Pablo and Balmaceda F., *The Natural Gas Market in Chile* en Gas market integration in the Southern Cone / Paulina Beato, Juan Benavides, editors. Interamerican Development Bank, Washington, USA

Superintendencia de Hidrocarburos de Bolivia, http://www.superhid.gov.bo/