

Estructura del mercado de gas natural en Argentina  
e integración energética regional:  
Problemas de defensa de la competencia.  
Diego Bondorevsky y Diego Petrecolla  
Texto de Discusión N°29  
ISBN 987519-088-8  
(Junio 2001)

**CEER**

Centro de Estudios Económicos de la Regulación  
Departamento de Economía y Finanzas, Universidad Argentina de la Empresa  
Lima 717, 1° piso  
C1053AAO Buenos Aires, Argentina  
Teléfono: 54-11-43797693  
Fax: 54-11-43797588  
E-mail: [ceer@uade.edu.ar](mailto:ceer@uade.edu.ar)  
<http://www.uade.edu.ar/economia/ceer>

(Por favor, mire las últimas páginas de este documento por una lista de los Textos de Discusión y de la Working Paper Series del CEER e información concerniente a suscripciones).

El Centro de Estudios de Economía de la Regulación (CEER), es una organización dedicada al análisis de la regulación de los servicios públicos. El CEER es apoyado financieramente por el Banco Mundial, los Entes Reguladores de Agua y Electricidad de la República Argentina, y la Universidad Argentina de la Empresa (Buenos Aires), donde el CEER tiene su sede.

Autoridades del CEER:

Ing. Eduardo Cevallo, Presidente Ente Tripartito de Obras y Servicios Sanitarios. Lic. Enrique Devoto, Vicepresidente Primero Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), Dr. Antonio Estache, World Bank Institute, Dr. Carlos Newland, Rector Universidad Argentina de la Empresa (UADE), Dr. Omar Chisari, Decano Facultad de Ciencias Económicas (UADE).

Director: Dr. Diego Petrecolla

INVESTIGADORES: Lic. Diego Bondorevsky, Dr. Omar Chisari, Lic. Gustavo Ferro, Dr. Diego Petrecolla, Dr. Martín Rodríguez Pardina, Lic. Carlos Romero, Lic. Christian Ruzzier.

AYUDANTES DE INVESTIGACIÓN: Lic. Iván Canay, Lic. Mauricio Roitman, Lic. Mariano Runco

CEER Serie de Textos de Discusión  
Estructura del mercado de gas natural en Argentina  
e integración energética regional:  
Problemas de defensa de la competencia.  
Diego Bondorevsky y Diego Petrecolla  
Texto de Discusión N°29  
(Junio 2001)  
JEL N°: L4, Q4

Resumen: El objetivo de este trabajo es analizar el proceso de la integración de los mercados de gas en el cono sur en un mercado. En particular, el trabajo analiza la estructura y el funcionamiento del sector en Argentina, su incidencia sobre la integración energética regional y los problemas regulatorios y de defensa de la competencia que se presentan en el ámbito regional.

Abstract: The purpose of this paper is to analyze the integration of the natural gas market in the southern cone in one market. In particular, this paper examines the structure and performance of this sector in Argentina and its effects in the regional energy integration and the regulatory and competition policy issues that take place in the region.

Agradecemos los comentarios y aportes de Paulina Beato Blanco y Esteban Greco.

Pertenencia profesional de los autores:

Diego Bondorevsky, Investigador CEER, [dbondorevsky@uade.edu.ar](mailto:dbondorevsky@uade.edu.ar)

Diego Petrecolla, Director CEER, [dpetrecolla@uade.edu.ar](mailto:dpetrecolla@uade.edu.ar)

CEER  
Centro de Estudios Económicos de la Regulación  
Departamento de Economía y Finanzas, Universidad Argentina de la Empresa  
Lima 717, 1° piso  
C1053AAO Buenos Aires, Argentina  
Teléfono: 54-11-43797693  
Fax: 54-11-43797588  
E-mail: [ceer@uade.edu.ar](mailto:ceer@uade.edu.ar)  
<http://www.uade.edu.ar/economia/ceer>.

## Introducción

Las cuencas productoras de gas natural en Argentina y el cono sur se encuentran alejadas de los lugares de consumo y las conexiones entre los centros de producción y de consumo se establecen en la mayoría de los casos mediante redes punto a punto con ausencia de mallas que conectan varios centros. Esta configuración de las redes provoca la segmentación de los mercados, cada uno con diferente capacidad de producción y transporte y todos con pocos nodos de intercambio. Por ello, los precios del gas se determinan en mercados locales y no existe un precio de referencia internacional como ocurre con otras materias primas. Novara (1997) señala que incluso en el comercio entre EE.UU. y Canadá (uno de los principales mercados en cuanto a su integración gasífera y competitividad) no ha habido evidencias de precios representativos para cualquier área de producción o puerta de entrada a grandes ciudades.<sup>1</sup>

No obstante lo anterior, la integración gasífera esta creciendo en todo el mundo. Europa, por ejemplo, presenta un mercado fuertemente integrado. Entre los principales países exportadores encontramos a Noruega, Holanda y Rusia, que cuenta con las más extensas reservas de gas natural del planeta. A su vez, Argelia se destaca por sus exportaciones al continente. Los principales países importadores, entre los que se hallan Alemania, Italia y España privilegian, según Osmundsen (2000), la diversificación de la oferta con el objetivo de asegurar la provisión de energía en volúmenes flexibles, por encima de las diferencias en los precios del gas de los diferentes países, lo que a su vez contribuye a la integración de los mercados. Por su parte en Asia, cada vez es mayor la cantidad de gasoductos entre los países productores e importadores de gas natural. Entre estos últimos, se destaca China con emprendimientos de transporte para unir sus crecientes requerimientos energéticos con las cuencas gasíferas de Rusia e Indonesia (Natuna)

La integración del gas de Argentina en la región se remonta a la década del 70' con la firma de un acuerdo para la construcción del gasoducto entre Bolivia y Argentina. El acuerdo implicaba la compra por parte de Gas del Estado a Bolivia del gas natural producido por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), su petrolera estatal. Para Bolivia las exportaciones de gas hacia Argentina representaban anualmente un 5% de su PBI. Argentina se aseguraba el flujo de un combustible no renovable a un bajo precio que le permitía atender el alto crecimiento de su consumo interno y mantener las reservas. Las características de la integración entre Bolivia y Argentina cambiaron sustancialmente en los últimos años debido a las privatizaciones de Gas del Estado e YPF y la construcción del gasoducto entre Brasil y Bolivia que originó que este último país reorientara su producción hacia el mercado brasileño.

Durante la segunda mitad de la última década, la integración energética de Argentina con el resto de los países vecinos ha avanzado de forma significativa. A diferencia de la experiencia original con Bolivia, la integración de Argentina se establece como exportador neto de recursos energéticos y ha tenido como protagonista principal al sector privado. En

---

<sup>1</sup> A diferencia de otros combustibles, el rendimiento del transporte del gas natural es bajo ya que este se caracteriza por tener un gran volumen por unidad de poder calorífico. Por ejemplo, un millón de BTU de gas natural ocupa aproximadamente un metro cuadrado en un ambiente en condiciones normales de presión y temperatura mientras la misma cantidad de energía está contenida en solo 7.5 galones de nafta.

efecto, fueron empresas privadas las que comenzaron a tender a partir del año 1995 gasoductos, oleoductos y redes de transmisión eléctrica desde Argentina hacia Chile. Jadresic (1999) señala que el desarrollo de las redes se explica por la interacción de los siguientes factores: a) La desregulación energética en ambos países que permitió al sector privado invertir en mercados que estaban tradicionalmente en manos del sector público; b) la integración política en la última década entre ambos países con la resolución de problemas históricos sobre conflictos limítrofes, c) la adopción de nuevas tecnologías en generación eléctrica, como la del ciclo combinado, que dio la masa crítica para la construcción de las obras de infraestructura. También, empresas privadas, como Enersis o Transcanada, han sido las protagonistas del desarrollo de las redes de transporte de electricidad y gas entre Argentina y Brasil.

El análisis de la integración de los mercados de gas tiene interés por dos razones. Primera, el consumo de este combustible es del mayor crecimiento en la región como consecuencia del desarrollo de plantas de ciclo combinado de generación eléctrica. Segunda, el análisis pone de manifiesto que la estructura del sector en Argentina frena la competencia del gas de Bolivia, y esto genera precios del gas natural más altos que en otros países de la región a pesar de contar con importantes reservas gasíferas y ser el principal productor de gas natural del cono sur. En efecto, el control del gasoducto con Bolivia y de la mayor parte de la producción cierran las puertas a la diversificación de oferta. La diversificación de la oferta de gas natural permitiría atomizar la oferta del mercado en Argentina y facilitaría a las distribuidoras y grandes usuarios la búsqueda de precios alternativos a los de YPF.

El objetivo de este trabajo es analizar el proceso de la integración de los mercados de gas en el cono sur en un mercado. En particular, el trabajo analiza la estructura y el funcionamiento del sector en Argentina, su incidencia sobre la integración energética regional y los problemas regulatorios y de defensa de la competencia que se presentan en el ámbito regional.

## Reestructuración y privatización de la industria: el transporte y la distribución

Hasta el año 1992 la empresa Gas del Estado estaba encargada de la compra, el transporte, la distribución y la comercialización del gas producido, principalmente por YPF, en las cuencas gasíferas argentinas: neuquina, noroeste, San Jorge y Austral. La Ley 24.076 de 1992 ordenó la separación de estas actividades y las dividió horizontalmente por zonas geográficas. A su vez, esta ley estableció el nuevo marco regulatorio para los segmentos de transporte y distribución. Las empresas resultantes de este proceso fueron concesionadas mediante licitación pública internacional en Diciembre de 1992.<sup>2</sup> Así pues, la estructura de la industria perteneciente a Gas del Estado quedó conformada por dos transportadoras a las que se asignaron los gasoductos existentes y nueve distribuidoras de baja presión que atienden el mercado minorista<sup>3</sup>. La capacidad de las redes de transporte aumentó entre diciembre de 1992 y mismo mes de 1999 un 50%, pasando de 74.7 MM m<sup>3</sup>/día a 149.9 MM m<sup>3</sup>/día (con una utilización en invierno del 95%). Con respecto a las redes de distribución, el stock de cañerías era de 66.765 Km en diciembre de 1992 que paso a ser 101.569 Km, lo que representa un incremento de más del 52%.<sup>4</sup>

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 el año 1993 las restricciones superaron el 34% del gas inyectado, mientras que en 1996 fueron del 12.6% y en 1999 del 1.2%.<sup>5</sup> Por otro lado, los componentes regulados del precio del transporte y la distribución de gas se han incrementado entre diciembre de 1992 y mayo de 2000 solo en un 3% para los usuarios residenciales. Además, el componente regulado de la tarifa industrial se redujo en más del 13% entre las mismas fechas debido a los descuentos otorgados por las transportadoras sobre la tarifa máxima regulada.

### Regulación

La ley 24.076 estableció el marco regulatorio para la explotación de las concesiones de los monopolios naturales de transporte y distribución<sup>6</sup>. Con respecto al marco regulatorio interesa destacar los siguientes aspectos.

---

<sup>2</sup> La recaudación total por la privatización de Gas del Estado ascendió a US\$ 2.077 millones de los cuales US\$ 680 fueron pagados en efectivo y el resto con títulos de deuda interna y externa.

<sup>3</sup> En un principio eran ocho. En julio de 1998 se sumó Gasnea. Por otro lado, se debe aclarar que las distribuidoras también cuentan en algunos casos con transporte de media y alta presión.

<sup>4</sup> Informes Anuales del Enargas.

<sup>5</sup> Informes Anuales del Enargas.

<sup>6</sup> Un monopolio natural se da cuando una sola firma puede ofrecer un bien a un costo total menor que dos o más firmas.

### *Separación de funciones*

El artículo 33 de la ley 24.076 de 1992 establece una separación entre la actividad de transporte y la actividad de comercialización con objeto de evitar que el transportista distorsione la competencia en el segmento de la comercialización y de esta forma eliminar los incentivos para discriminar el servicio de transporte entre usuarios o productores en función de su actividad de comercializador. La ley especifica que *los transportistas no podrán comprar ni vender gas, con excepción de las adquisiciones que puedan realizar para su propio consumo y del gas natural necesario para mantener en operabilidad los sistemas de transporte, cuyo volumen será determinado por el ente en cada caso.*

La categoría del comercializador está definida por el artículo 14 de la ley 24076: “Se considera comercializador a quien compra y vende gas natural por cuenta de terceros.” Estos comercializadores, que son los que materializan la posibilidad de conectar el gran consumo con la producción, juegan un papel clave para estimular la competencia por mejores precios aguas abajo. La capacidad de intermediación tiene que estar garantizada por el derecho de acceso abierto a las redes y de by pass físico.

### *Acceso abierto de terceros a la red y capacidad de elección de los consumidores*

El artículo 26 de la ley 24.076 estipula: “Los transportistas y distribuidores están obligados a permitir el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte y distribución de sus respectivos sistemas que no esté comprometida para abastecer la demanda contratada...”

La ley establece la libertad del consumidor para elegir el comercializador. Aquellos usuarios con requerimientos mayores a 5.000 m<sup>3</sup><sup>7</sup> pueden prescindir del servicio de comercialización de la distribuidora, y adquirir la energía con los productores o comercializadores.

Para hacer viable la libertad de elección de los consumidores, la regulación permite por un lado, la construcción de ductos que “puenteen” (by pass físico) las redes existentes. Así, el artículo 49 de la ley 24.076 establece que: “...Los consumidores que contraten directamente con el productor podrán construir, a su exclusivo costo, sus propios ramales de alimentación para satisfacer sus necesidades de consumo.” Por otro lado, esta ley prevé la posibilidad de by pass comercial en su artículo 13 que estipula: “Sin perjuicio de los derechos otorgados a los distribuidores por su habilitación, cualquier consumidor podrá convenir la compra de gas natural directamente con los productores o comercializadores, pactando libremente las condiciones de transacción.”

El número de empresas que eligió un suministrador distinto del distribuidor correspondiente a su demarcación geográfica aumentó de 4 en 1993 (un 3% sobre el gas entregado) a 60 en 1996 (23.3% del total de gas entregado) y a 149 empresas en 1999 (33% del gas entregado).

---

<sup>7</sup> Hasta el año 2000, los requerimientos eran de 10.000 m<sup>3</sup>.

### *Regulación tarifaria*

Las tarifas de transporte y distribución se regulan a través de la determinación por parte del regulador de precios máximos. En los pliegos de condiciones de las licitaciones para transporte y distribución se fijaron tarifas topes, sometidas a revisión quinquenal. Los mecanismos de ajustes incluyen un factor para estimular la eficiencia asignativa y otro factor para fomentar la inversión en el servicio. Por otra parte, existen ajustes semestrales de la tarifa de acuerdo a la evolución del RPI de Estados Unidos.

La tarifa final a los usuarios consta de tres componentes, el precio de transporte, el de distribución y el precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte<sup>8</sup>. De esta forma, el usuario, cuyo consumo es comercializado por la distribuidora, absorbe el precio del gas negociado por esta última. Mientras que el usuario que negocia directamente absorbe el precio acordado con el comercializador.

### *Competencia por Comparación*

Si bien la ley 24.076 no habla de la competencia por comparación como mecanismo regulatorio, la partición horizontal de los segmentos de transmisión y distribución permite al regulador la comparación de la eficiencia de las empresas. Sin embargo, el organismo regulador, a pesar de la posibilidad en el acceso a la información de las empresas, no ha realizado, hasta el momento, comparaciones para la determinación de las tarifas.

---

<sup>8</sup> Estos se diferencian del costo en boca de pozo ya que están sumados los costos de tratamiento, acondicionamiento y transporte de los mismos. De esta forma, el proceso hasta la red de transporte define la calidad del gas y su correspondiente precio según el poder calórico, impurezas presentes y sustancias contaminantes y otros elementos nocivos.



## El Mercado Mayorista

### Principales participantes

El mercado mayorista de gas natural en boca de pozo o en el punto de inyección al gasoducto está configurado por los productores e importadores de gas natural por el lado de la oferta. La demanda está compuesta por las empresas distribuidoras, comercializadores y aquellos clientes con requerimientos mayores a 5.000 m<sup>3</sup>/día.

Las empresas distribuidoras actúan como agente de compra exclusivo de los consumidores con requerimientos menores a 5.000 m<sup>3</sup>/día que tienen una demanda fuertemente inelástica. Los productos potencialmente sustitutivos del gas natural son la electricidad, el gas licuado y otros combustibles utilizados principalmente para calefacción del hogar.<sup>9</sup> Las comercializadoras que atienden clientes con requerimientos mayores a 5.000m<sup>3</sup>/día, los consumidores industriales y las empresas generadoras de electricidad, tienen una demanda más elástica y tiene la posibilidad de sustituibilidad del gas por otras fuentes de energía.<sup>10</sup>

Si el precio del gas natural en el punto de ingreso en el sistema de transporte que los consumidores están dispuestos a pagar o net back value (precio en el centro de consumo menos el costo de transporte al mismo) es mayor al costo de producción en el yacimiento, habrá agentes interesados en la extracción. En caso contrario, no se producirá gas natural. En Argentina el precio del gas natural en boca de pozo es bajo en comparación al de otros países, pero los costos de transporte hacia los centros de consumo, en especial Buenos Aires, tienden a encarecer su precio. Sin embargo, cabe resaltar que en Argentina, el net back value fue hasta 1998 mayor que su precio en boca de pozo. Sin embargo, en Brasil la situación es diferente y el net back value es inferior al coste del gas en boca de pozo. Ello es debido a que los costos de transporte son altos y a que el precio del fuel-oil, determinante del *valor del gas*, al ser subsidiado es relativamente bajo.<sup>11</sup>

### La desregulación de precios

La extracción y producción de gas se rige por la ley de Hidrocarburos (ley 17.319), sus modificaciones y los decretos. Sin embargo, los precios en boca de pozo fueron totalmente desregulados desde comienzos de 1994 con el decreto 2731.

Balzarotti (1999) señala que debido a los costos marginales crecientes de los campos y a que la escala mínima de las plataformas para la extracción de gas (punto de la producción donde se agotan las economías de escala) no es grande con relación al tamaño de los mercados que se abastecen, la liberalización del mercado del gas conduce a aumentos de eficiencia en la asignación de recursos. Sin embargo, en Argentina la liberalización de los mercados y la desregulación de precios a boca de pozo se hizo en un entorno poco apto

---

<sup>9</sup> De todas formas, en Argentina no están popularizadas las tecnologías por las cuales los consumidores pueden cambiar instantáneamente entre el gas y la electricidad.

<sup>10</sup> Para el consumo industrial y centrales eléctricas en general se utiliza como sustituto más cercano el precio del fuel-oil

<sup>11</sup> Visintini (1993)

para la formación de un mercado competitivo. Este entorno tenía las siguientes características<sup>12</sup>: a) una sola empresa, YPF, controlaba el 60% de las ventas; b) necesidad de grandes inversiones para exploración de reservas que frenaba la entrada de nuevos oferentes, pues implicaba costos hundidos de producción y retrasos entre la entrada en el sector y la capacidad de ofertar; c) barreras legales para el ingreso debido a la forma mediante la cual se adquiere el derecho de propiedad en esta industria que se ven reflejadas en la necesidad de obtener un permiso de exploración y posteriormente una concesión de explotación por parte de la Secretaría de Energía. En este contexto, como señala Novara (1997) un alto nivel de reservas en manos de una empresa o grupo coligado funcionará como una barrera a la entrada de otros competidores, o a la pretensión de los actuales de lograr un aumento de sus participaciones en las ventas bajando los precios.

### Estructura de la oferta

Hasta diciembre del año 1992, mes de la privatización de Gas del Estado, el 90% del gas comprado por Gas del Estado era adquirido principalmente a YPF y el resto se importaba desde Bolivia (7%) o se compraba a otros productores privados nacionales (3%). El cuadro siguiente muestra la evolución de la participación de YPF en el mercado de gas natural desde 1994, un año después de su privatización<sup>13</sup>. De esta evolución conviene resaltar los siguientes aspectos.

<b>YPF: VENTAS DE GAS NATURAL</b>						
<i>(en % sobre el total del mercado)</i>						
	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Gas Propio (producción)	40%	39%	34%	34%	34%	40%
Gas Propio más de Terceros	63%	58%	60%	62%	59%	51%

FUENTE: ENARGAS

Primero, desde 1994 y hasta 1998 se produce una caída de la participación del gas natural de producción propia de YPF en las ventas, que fue compensando por un aumento de las ventas de gas producido por terceros y controladas por YPF.

Segundo, en el año 1999 se produce una reducción significativa de la cuota de mercado de YPF debido fundamentalmente a una caída del gas de terceros comercializado por YPF. En el año 1999, YPF reconoce implícitamente la utilización de prácticas anticompetitivas y se compromete a reducir de forma paulatina la comercialización del gas de terceros.

### Índices de Concentración

El índice Herfindhal-Hirschman de concentración de la oferta elaborado por el Enargas para los años 1998 y 1999 también muestra una disminución de la concentración entre los

<sup>12</sup> Las características que no permitieron un mercado competitivo están especificadas en el expediente 4943 del Enargas de Agosto de 1999.

<sup>13</sup> La cifras de 1993 no se incluyen puesto que la privatización se realizó a mediados de 1993.

años 1998 y 1999 en todas las cuencas analizadas y especialmente en la cuenca del noroeste. Estas variaciones pueden ser la consecuencia de la política de YPF de retirarse paulatinamente de la comercialización del gas de terceros. Sin embargo, se puede observar que el índice de las cuatro primeras empresas productoras no ha variado substancialmente.

<b>Índice de Herfindhal-Hirschman</b>				
	Neuquen	Austral	Noroeste	Total País
1998	3703	3271	5772	3725
1999	3493	2587	2978	2841

  

<b>Índice de los primeros cuatro productores</b>				
	Neuquen	Austral	Noroeste	Total País
1998	84.7%	89.5%	96.9%	80.2%
1999	86.7%	91.9%	92.2%	74.9%

## Indicios de comportamientos no competitivos

### Potenciales comportamientos no competitivos de las empresas distribuidoras

El análisis de los comportamientos no competitivos de las empresas distribuidoras requiere dividir los clientes en dos categorías. En una categoría estarían aquellos usuarios que pueden elegir suministrador, mientras que en la otra estarían los que no tiene capacidad de elección y son atendidos por la empresa distribuidora. Una empresa suministradora que atiende a los dos tipos de consumidores, tenderá a subsidiar a los clientes libres a costa de los cautivos con el objeto de evitar el desplazamiento de los clientes libres hacia otros suministradores. A su vez, tenderá a incrementar la tarifa de distribución por encima de su coste a aquellos clientes que se cambian de suministrador. En lo que se refiere a los clientes cautivos, el incentivo a reducir los costes de adquisición es pequeño si la distribuidora tiene capacidad para pasarlos a los consumidores finales. Puede incluso tener un incentivo a adquirir a precios altos, si el margen de comercialización es un porcentaje sobre el coste de adquisición. Estos tipos de comportamientos han sido considerados anticompetitivos por algunas autoridades judiciales en Estados Unidos. Los casos de *Illinois Brick* y *Panhandle Eastern Pipe Line Company* son ilustrativos.

La Corte de Nuevo México en el caso de *Illinois Brick* autorizó a los consumidores a interponer demandas alegando que el precio de gas al por mayor que la distribuidora pasa a los consumidores finales es el resultado de un acuerdo fuera del mercado entre productores y distribuidores<sup>14</sup>. En el caso de *Illinois v. Panhandle Eastern Pipe Line Company*, la corte apeló a favor de autorizar la denuncia realizada por consumidores residenciales, pero no la de los industriales, de gas natural. De esta forma, el juez distinguió dos diferentes tipos de transacciones para los efectos de analizar los acuerdos entre las distribuidoras y los productores. Un primer tipo de transacción consiste en la venta de gas a la empresa distribuidora para su posterior venta a los clientes residenciales que no tienen otra opción de elegir suministrador. En estos casos, el sobreprecio derivado de un acuerdo entre productores y distribuidores se traslada íntegramente a los consumidores. El otro tipo de transacción considerada es la venta a los distribuidores para su venta posterior a consumidores industriales que tienen la opción de cambiar de suministrador. En estos casos, el sobreprecio no se traslada al consumidor puesto que este tiene la opción de cambiar de suministrador. En estos casos, el principal perdedor de los comportamientos no-competitivos entre distribuidora y productora es la propia distribuidora. En otras términos, la empresa distribuidora tendrá amplios incentivos a denunciar comportamientos no competitivos en el mercado al por mayor, si como consecuencia de los mismos pierde ventas industriales. Sin embargo, tendrá menos incentivos de demandar si la mayoría de sus clientes son residenciales u otros consumidores con baja elasticidad de la demanda que absorberán todo o casi todo el costo.

---

<sup>14</sup> Estos casos están citados en Stewart (1990)

## **La incidencia del mercado mayorista en el comportamiento de las distribuidoras**

Enargas en el expediente 4943 preparado con motivo del análisis del aumento del precio del componente no regulado en los clientes residenciales e industriales señala que en Argentina las empresas distribuidoras discriminaron entre los clientes industriales y residenciales. Este comportamiento estaba provocado por la necesidad de efectuar descuentos extraordinarios debido al comportamiento de los oferentes.<sup>15</sup>

Las constancias citadas en el expediente 4943 demuestran que las distribuidoras, ante la posibilidad de perder aquellos clientes con posibilidad de elegir suministrador, centrales térmicas y grandes industrias, debieron efectuar descuentos adicionales sobre sus márgenes de distribución.

## **Comercialización de gas de terceros**

El objetivo de este punto es analizar las circunstancias que permitieron a YPF comercializar el gas producido por terceros y limitar la diversificación de la oferta de gas natural en Argentina a pesar del deseo de la voluntad de varias empresas distribuidoras de ampliar la gama de suministradores.<sup>16</sup>

A YPF se le transfirieron contratos de compra de gas de otros productores al privatizarse la industria en 1993. Además de esta transferencia de contratos, YPF continuó firmando contratos con otros productores nacionales y extranjeros. En particular, conviene señalar el contrato celebrado entre Petrobras Internacional S.A, Braspetro, e YPF S.A. en 1994 que provocó un fracaso de los intentos de diversificación de la oferta en la cuenca del noroeste de las distribuidoras Litoral Gas y Gas del Centro ya que YPF se comprometió a pagar por el gas natural adquirido a Petrobras, el precio que YPF incluía en sus contratos con las distribuidoras o grandes clientes. De esta forma se redujo inexorablemente la competencia en dicha cuenca. Por otro lado, se amplió el plazo durante el cual YPF tenía el derecho de comercializar el 15 % de la producción de Bidas, Pluspetrol y Tecpetrol en el yacimiento Ramos. En efecto, el 15% del volumen producido, fue transferido a YPF para su comercialización en el momento de la privatización. Con posterioridad a la fecha de la transferencia, a pedido de YPF, el Gobierno Nacional mediante la Decisión Administrativa Numero 92/96, amplió el plazo de la concesión por diez años y mantuvo a YPF como comercializador del 15% de esa producción.

En el compromiso firmado por YPF el 7 de Octubre de 1999 como consecuencia de la audiencia pública<sup>17</sup>, YPF se comprometió a abandonar la comercialización del gas de terceros de la siguiente forma escalonada:

---

<sup>15</sup> Las tarifas residenciales e industriales aumentaron entre Diciembre de 1992 y Mayo de 1999 un 7.67% (73% debido al aumento del gas en el mercado mayorista ) y un 11.53% (82% debido al aumento del gas en el mercado mayorista) respectivamente.

<sup>16</sup> Evidencia de estos intentos se encuentra en el expediente N° 4943 del Enargas.

<sup>17</sup> Expediente N° 4943, folios 467, 468 y 469.

<b>Año</b>	<b>Totales comprados a terceros</b>
1998	14 Millones de m <sup>3</sup> /día
1999	14 Millones de m <sup>3</sup> /día
2000	10 Millones de m <sup>3</sup> /día
2001	9 a 8 Millones de m <sup>3</sup> /día
2002	8 a 7 Millones de m <sup>3</sup> /día
2003 (hasta abril)	6 a 5 Millones de m <sup>3</sup> /día
2003 (a partir de mayo)	0 Millones de m <sup>3</sup> /día

### **Los precios de referencia: un mecanismo para incentivar la reducción del precio al por mayor**

Ante la falta de motivación por parte de las empresas distribuidoras de minimizar los costos de adquisición del gas para sus usuarios cautivos debido al passthrough, el decreto N° 1020 de julio de 1995 introdujo un régimen optativo para las empresas de distribución de gas. El objetivo del mismo era incentivar la compra barata del gas en el mercado spot mediante la implantación de un precio de referencia que actuaba como precio mínimo y un precio promedio de cuenca que actuaba como precio máximo.

El mecanismo funciona de la forma siguiente. En caso que la empresa distribuidora adquiriese el gas natural a un precio menor al de referencia, esta es premiada pudiendo pasar el 50% de la diferencia entre el precio de compra y el de referencia. Por otro lado, en el caso en que el precio de compra sea mayor al promedio, la distribuidora es castigada, pudiendo solo pasar el precio que resulte de restar al de compra el 50% de la diferencia entre este y el precio promedio de cuenca. En el último caso para aquellos precios de compra entre el piso y el techo, la distribuidora no sufre ni premios ni castigos pudiendo pasando al cliente su precio de compra (clásico passthrough).

Sin embargo, debido al bajo desarrollo que ha tenido el mercado spot de gas natural en Argentina, el promedio entre octubre de 1995 y abril de 2001 ha sido de 4 distribuidoras adheridas por cada periodo semestral.

### **Liderazgo de YPF en el establecimiento de los precios**

El mercado de comercialización está controlado por YPF que concentra más del 50 % de las ventas de gas natural, el resto de los oferentes son pequeñas empresas cada una con una participación no significativa en el mercado. Esta estructura lleva a la empresa dominante a diseñar su estrategia de precios y cantidades sin tener en cuenta los comportamientos de las empresas pequeñas. Ello es así, porque la capacidad del resto de las empresas de aumentar sus ventas a través de una reducción de sus precios de venta es muy limitada. Estas a su vez, seguirán los precios fijados por YPF, puesto que una política de reducción de precios no sería efectiva en aumentar las ventas debido a la política del cliente mas favorecido

seguida por YPF. El expediente 4943 pone de manifiesto una correlación muy alta, de un 97%, entre el comportamiento de los precios de YPF entre los años 1994 y 1998 y los precios de Pluspetrol, Petrololera San Jorge y Pérez Companc en la cuenca Austral.

YPF aplicaba a sus clientes la cláusula de cliente más favorecido en su relación comercial con distribuidoras y otros consumidores. Dicha cláusula asegura a los clientes de YPF un precio igual al menor precio ofrecido por alguno de los competidores. Con ello, YPF ha evitado la posibilidad de la competencia de aumentar su cuota de mercado bajando los precios ya que los clientes de YPF más favorecidos tienen la posibilidad de demandar un precio similar a su proveedor. De esta forma, la cláusula de cliente más favorecido favorece la colusión tácita entre las empresas dominantes y actúa como una barrera a la entrada de nuevos competidores. YPF ha reconocido la utilización de esta cláusula y se comprometió en el memorándum de Octubre de 1999 a suspenderla para los nuevos contratos

## Integración Regional

### Motivaciones de exportadores e importadores

Osmusden et al (2000) analiza las características de la demanda de los importadores y las ofertas de los importadores del gas natural. Los importadores demandan flexibilidad en los volúmenes y precios para ajustarse a los cambios en los consumos finales. Los exportadores, que deben hacer frente a fuertes costos hundidos de exploración y en algunos casos de construcción de los gasoductos, requieren contratos a largo plazo con poca variabilidad de precios y cantidades.

El contrato más común para la comercialización de gas natural es un contrato de cantidad fija, contratos *take or pay*, y precios con un componente fijo y otro variable. Este último es una función de los precios de los combustibles substitutivos, mientras que el primero tiene como objetivo cubrir los costos fijos de los productores de gas. Con estos contratos, el vendedor asume parcialmente el riesgo de las fluctuaciones de precios, mientras que, el comprador asume el riesgo de que los precios de los combustibles alternativos sean inferiores al componente fijo.

### Diferencia entre precios internos y de exportación

La evidencia acumulada en estos últimos años parece mostrar que las empresas productoras han vendido en los mercados externos, especialmente en Chile, a unos precios inferiores a los precios de venta el mercado interno.<sup>18</sup> Aunque el diferencial de precios lo fija la empresa vendedora, éste es el resultado del comportamiento del vendedor y las características de la demanda. En este sentido, las distintas características de las demandas internas de gas natural entre de los países de la región permiten explicar los diferenciales de precios.

La participación del gas natural en la matriz energética de Argentina es de las más importantes del mundo con un porcentaje del 47%. Por su parte, el porcentaje de Chile era del 7% en 1994 y en Brasil se calcula actualmente en alrededor del 3%. Pero, las diferencias más significativas se refieren a las características de los consumidores del gas natural en estos países. En Argentina, el gas es consumido principalmente por usuarios residenciales con una baja elasticidad de la demanda que son abastecidos por las empresas de distribución. Éstas tienen capacidad para traspasar el costo de adquisición del gas a los usuarios finales y por tanto carecen de incentivos para minimizar tales costos. En Chile, por ejemplo, el gas se destina fundamentalmente a generadores eléctricos de empresas que poseen un mix diversificado de generación, las cuales pueden sustituir el gas natural por otro combustible alternativo para la producción de electricidad. Como resultado, la elasticidad precio del gas en este país tiende a ser mayor que en Argentina. Dada esta

---

<sup>18</sup> Vease Novara, J. "Precios internos y de exportación de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo". Estudios, Año XX. N° 83. Octubre/Diciembre 1997. También hay una referencia a este tema en el expediente 4943 del Enargas, folio n° 422, citación del expediente MEyOSP n° 750.681.



mayor elasticidad, los precios de venta de YPF a este país han tendido a ser menores que los dirigidos al mercado interno. Debe destacarse que la mayor parte de las ventas de gas, tanto hacia los mercados de exportación como hacia los mercados internos, se realizan mediante contratos *take or pay* de largo plazo. En tales contratos, es probable que la parte variable sea más importante en los contratos de venta a Chile y Brasil que en los contratos de venta al mercado interno.<sup>19</sup>

Dos razones adicionales explican los diferenciales entre los precios de venta del mercado interno y el mercado exterior. Por un lado, la política de compra de gas natural de Chile y por otro las cláusulas de los contratos de exportación que prohíben la reventa en el mercado interior. Con relación a la política de compras de gas de Chile, Novara (1998) señala que en los procesos de licitación para la construcción de gasoductos y suministro de gas desde Argentina a Chile, el precio del gas natural, incluido el coste de la materia prima y el costo del transporte fue el criterio utilizado para la selección de las ofertas. Así pues, las empresas constructoras para ganar la licitación debieron minimizar tanto los costos de transporte como los precios de adquisición del gas en boca de pozo. Esta competencia dio un fuerte impulso a las negociaciones entre los consorcios constructores de gasoductos y los productores de Argentina lo que permitió obtener precios mejores a los conseguidos por las distribuidoras nacionales. En relación con las cláusulas que restringen la posibilidad de reventa, éstas tienden a limitar el potencial arbitraje que podrían realizar los comercializadores de gas natural. YPF ha reconocido la utilización de estas cláusulas en el memorándum citado de Octubre de 1999 donde indica: *Propondremos a nuestros clientes la eliminación de las cláusulas que impidan la reventa y/o reimportación de gas sin condicionamientos, pero con la debida salvaguarda sobre la responsabilidad fiscal en las operaciones de exportación.*<sup>20</sup>

### **Estrategias empresariales y las dificultades del acceso abierto**

Las estrategias de las empresas distribuidoras, transportadoras y productoras son las que están estructurando el mercado energético regional. Sin embargo, estas estrategias se desarrollan a partir de las regulaciones de los distintos países que en unos casos obstaculizan el desarrollo de un mercado competitivo y en otros promueven tal competencia.

A continuación se utiliza el proceso de integración de Argentina con los países limítrofes para ilustrar el papel de las estrategias empresariales y las regulaciones en la conformación de mercados regionales. Dicha integración permitiría, a través de la importación de gas de Bolivia, diversificar la oferta y aumentar la competencia en el mercado de Argentina. Por otro lado, el aumento del tamaño del mercado provocado por la integración y los previsibles aumentos de la exportación a Chile y Brasil permitiría absorber los costos hundidos derivados de una ampliación del nivel de reservas probadas. Sin embargo, un aumento de la exportación de gas de Argentina a Brasil, vía Bolivia, demanda una conexión de mayor capacidad con el país vecino. Tal ampliación es además clave para la

---

<sup>19</sup> Los contratos de venta no son públicos.

<sup>20</sup> Bogo (2000) señala que estos tipos de cláusulas están prohibidas en Japón, Estados Unidos y la Comunidad Europea. Este autor sostiene que la posibilidad de arbitraje ha sido considerada un instrumento fundamental para la construcción y sostenimiento de un mercado común europeo.

integración hemisférica del mercado, puesto que permitiría comercializar gas a través de Bolivia, a potenciales países exportadores de gas como Perú, Ecuador y Venezuela. A continuación se presentan las claves del desarrollo Argentina - Bolivia y Bolivia- Brasil.

#### *Argentina- Bolivia*

La posibilidad de importar gas de Bolivia a Argentina está determinada por el gasoducto que conecta el norte de Argentina con Bolivia. La capacidad del mismo se ha limitado en los últimos años a 6000 m<sup>3</sup>/día, representando una capacidad de importación de solo un 7% del consumo nacional.

Esta capacidad, aun siendo limitada, no ha sido utilizada para importar gas de Bolivia a Argentina desde 1998. Ello se ha debido a la estrategia de las empresas productoras de la cuenca del noroeste, lideradas por YPF, consistente en utilizar dicha capacidad para exportar la producción de gas natural a Brasil mediante la conexión entre los gasoductos que unen Argentina con Bolivia y este país con Brasil. Dos elementos del proceso de privatización de YPF permitieron que esta compañía tuviera una situación de privilegio en la cuenca del noroeste que le permitió ejercer un control efectivo del mercado. Uno de ellos es la opción de compra que se dio a YPF mediante el contrato de compra de gas de Bolivia por parte de Gas del Estado. El otro elemento es una participación accionaria mayoritaria en Refinor, la refinería donde se separan la gasolina y los gases ricos del gas boliviano, antes de inyectarlos al gasoducto de Transportadora de Gas del Norte. Refinor es también propietaria del gasoducto que une el ducto boliviano con la refinería.<sup>21</sup>

Como ejemplo de estrategias empresariales dirigidas a frenar la importación, cabe citar que en 1993 un grupo de empresas distribuidoras<sup>22</sup> buscaron en Bolivia una alternativa a la oferta de YPF. Sin embargo, estas distribuidoras que necesitaban de los servicios de Refinor recibieron una oferta de esta compañía cotizando el servicio de procesamiento a unos precios fuera de mercado que hacían inviable la importación del gas boliviano.<sup>23</sup>

La situación parece estar en vías de cambio, una empresa Argentina, Pluspetrol, acaba de anunciar en Abril de 2001, la construcción de otro gasoducto entre los dos países y el comienzo de la importación de gas natural de Bolivia para la generación de electricidad en su planta de ciclo combinado en el noroeste argentino. Por otro lado, British Gas proyecta realizar un nuevo gasoducto entre Tarija (Bolivia) y la ciudad de Uruguayana (Brasil) que se extenderá por el Noreste argentino complementando la capacidad instalada de TGN.<sup>24</sup>

#### *Bolivia-Brasil*

El gasoducto desde Santa Cruz de las Sierras hacia San Pablo y Porto Alegre catalogado como una de las principales obras de infraestructura energética de Sudamérica tiene una

---

<sup>21</sup> Los ductos colectores y transmisores en el segmento aguas arriba permanecieron de irrestricta propiedad de los productores. La composición accionaria era: YPF (30%), Pérez Companc (28%), Pluspetrol (21%), Astra (10,5%) e Isaura (10,5%). Por otro lado, las condiciones de acceso abierto al gasoducto entre Bolivia y Argentina está estipulada en la ley 17.319.

<sup>22</sup> Litoral Gas y el grupo incluía también a Gasnor S.A., a Distribuidora de Gas del Centro S.A. y a Gas Natural Ban S.A.

<sup>23</sup> Estas actuaciones terminaron con una nota de la distribuidora Litoral Gas al Enargas en la que le comunicaba que no le quedaba otra opción que aceptar el precio fijado por YPF.

<sup>24</sup> Información obtenida del diario BAE del 2/07/2001.

longitud superior a 3000 Kilómetros. Petrobras fue el principal impulsor del proyecto, en un entorno en el que las reservas de gas probadas en Bolivia eran inferiores a la capacidad de transporte necesaria para hacer viable el proyecto y la demanda de gas en Brasil estaba poco desarrollada. La inversión de aproximadamente de US\$ 2000 millones fue parcialmente financiada por préstamos de Banco Interamericano de Desarrollo (US\$ 240 millones) y el Banco Mundial (US\$ 310 millones).

Para la construcción y operación del gasoducto fueron creadas dos compañías: por el lado Boliviano GTB (Gas Transboliviano S.A.) compuesta por la subsidiaria de Petrobras, Gaspetro (con una participación del 9%) junto con Enron (30%), Shell (30%), fondos de pensión bolivianos (25%) y BBPP (6%) (holding encabezado por El Paso Energy, British Gas y la compañía australiana BHP); por el lado brasileño se creó TBG (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolivia-Brasil) compuesta por Gaspetro (51%), Enron (7%), Shell (7%) y fondos de pensión bolivianos (6%).

Law y Franco (1998) manifiestan que durante el desarrollo del proyecto, el Banco Mundial, como parte inversora del mismo, había negociado con el Gobierno de Brasil y la empresa controlante de la parte brasileña del gasoducto, TBG donde Petrobras es accionista mayoritaria, políticas de buena conducta con relación al acceso de terceros a la red, la separación de funciones y de la estructura tarifaria de transporte. Estas políticas incluían la no discriminación en el acceso, la adopción de tarifas de transporte para la capacidad no comprometida en función a la distancia a utilizar y el requerimiento de que TBG actúe solamente como transportador y no como comercializador de reservas propias en el upstream.

Sin embargo, las negociaciones entre las empresas petroleras nacionales de Bolivia y Brasil han condicionado las buenas intenciones comprometidas por el Gobierno Brasileño porque en realidad, la base del proyecto fue el contrato firmado en 1993 entre Petrobras e YPFB por la compra de la empresa brasileña a la petrolera boliviana de gas natural por un lapso de 20 años. El contrato incluía la provisión de un volumen de 8 millones de m<sup>3</sup> al día, que luego pasarían en 1996 a 16 millones de m<sup>3</sup> al día. El contrato contenía además una opción de cantidades de gas adicionales hasta un límite de 30 millones de m<sup>3</sup> al día, en tanto esas cantidades estuvieran disponibles y no fueran necesarias para abastecer el mercado boliviano.

Dentro de la estructura financiera del proyecto, se creó una opción de capacidad de transporte (Transportation capacity Option-TCO)<sup>25</sup> por el cual el comprador, pagando por adelantado solamente los costos operacionales de transporte, podía transportar una cantidad de 6 millones de m<sup>3</sup> al día por encima de las cantidades contratadas. Esta opción estuvo disponible a todos los participantes hasta el comienzo de la construcción del gasoducto cuando Petrobras hizo uso exclusivo la misma.

Recién en septiembre del año 2000 y luego de arduas negociaciones con la Agencia Nacional de Petróleo de Brasil (ANP), Enron firmó un contrato con Petrobras por el cual esta última le da el derecho a Enron a transportar gas natural (1 millón de m<sup>3</sup> al día) desde Bolivia a Brasil mediante el gasoducto que une los dos países. De esta forma, luego de 8

---

<sup>25</sup> Dentro de la terminología del proyecto, se ha llamado capacidad extra de transporte (TCX) a la capacidad de transporte por encima de los volúmenes manejados por TCO hasta alcanzar el máximo de capacidad del gasoducto.

años de iniciado el proyecto se establece por primera vez el principio de acceso abierto a otros comercializadores independientes de Petrobras.

Enron, a su vez, ha recibido en ese mismo año la autorización de ente el regulador del sector eléctrico de Brasil para importar 150 MW de electricidad desde Bolivia. De esta forma, Enron proyecta construir, una planta térmica en Porto Suarez, localidad situada en la frontera de Bolivia con Brasil. Dado que el precio del gas natural en Bolivia es de US\$ 0.90 por millón de BTU mientras que en Brasil el precio mínimo del gas es US\$ 2.26, Enron venderá la energía producida en la central de Porto Suarez a su distribuidora filial de San Pablo, Elektro. Según información publicada por la Brasil Energia Magazine, Enron espera finalizar el proyecto de Porto Suarez al igual que el de la planta de ciclo combinado de Cuiabá en el año 2003. Esta última planta generadora propiedad de Enron<sup>26</sup>, que se ubica próxima a una boca del gasoducto Bolivia-Brasil, se espera se abastezca del gas natural producido en Argentina, donde esta empresa es accionista de la empresa Transportadora Gas del Sur propietaria de gasoductos en el interior de Argentina.

Se puede observar en la conducta de Enron la tendencia vigente hacia la integración en primer lugar entre las cuencas de Argentina y Bolivia con el centro de consumo brasileño y por el otro la integración vertical entre el gas natural y la generación de electricidad.

#### *Mercosur*

Los países miembros plenos del Mercosur, Argentina, Brasil, Uruguay y Paraguay han firmado un Memorándum de entendimiento relativo a los intercambios gasíferos entre los estados partes de la región en diciembre de 1999.

Como parte de este acuerdo, los países se comprometieron a “desarrollar un mercado competitivo de suministro de gas de corto y largo plazo, de forma de ofrecer a los agentes de la oferta y demanda del sector en cada uno de los estados partes, condiciones de tratamiento no discriminatorio y posibilidad de acceso al mercado de la región.”

En el artículo noveno se especifica que se debe respetar el acceso a la capacidad remanente de las instalaciones de transporte y distribución, incluyendo también el acceso a las interconexiones internacionales, sin discriminaciones que tengan relación con la nacionalidad y el destino (interno o externo) del gas natural, o con el carácter público de las empresas, respetando las tarifas reguladas para su uso y los contratos existentes. Por otra parte, el artículo 14 establece la protección del derecho de los usuarios de gas natural contra prácticas monopólicas y contra el abuso de posición dominante.

Este memorándum ha sido de vital importancia ya que el objeto esencial del mismo ha tendido a no repetir las experiencias analizadas en las relaciones de Bolivia con Argentina y Brasil, donde dos empresas, YPF y Petrobras respectivamente, han impedido u obstaculizado la participación de la competencia en la conformación de un mercado energético competitivo.

La participación de otras empresas se ha visto fortalecida a partir de estos pactos existentes que han garantizado la libre entrada y participación en el mercado. La viabilización de la

---

<sup>26</sup> Declaraciones de Michel Guerriero, el presidente de Enron para América del Sur, a Buenos Aires Económico (BAE) el 13 de enero de 2000.

integración gasífera<sup>27</sup> entre Argentina y Brasil se ha dado mediante la extensión de la red de TGN hacia la frontera con Brasil y de allí el empalme con TGM (Transportadora de Gas del Mercosur) en el territorio brasileño. Es interesante destacar que AES está construyendo una planta de ciclo combinado (600MW) en Uruguayana (Brasil) que será alimentada por el gas producido y transportado por TGN, entre cuyos accionistas se encuentra TotalfinaElf, desde la cuenca neuquina.<sup>28</sup>

Por otro lado, recientemente se han iniciado las obras del gasoducto Cruz del Sur que une Punta Lara en Argentina con Colonia y Montevideo. El consorcio adjudicatario lo integran Pan American Energy (40%), British Gas (40%) y Ancap (20%). A su vez, Transportadora Gas del Sur realizará la extensión necesaria en territorio argentino hasta Punta Lara.

En un segundo tramo está pensado extender este gasoducto hacia Puerto Alegre. De esta forma se materializa la conexión de las cuencas neuquina y austral con la demanda brasileña. La concreción de este proyecto se ve viabilizado por las demandas intermedias de Buenos Aires y Montevideo. Los consumos de estas ciudades ayudan a solventar los costos hundidos de las extensas conexiones.

### *Argentina-Chile*

La Argentina y Chile han firmado un acuerdo de complementación económica entre ambos países en julio de 1995, mediante el cual se han dictado las normas que regulan la interconexión gasífera y el suministro de Gas Natural entre ambos países.

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.

La integración energética de Argentina con Chile ha sido amplia y diversificada a partir de la firma de este acuerdo. Se destacan entre las obras de infraestructura realizadas, los gasoductos Magallanes (exporta metanol) en la zona sur, Gas Pacífico y Gas Andes que transportan gas natural desde la cuenca neuquina y mendocina respectivamente, al Sistema integrado Central de Chile (SIC) donde las principales empresas generadoras (Enersis, Gener y Colbún) han construido plantas de ciclo combinado. En la zona norte de Argentina, los gasoductos Norandino y Gas Atacama abastecen gas natural desde la cuenca del Noroeste hacia el Sistema Integrado del Norte Grande (SING) cuyo crecimiento de la demanda energética, motorizada por el sector minero, se estima entre 15 y 20% para los próximos años.

Por otro lado, se destaca la construcción de la planta de ciclo combinado de Termoandes en las proximidades de boca de pozo en la cuenca del noroeste y la exportación de

---

<sup>27</sup> Por otro lado, se destaca la exportación de electricidad donde el grupo Enersis ocupa un papel preponderante mediante su participación en Yacilec.

<sup>28</sup> Alianza estratégica Gener (actualmente propiedad de AES)-TotalfinaElf: Estas dos empresas firmaron una alianza estratégica en Octubre pasado que luego fue dejada sin efecto el mes siguiente pero que sirve como muestra de la **intencionalidad** de estas empresas de integrar los negocios de producción de gas natural, donde Total tiene participación significativa en Bolivia y es el segundo productor en Argentina y cuenta con participación en los principales gasoductos (Gas Andes, TGN, Transportadora de Gas del Mercosur), con el negocio de generación eléctrica donde AES es el principal productor regional.

electricidad a Chile por medio de las líneas de alta tensión Interandes al SING. Se observa de esta forma, que la integración se puede dar por medio de redes de alta tensión. En este caso, lo que se transporta es la electricidad producida por el gas en lugar de transportar primero este combustible y generar electricidad en el país de consumo.

#### *Bolivia-Perú*

Finalmente es la intención de este trabajo dimensionar en forma breve las posibles extensiones del mercado regional a otros países productores como Perú, que puede ofrecer una alternativa más a la búsqueda de una diversificación de la oferta en un mercado cuya integración está planificada por las empresas incumbentes.

Es interesante referirse al comentario de Carlos Salinas<sup>29</sup>, presidente de YPF, que declara que existen planes para construir un gasoducto desde las reservas de gas en el territorio boliviano hacia el puerto peruano de Ilo para la exportación de gas licuado. Por otro lado, comenta Salinas que se está planeando construir un gasoducto más grande que conecte los campos de gas de Camisea en Perú con Bolivia y de ahí distribuirlo a la red de transporte brasileña mediante el gasoducto entre Bolivia y Brasil.

Por otra parte, la conexión del gas peruano con Bolivia permitiría el abastecimiento del mercado argentino y el chileno, mediante las conexiones dadas por el gasoducto desde Bolivia hacia Argentina y el empalme con los gasoductos Norandino y Gas Atacama hacia Chile.

---

<sup>29</sup> The Washington Times, special report, 31/03/99.

## Conclusiones

El aumento en la participación del gas natural en el consumo energético de Chile y Brasil y el mantenimiento de la participación en Argentina se espera provoquen un desarrollo de los gasoductos del cono sur. Se calcula que para el año 2010 la participación del gas en la matriz energética de Brasil va a crecer hasta un 12%.<sup>30</sup> Por su parte, estimaciones realizadas por Jadresic (1999) para Chile dan cuenta de una participación del 23% del gas natural en la matriz energética para el año 2005, mientras que en el año 1994 tal participación era solo del 7%. Como ejemplo de este desarrollo cabe citar que el gasoducto entre Buenos Aires y Montevideo con extensión a Puerto Alegre, que recientemente han iniciado sus obras, no había sido proyectado en 1996.<sup>31</sup> No obstante, los gasoductos permitirán el desarrollo de un mercado de gas competitivo e integrado en la medida que se den dos condiciones.

Primera, los gobiernos nacionales deben eliminar las trabas económicas y administrativas para el desarrollo de los gasoductos. Ello puede hacerse a través de los convenios de integración económica, como el Mercosur y el Grupo Andino. De esta forma, se evitarían dilaciones innecesarias como el reciente caso de Camisea, donde el gobierno peruano postergó la iniciación de la obra por varios años.

Por otro lado, los países integrantes de la región deben garantizar la competencia entre diferentes productores de gas natural, imponiendo regulaciones claras de acceso abierto a las redes. Los casos analizados de YPF y Petrobras son una señal de alarma ante la posibilidad de que solo dos productores ejerzan un abuso de posición dominante en la producción de gas natural en Argentina y Bolivia. YPF y Petrobras controlan respectivamente los gasoductos de interconexión de Bolivia con los mercados más importantes como son Argentina y Brasil. Empresas con capacidad de competir con YPF y Petrobras han experimentado obstáculos regulatorios debido a arreglos privilegiados de los gobiernos nacionales con los actores incumbentes.

Los compromisos de YPF asumidos en relación al mercado argentino referentes a la reducción de la comercialización del gas de terceros y la eliminación de cláusulas de cliente más favorecido son un paso importante pero insuficiente para aumentar la competencia del mercado del cono sur. En la misma dirección está la autorización dada a la empresa Enron en ese mismo año de comercializar a través del gasoducto entre Bolivia y Brasil. Tres acciones de corto plazo son recomendables para avanzar en el desarrollo de estos mercados y acelerar la inversión de nuevas redes de transporte. En primer lugar se debe garantizar que la desinversión comprometida por YPF en el memorándum de 1999. En segundo lugar, asegurar que la producción de gas natural de Bolivia no sea acaparada por YPF y sus contratos con Petrobras. En tercer lugar, los productores de gas en Bolivia,

---

<sup>30</sup> Información brindada por Carta Petrolera

<sup>31</sup> Ver revista del CIER, año V, n°17 de septiembre de 1996.

y en el futuro de Perú, deben tener la posibilidad de ofertar su producción en el mercado argentino y brasileño y tener acceso abierto a los gasoductos de integración independientemente de quien tenga la propiedad de los mismos.



## Bibliografía

1. Balzarotti, N (1999) *Antitrust en el mercado de gas natural*. Centro de Estudios Económicos de la Regulación, Serie Textos de Discusión N° 10.
2. Novara, J (1997) *Precios internos y de exportación de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo: ¿Diferenciación o discriminación de precios en el mercado interno?.* Estudios, año XX N°83.
3. Novara, J (1998) *Las reservas de gas natural ante los crecientes requerimientos de los mercados internos y de exportación*. Estudios, año XXI N°85.
4. Visintini, A (1993) *Integración gasífera entre Argentina, Brasil y Bolivia*. Trabajo realizado para el Enargas
5. Osmusden, P; Asche, F; Tveteras, R (2000) *European Market integration for gas? Volume flexibility and political risk*. Cesifo Working Paper N° 358, Noviembre de 2000.
6. Stewart, M (1990) *Antitrust and the economics of natural gas*. Nera, Working Paper N° 5, Octubre de 1990.
7. FIEL. *La regulación de la competencia y de los servicios públicos. Teoría y experiencia argentina reciente*. Fundación de Investigaciones Económicas latinoamericanas, 1999.
8. Bogo, J (2000) *La privatización de un campeón nacional. El caso de YPF en Argentina*. Boletín Latinoamericano de Competencia, Junio 2000.
9. Law, P; Franco de, N (1998) *International Gas Trade- The Bolivian-Brasil Gas Pipeline*. World Bank, Private sector and Infrastructure Network, Note N°144
10. Revista Cier, año V, N°17, septiembre de 1996.
11. Carta Petrolera (1998-2001). Varios números.
12. Diarios El Cronista, BAE, (1999-2001). Varios números.
13. Guerrero Edward, Special International Report Prepared by The Washington Times Advertising Department, Publicación del 31 de marzo de 1999
14. Informes del Enargas (1994-1999)
15. Expediente 4943 del Enargas, Actualización Tarifaria por cambios en el precio del gas en boca de pozo, Octubre de 1999.
16. Enargas: *Organización y evolución de la industrias del gas natural en Argentina*, Conferencia brindada por Héctor Formica en la Auditoría general de la Nación el 19 de Setiembre de 2000.
17. Enargas: *Competencia y Monopolio en los mercados de gas y electricidad*, Curso dictado por Héctor Formica en el Ceare el 19 de Octubre de 2000.
18. Armstrong, M; Cowan, S; Vickers, J (1994) *Regulatory reform: Economic analysis and British experience*. London : MIT Press, 1994.

19. Jadresic, A (1999) *Investment in natural gas pipelines in the southern cone of Latin America*. World Bank Working Paper N° 2315
20. *Economy & Energy*, Year II-N° 10, September/October 1998.
21. El gasoducto entre Bolivia y Brasil: ¿Un proyecto Estrella?, Bank Information Center, March 1999. [www.bicusa.org/lac/bol\\_brazil.htm](http://www.bicusa.org/lac/bol_brazil.htm)
22. BNamericas.com (22/01/2001)
23. Brasil Energia Magazine, varios números (1998-2001)
24. *Economics & Energy*, year II-N° 10. September/October 1998.
25. Memorandum de entendimiento relativo a los intercambios gasíferos e integración gasífera entre los Estados partes del MERCOSUR. De diciembre de 1999.
26. Acuerdo de Complementación Económica N°16 entre la República de Argentina y la República de Chile. De Julio de 1995.

## Serie Textos de Discusión CEER

Para solicitar alguno de estos documentos o suscribirse a toda la Serie Textos de Discusión CEER, vea las instrucciones al final de la lista. Un listado comprehensivo de la Serie textos de Discusión CEER puede hallarse en nuestro web site.

STD 1. Laffont, Jean Jacques: Llevando los principios a la práctica en teoría de la regulación (marzo 1999)

STD 2. Stiglitz, Joseph: The Financial System, Bussiness Cycle and Growth (marzo 1999)

STD 3. Chisari, Omar y Antonio Estache: The Needs of the Poor in Infraestructure Privatization: The Role of Universal Service Obligations. The Case of Argentina (marzo 1999)

STD 4. Estache, Antonio y Martín Rossi: Estimación de una frontera de costos estocástica para empresas del sector agua en Asia y Región del Pacífico (abril 1999)

STD 5. Romero, Carlos : Regulaciones e inversiones en el sector eléctrico (junio 1999)

STD 6. Mateos, Federico: Análisis de la evolución del precio en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina entre 1992 y 1997 (julio 1999).

STD 7. Ferro, Gustavo: Indicadores de eficiencia en agua y saneamiento a partir de costos medios e indicadores de productividad parcial (julio 1999)

STD 8. Balzarotti, Nora: La política de competencia internacional (septiembre 1999)

STD 9. Ferro, Gustavo: La experiencia de Inglaterra y Gales en micromedición de agua potable (septiembre 1999)

STD 10. Balzarotti, Nora: Antitrust en el mercado de gas natural (octubre 1999)

STD 11. Ferro, Gustavo: Evolución del cuadro tarifario de Aguas Argentinas: el financiamiento de las expansiones en Buenos Aires (octubre 1999)

STD 12. Mateos, Federico, Martín Rodríguez Pardina y Martín Rossi: Oferta y demanda de electricidad en la Argentina: un modelo de ecuaciones simultáneas (noviembre 1999)

STD 13. Ferro, Gustavo: Lecciones del Seminario Proyección de Demanda de Consumo de Agua Potable (noviembre 1999)

STD 14: Rodríguez Pardina, Martín y Martín Rossi: Medidas de eficiencia y regulación: una ilustración del sector de distribuidoras de gas en la Argentina (diciembre 1999)

STD 15: Rodríguez Pardina, Martín, Martín Rossi y Christian Ruzzier: Fronteras de eficiencia en el sector de distribución de energía eléctrica: la experiencia sudamericana (diciembre 1999)

STD 16: Rodríguez Pardina, Martín y Martín Rossi: Cambio tecnológico y catching up: el sector de distribución de energía eléctrica en América del Sur (marzo 2000)

STD 17: Ferro, Gustavo: El servicio de agua y saneamiento en Buenos Aires: privatización y regulación (abril 2000).

STD 18: Celani, Marcelo: Reformas en la industria de las telecomunicaciones en Argentina (junio 2000).

STD 19: Romero, Carlos: La desregulación de la comercialización de electricidad en Inglaterra y Gales (junio 2000).

STD 20: Rossi, Martín: Midiendo el valor social de la calidad de los servicios públicos: el agua.

STD 21: Rodríguez Pardina, Martín: La concesión de Aguas Argentinas. (Noviembre 2000).

STD 22: Rossi, Martín e Iván Canay: Análisis de eficiencia aplicado a la regulación ¿Es importante la Distribución Elegida para el Término de Ineficiencia? (Noviembre 2000)

STD 23: Ferro, Gustavo: Los instrumentos legales de la renegociación del contrato de Aguas Argentinas (1997-99) (Diciembre 2000).

STD 24: BRIGGS, MARÍA CRISTINA Y DIEGO PETRECOLLA: PROBLEMAS DE COMPETENCIA EN LA ASIGNACIÓN DE LA CAPACIDAD DE LOS AEROPUERTOS. EL CASO ARGENTINO (MARZO 2001).

STD 25: FERRO, GUSTAVO: RIESGO POLÍTICO Y RIESGO REGULATORIO: PROBLEMAS EN LA CONCESIÓN DE SECTORES DE INFRAESTRUCTURA (MARZO 2001).

STD 26: Ferro, Gustavo: Aguas del Aconquija: revisión de una experiencia fallida de privatización (abril 2001).

STD 27: Ferro, Gustavo y Marcelo Celani: Servicio universal en telecomunicaciones: concepto y alcance en Argentina (Junio 2001).

STD 28: Bondorevsky, Diego: Concentración horizontal en el sector de distribución eléctrica en Argentina. (Julio 2001).

STD 29: Bondorevsky, Diego y Petrecolla, Diego: Estructura del mercado de gas natural en Argentina e integración energética regional: Problemas de defensa de la competencia (Julio 2001).

CEER Working Paper Series

To order any of these papers, or all of these, see instructions at the end of the list. A complete list of CEER Working Papers is displayed here and in our web site.

---

WPS 1. Laffont, Jean Jacques: Translating Principles Into Practice in Regulation Theory (March 1999)

WPS 2. Stiglitz, Joseph: Promoting Competition in Telecommunications (March 1999)

WPS 3. Chisari, Omar, Antonio Estache, y Carlos Romero: Winners and Losers from Utility Privatization in Argentina: Lessons from a General Equilibrium Model (March 1999)

WPS 4. Rodríguez Pardina, Martín y Martín Rossi: Efficiency Measures and Regulation: An Illustration of the Gas Distribution Sector in Argentina (April 1999)

WPS 5. Rodriguez Pardina, Martín Rossi and Christian Ruzzier: Consistency Conditions: Efficiency Measures for the Electricity Distribution Sector in South America (June 1999)

WPS 6. Gordon Mackerron: Current Developments and Problems of Electricity Regulation in the European Union and the United Kingdom (November 1999)

WPS 7. Martín Rossi: Technical Change and Efficiency Measures: The Post-Privatisation in the Gas Distribution Sector in Argentina (March 2000)

WPS 8. Omar Chisari, Martín Rodriguez Pardina and Martín Rossi: The Cost of Capital in Regulated Firms: The Argentine Experience (May 2000)

WPS 9. Omar Chisari, Pedro Dal-Bó and Carlos Romero: High Tension Electricity Network Expansions in Argentina: Decision Mechanisms and Willingness-to-Pay Revelation (May 2000).

WPS 10. Daniel A. Benitez, Antonio Estache, D. Mark Kennet, And Christian A. Ruzzier. Potential Role of Economic Cost Models in the Regulation of Telecommunications in Developing Countries (August 2000).

WPS 11. Martín Rodríguez Pardina and Martín Rossi. Technical Change and Catching-up: The Electricity Distribution Sector in South America

WPS 12. Martín Rossi and Iván Canay. Measuring Inefficiency in Public Utilities: Does the Distribution Matter?



**Centro de Estudios Económicos de la Regulación**

**Solicitud de incorporación a la lista de receptores de publicaciones del CEER**

Deseo recibir los ejemplares correspondientes a la serie (marque con una cruz la que corresponda), que se publiquen durante 2001:

- a) Working Papers Series                      (...) impreso                      (...) e-mail, formato pdf
- b) Serie de Textos de Discusión              (...) impreso                      (...) e-mail, formato pdf

Mi nombre es:.....

Ocupación:.....

Domicilio:.....

.....

.....

**Firma**

Tenga a bien enviar esta solicitud por correo a:

SECRETARIA CEER  
Lima 717, 1° piso  
C1053AAO Buenos Aires - Argentina  
Por fax, al 54-11-43797588  
E-mail: [ceer@uade.edu.ar](mailto:ceer@uade.edu.ar)