

Condiciones de competencia en el mercado de gas natural de la República Argentina: 1990-2008

DIEGO PETRECOLLA*

MARÍA FERNANDA MARTÍNEZ**

RESUMEN

El presente trabajo analiza las condiciones de competencia en el mercado de gas natural en la República Argentina desde inicios de la década de 1990, época en la que el sector se privatizó, hasta el presente¹. Las reformas implementadas a principios de los años noventa intentaron promover la eficiencia económica. Para ello se privatizaron activos, se desreguló el mercado y se fomentó el funcionamiento de la libre competencia. A la luz del tiempo transcurrido y considerando la relevancia de las medidas implementadas, este trabajo analiza los alcances de estas políticas y sus efectos en las condiciones de competencia en el mercado de gas natural. Los indicadores de concentración estimados en este trabajo indican que la concentración en este mercado, tanto a nivel nacional como en las distintas cuencas, es alta y no ha disminuido con el tiempo. A estos resultados debe adicionarse el hecho de que el mercado de gas natural presenta altos costos de inversión y que estos ofician como «barrera a la entrada» al ingreso de nuevas empresas y limitan de este modo el grado de «desafiabilidad» del mercado. En definitiva, las condiciones de competencia en el mercado de gas natural de la Argentina son bastante pobres y se condicen más bien con las de un mercado oligopólico. Este resultado obliga a las autoridades de competencia y al regulador sectorial a mantener una mirada atenta a lo que sucede en este mercado porque el mismo ha probado ser menos competitivo que lo que se esperaba al momento de su privatización.

Clasificación JEL: Q4

Palabras clave: competencia, gas natural, Argentina.

ABSTRACT

This paper analyses competition conditions in the natural gas market in Argentina since the early 90 when the sector was privatized. These reforms aimed to improve efficiency. In order to achieve this goal, assets were privatized, the market was deregulated and competition was promoted. This paper analyses the effects of these reforms on competition conditions in the natural gas

* Presidente de GPR Economía S.A.

** Docente de la Universidad de Buenos Aires, Centro de Estudios la Actividad Regulatoria Energética (CEARE).

¹ Históricamente la Argentina ha sido uno de los países con mayor desarrollo de infraestructura gasífera. Su expansión y desarrollo fue solventada inicialmente a través de la empresa pública Gas del Estado, que proveyó los gasoductos de transporte de gas. La producción estaba a cargo de YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Argentina S.A.). Cabe destacar que la penetración del gas natural alcanzó valores similares a los de EEUU u otros países que presentan un uso intensivo de este insumo como ser Rusia o Alemania.

market. Concentration indexes show a high degree of concentration both at the national level and at the different basins. Also concentration has not decreased since the privatization process was launched. Finally, this market also presents high sunk costs that create barriers to entry for the entrance of new competitors.

Competition conditions are more consistent with the performance of an oligopoly market. The Competition Authority and the Sectorial Regulator should monitor this performance since this market is not as competitive as it was thought when the sector was privatized.

JEL Classification: Q4

Keywords: competition, natural gas, Argentina.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo analiza, desde el punto de vista de la defensa de la competencia, los resultados de las transformaciones económicas y normativas realizadas en el sector de la industria del gas de la República Argentina durante la década de 1990 hasta el presente.

Una vez analizados los resultados, se intentan evaluar los alcances de tales medidas y transformaciones a la luz de los hechos, teniendo en cuenta, entre otras cosas, que el prolongado lapso transcurrido permite darle cierta solvencia a las conclusiones halladas.

La estructura del documento está organizada en seis apartados. En el primero constarán los detalles legales e históricos del proceso ocurrido, comparando los inicios del funcionamiento de esta industria y su posterior reestructuración. En el segundo, se evaluarán las cuestiones de índole técnica y otras económicas acerca de cómo funciona este mercado.

En el tercer apartado se analiza la estructura del mercado conforme la evaluación de una serie de indicadores de concentración, $C4$, HHI y dominancia. Luego, en el cuarto se estilizan las implicancias que tal conformación genera en la definición de los precios de gas en boca de pozo por cuencas. En el apartado quinto se considera otro indicador, el de rivalidad, que analiza las condiciones del funcionamiento del mercado de gas desde una perspectiva dinámica.

Para finalizar, en el último apartado se sintetizan las principales conclusiones del presente estudio y se las vincula con los objetivos de las diversas medidas que se fueron implementando en el sector energético.

1. MARCO LEGAL Y ECONÓMICO DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN ARGENTINA

El cambio estructural en el mercado energético argentino se inició en 1989, a partir del dictado de diversos decretos que permitieron iniciar el proceso de privatización de la principal empresa productora de gas natural y petróleo, Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF S.A.), que hasta ese momento pertenecía al ámbito estatal.

El proceso estuvo acompañado por la desregulación completa del mercado, la convergencia de los precios locales a los internacionales y ciertas modificaciones que garantizaron a los posibles «entrantes» las reglas y la certidumbre necesarias sobre sus inversiones.

Cabe destacar que dicho fenómeno se inició en un contexto de fragilidad fiscal, juntamente con alteraciones muy importantes de la política económica cuando comenzaba a desarrollarse el «plan de convertibilidad» hacia 1992². Posteriormente, el proceso continuó en un contexto de notoria afluencia de capitales y de crecimiento económico hasta 1999.

Para reformar el sector, el Estado Nacional promovió diversos instrumentos legales, algunos de tipo genérico y otros específicos. En el primer grupo se destacan los siguientes:

- Las Leyes de Reforma del Estado 23.696 (18-08-89), 23.697 (01-09-89), 23.928 (27-03-89)
- Los Decretos Ley 1.224/89, 1.225/89, 1.757/90, 2.408/91

Con estos instrumentos se propició la privatización de las empresas públicas, se modificó la política de precios de los hidrocarburos, se suspendieron los subsidios compensatorios, se profundizó el programa de privatizaciones de hidrocarburos y se autorizó la capitalización de la deuda externa como mecanismo para la compra de las mismas.

Luego se dictaron instrumentos legales específicos, los Decretos: 1050/89 (10-10-89), 1212/89 (08-11-89) y 1589/89 (27-12-89). Dichas medidas afectaron tanto el segmento *upstream* como el *downstream*.

En 1992, Gas del Estado S.A. fue privatizada y se separó la actividad en dos empresas de transporte y ocho monopolios regionales de distribución. Luego en 1993 se privatiza YPF S.A., que hasta ese momento realizaba las tareas de exploración y producción de hidrocarburos.

Particularmente en el mercado de gas natural, el Decreto del Poder Ejecutivo Nacional 2.793/93 y el artículo 83 de la Ley 24.076³ reglamentaron la condiciones de mercado para que demandantes y ofertantes pauten libremente los contratos y precios del gas natural.

A finales de 2001 se produjo una crisis macroeconómica y una devaluación de las más relevantes en la historia de Argentina. El mercado energético no se mantuvo al margen de tal situación y *pari passu* las desavenencias económicas fue necesario implementar una serie de medidas a los fines de garantizar el abastecimiento doméstico.

A partir de 2002, las distribuidoras de gas natural experimentaron disminuciones en sus contratos de abastecimiento de gas natural lo que, sumado al aumento de general de la

² El Plan de Convertibilidad se sustentaba en un esquema de tipo de cambio fijo y convertible a la paridad 1 peso igual a 1 dólar. Su desarrollo estuvo signado por la apertura financiera y económica, la desregulación de todos los mercados y un alto nivel de endeudamiento público.

³ Marco Regulatorio del Gas Natural.

demanda, entre otros por parte de las centrales de generación eléctrica, derivó en la necesidad de realizar una coordinación del mercado a los fines de garantizar el abastecimiento.

En ese contexto, en primera instancia se establecieron medidas que implicaron la disociación de las tarifas de gas natural de la evolución de la paridad cambiaria (período 2002-2003), cuyo objetivo consistía en la protección de los segmentos socialmente más vulnerables.

Asimismo, hubo un conjunto de medidas destinadas a constituir una solución de largo plazo del sector a los fines de encausar nuevos contratos entre las distribuidoras de gas natural y los productores, y a diseñar la segmentación de precios conforme la capacidad de pago de cada uno de los sectores: residencial y pequeños comercios por un lado, y grandes usuarios por el otro.

Paralelamente se desreguló completamente el precio del gas natural de las categorías con disponibilidad de pago. En tal sentido, a partir de septiembre de 2005 todas las distribuidoras se vieron impedidas de abastecer de gas natural a los grandes usuarios⁴, los usuarios comerciales y las estaciones de gas natural comprimido (GNC). Es decir, a partir de este momento todos los usuarios a excepción de los residenciales y ciertos comercios se incorporaron compulsivamente al mercado desregulado y competitivo.

2. ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA DE MERCADO

La primera tarea a realizar cuando se analizan las condiciones de competencia en un mercado específico es la de definir los mercados relevantes de producto y geográfico. El primero describe el producto o servicio que es comercializado y el segundo la localización de los vendedores del bien o del servicio.

2.1. MERCADO RELEVANTE DE PRODUCTO EN EL MERCADO DE GAS NATURAL DE ARGENTINA

La demarcación del mercado relevante en el análisis de defensa de la competencia depende de las posibilidades que tienen los consumidores de sustituir efectivamente el producto bajo análisis por otros. El objetivo es incluir en el mercado a todos los posibles sustitutos del bien o servicio y a todos los posibles oferentes de los mismos.

En lo que respecta al gas natural, este no cuenta con sistemas logísticos que lo conviertan en un bien transable internacionalmente, de allí que no exista un precio internacional para él. El transporte, la distribución y el almacenamiento involucran grandes inversiones que ameritan en todo proyecto la certificación de reservas comprobadas de largo plazo y la seguridad de una demanda mínima con un horizonte de crecimiento.

⁴ Aquellos usuarios que consumen 10.000 m³/día en firme o más de 3 millones de m³ anuales en variante interrumpible.

El sistema de gas natural en Argentina consta de tres etapas: producción, transporte y distribución. La producción está desregulada, rigiéndose de este modo por las condiciones de mercado, mientras el transporte y la distribución están regulados por una Ley Nacional⁵, mediante un esquema regulatorio del tipo *price cap*.

Las transportistas dirigen el gas desde el punto en el que el gas se inyecta, en cabecera de gasoducto, hasta el punto de recepción, o *city gate*. La concesión del transporte ha sido otorgada a dos empresas, la primera, Transportadora de Gas del Norte S.A., que transporta el fluido en el centro-norte del país, y la segunda, Transportadora de Gas del Sur S.A., que opera en el centro-sur del país.

Asimismo, las distribuidoras de gas natural constituyen ocho monopolios regionales, que toman el gas en el punto de *city gate*⁶ y lo distribuyen hasta el punto final de consumo. Las mismas abastecen a diversas categorías de usuarios, proveyendo diferentes servicios: i) a los usuarios residenciales y pequeños comercios, los proveen del servicio de distribución y transporte, así como también les entregan el gas natural; y ii) a los grandes consumidores solo les prestan el servicio de distribución y/o transporte, mientras estos últimos se abastecen de gas natural por propia cuenta.

Los usuarios residenciales y pequeños comercios son abastecidos de gas natural por las distribuidoras de cada zona. A tales fines, esas licenciatarias los proveen de gas mediante relaciones contractuales de largo plazo con los productores, respetando sus respectivos contratos de transporte.

Este segmento de consumo residencial y comercial tiene escasa posibilidad de sustituir el insumo por otros combustibles alternativos, básicamente porque la infraestructura instalada, principalmente destinada a la calefacción o cocción, no permite la alternancia con otros productos como el *fuel oil*, la electricidad u otros.

Por su parte los grandes usuarios, industrias y/o generadoras térmicas, son abastecidos conforme los contratos que cada uno firma con los productores de gas. Cabe destacar que estos usuarios tienen una mayor capacidad para sustituir el gas natural por otros combustibles. Sin embargo, en la actualidad las diferencias de precios hacen que la sustitución sea marginal. Así, por ejemplo, el precio del gas natural más el componente de transporte y el de distribución determina que el precio final por el servicio público de gas alcance un valor aproximado en Buenos Aires de 4,5 a 6 US\$/MMBTU⁷, mientras el *fuel oil* alcanza a aproximadamente a los 8,4 US\$/MMBTU, el *gas oil* a los 15,7 US\$/MMBTU y el gas natural licuado (GNL) regasificado a los 12,5 US\$/MMBTU. Tales

⁵ Marco regulatorio de la Industria del Gas Natural, Ley 24.076.

⁶ Para lo cual mantienen contratos con las transportistas. Cada distribuidora configura sus contratos dependiendo de sus puntos de inyección de gas, ya fuere en cuenca Norte, Neuquina o Sur; y los puntos de consumo de sus clientes.

⁷ Se han adicionado los costos tarifarios más los cargos fideicomiso de transporte y los cargos específicos de gas natural.

diferencias dependen obviamente de la evolución que tenga el precio del crudo (WTI) y de los insumos energéticos relacionados, tal como se detalla en la siguiente tabla.

Tabla 1
Evolución del precio de los insumos energéticos
considerando diversos escenarios de evolución del precio WTI

Productos	Estimación 1	Estimación 2	Estimación 3
	US\$/bbl		
WTI	65	80	95
	US\$/MMBTU		
Fuel Oil	8,4	10,2	13,8
Gas Oil	15,7	18,8	22,9
Gas Natural Henry Hub	7,0	7,7	9,4
Propano	12,5	14,6	16,4

Fuente: elaboración propia basada en «Base de datos EIA. Estimaciones y Proyecciones: Table 2. U.S. Energy Nominal Prices».

A todo ello se suma que la alternancia entre gas natural y otros combustibles solo estaría disponible para aquellas empresas que hayan realizado una inversión en infraestructura que permita la sustitución del gas natural, y que además no implique tiempos de preparación largos o modificaciones en la calidad del producto realizado.

Por las cuestiones enumeradas, surge que el mercado relevante de producto para el presente análisis es entonces el de gas natural. Ello pues, todos los usuarios finales, ya fueren residenciales, pequeños comercios o grandes usuarios, por diversos motivos, tienen un margen limitado para realizar una sustitución inmediata y poco costosa del gas natural por otro insumo energético.

2.2. MERCADO GEOGRÁFICO RELEVANTE EN EL MERCADO DE GAS NATURAL DE ARGENTINA

Desde el punto de vista geográfico se considera a un mercado nacional cuando:

- a) Existen indicios de que los consumidores han trasladado o pueden trasladar su consumo hacia otras regiones geográficas como respuesta a un cambio en los precios relativos o en otras variables relevantes.
- b) Existen indicios de que los productores elaboran sus estrategias de negocios sobre la base de que existe sustitución en las demandas de distintas regiones geográficas ante cambios en los precios relativos o en otras variables relevantes.
- c) El tiempo y costo que le implica al consumidor el traslado de su demanda hacia otras regiones geográficas es menor comparado con los beneficios que le reporta.

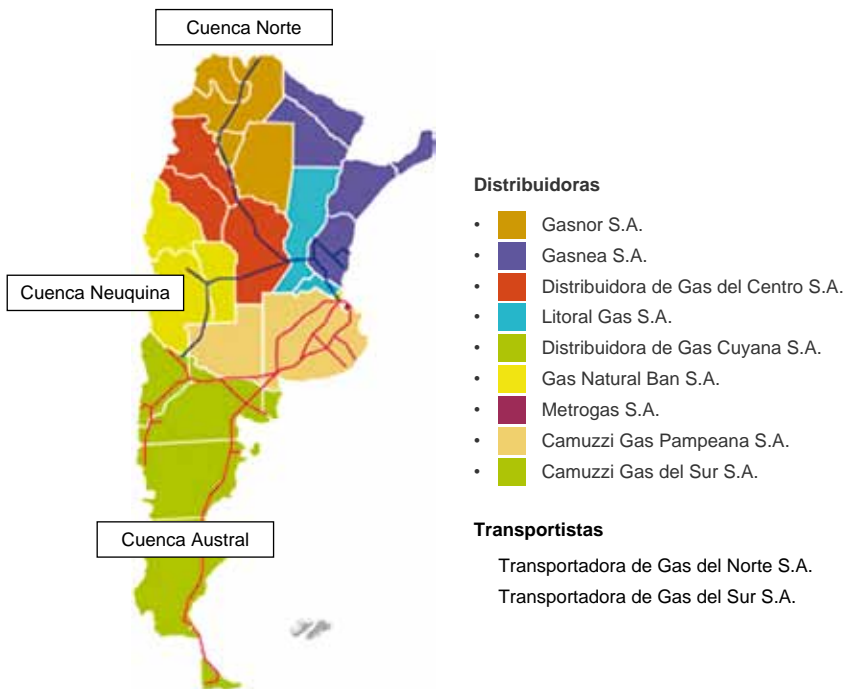
En el mercado de gas natural, la existencia de una restricción estructural constituida por el alto costo de transporte, debido a la necesidad de transporte por gasoducto, determina que este producto tenga baja «transabilidad».

El sistema gasífero argentino está compuesto por un transporte que alcanza a las distintas cuencas productoras, a saber: Norte (Salta), Neuquina (Mendoza y Neuquén) y Austral (Chubut, Santa Cruz, Tierra del Fuego), y permite que en los principales centros de consumo se pueda optar por el gas de diferentes productores. En el caso de la zona del Gran Buenos Aires, donde se concentra gran parte del consumo nacional, es posible adquirir gas proveniente de cualquiera de las cuencas productoras (ver Gráfico 1).

Sin embargo, el consumo de gas de cada usuario final está condicionado a que exista disponibilidad de transporte para cada una de las rutas, que tienen punto de partida en cada una de las cuencas y punto de recepción, en la mayoría de los casos, en Buenos Aires u otras ciudades ubicadas en el área geográfica central del país. En este sentido, la existencia de restricciones de capacidad de transporte hace que los usuarios, con diferentes localizaciones, difícilmente puedan sustituir el origen de la cuenca del gas natural.

Cabe destacar que las distribuidoras y/o los grandes usuarios mantienen contratos de transporte a largo plazo, definidos para puntos específicos de inyección de gas y de entrega. Por ende, la compra de gas debe solaparse perfectamente con el transporte para que cada demandante pueda ejecutar simultáneamente la demanda de transporte y de gas natural. De este modo, nuevamente se observa la complejidad que existe cuando algún demandante decide modificar la cuenca de la que se abastece.

Gráfico 1
Sistema de transporte y distribución de gas natural



Adicionalmente, la existencia de contratos de mediano plazo, entre los usuarios y los productores de gas hace que solo una parte marginal del gas transado pueda efectuarse en carácter de *spot*, y por consiguiente no resulta sencillo e inmediato el hecho de que cada usuario pueda cambiar inmediatamente la cuenca de provisión de gas ante alteraciones en las condiciones de mercado, básicamente ante cambios en los precios del gas en cada cuenca.

En síntesis, estas cuestiones determinan que el mercado de gas no presente *hubs* eficientes de intercambio de gas entre cuencas, lo que constituye a cada una de las cuencas en mercados independientes entre sí.

Es decir que las distribuidoras y/o los grandes usuarios tienen una localización o área de influencia, y que ello a su vez implica determinada contratación de transporte. Dicha contratación no es flexible, por ende es común que cada distribuidora y/o cada gran usuario deba demandar gas de una cuenca en determinada proporción. Este hecho define que los usuarios no puedan intercambiar el gas entre cuencas de forma instantánea y generalizada.

Además y para verificar si el mercado geográfico relevante es local o nacional, en la tabla que se presenta a continuación se muestra la relación estadística entre los precios de las diferentes cuencas. Como puede observarse, la correlación de los precios entre las distintas cuencas es baja en la mayoría de los casos estudiados⁸. Se verifica entonces que las variaciones de precios en alguna de las cuencas no necesariamente se trasladan a las demás. Este resultado, también permite afirmar que el mercado de gas desde el punto de vista geográfico debe analizarse a nivel de cuenca y no a nivel nacional.

Tabla 2
Coefficientes de correlación entre los precios de cada cuenca, 1993-2001

	Neuquén-Norte	Neuquén-Austral	Norte-Austral
Coefficiente de correlación	0,91	0,44	0,29
R2	0,82	0,19	0,09

Fuente: elaboración propia basándose en la información del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS).

Para efectuar el análisis estadístico se han tomado los precios del gas correspondientes a los años 1993-2001 documentados en el ENARGAS. Ello pues, a partir de 2001: la crisis macroeconómica, la distorsión de precios relativos de la energía y los acuerdos de precios fijados entre los productores de gas y el gobierno nacional (léase Resolución MINPLAN N° 208/04, Resolución S.E. N° 599/07), estableció un esquema de precios administrados o «acordados» al menos hasta inicios del año 2007.

⁸ La excepción se presenta para la correlación de precios entre la cuenca Neuquina y Norte. Sin embargo, a pesar de mantener una correlación positiva, la relevancia de la producción de la cuenca Norte es marginal sobre el total, apenas llega al 10% promedio, y en la actualidad prácticamente la totalidad del gas inyectado en el norte es importado de Bolivia.

Por los motivos expuestos, resulta entonces relevante analizar un mercado geográfico o «local» de gas natural, conforme la apertura por cuencas: Norte, Neuquina y Austral. Tal definición se deriva de la imposibilidad generalizada que los usuarios y distribuidoras tienen para modificar el origen de la provisión de gas natural ante modificaciones en los precios de cada cuenca de provisión⁹ y de la escasa correlación de precios que existe entre las distintas cuencas.

2.3. JURISPRUDENCIA Y ANTECEDENTES RESPECTO DE LA DETERMINACIÓN DEL MERCADO RELEVANTE DE PRODUCTO Y GEOGRÁFICO EN ARGENTINA

La jurisprudencia argentina coincide con nuestra visión en cuanto a que el mercado relevante de producto está circunscripto al del gas natural, tal es el caso del dictamen elaborado a los fines de analizar la operación de fusión entre Chevron San Jorge S.A. y Alberta Energy Company Argentina S.A.¹⁰, o el caso de la fusión planteada entre Pérez Companc S.A., y las empresas del grupo UTE Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A. (YPF), Compañía General de Combustibles S.A., Sudelektra Argentina S.A., Quintana Exploration Argentina S.A., Quintana Minerals Argentina Inc., y Santa Cruz I Unión Transitoria de Empresas¹¹.

En estos dictámenes, la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (CNDC) sostiene que al estar afectada la provisión de gas a demandas que presentan escasa posibilidad de sustitución¹², entonces, el mercado relevante de producto se circunscribe al de gas natural.

Ahora bien, a diferencia de lo que nosotros sostenemos, la jurisprudencia de la CNDC sostiene que el mercado geográfico relevante de gas natural es uno nacional e integrado.

Por ejemplo en Chevron San Jorge S.A. y Alberta Energy Company Argentina S.A. sostiene:

⁹ Caben destacar situaciones que se dieran en el mercado, a saber: en el primer caso se destaca que ante la «caída» o deplotación de varios yacimientos en la cuenca Norte, en el año 2004, la escasez que se presentara hizo que los precios del gas provenientes de ese cuenca aumentarían un 40% —pasando de 1,8 a 2,5 US\$/MMBTU—. Sin embargo, como las rutas de transporte estaban contratadas y en términos económicos implican el pago obligatorio de un *fee* independientemente de su uso, los usuarios mantuvieron la demanda desde esa cuenca. En segundo lugar, se destaca una situación de escasez parecida, pero ocurrida en la cuenca Neuquina en el año 2005-2006, nuevamente la demanda de dicha cuenca ante el aumento de sus precios no pudo ser derivada hacia las otras cuencas de forma generalizada, —la diferencia era del orden de los 1,25 US\$/MMBTU entre la cuenca Neuquina y Austral—.

¹⁰ Analizado en la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia de Argentina, Ley 25.156, Expediente N° 064-006221-2000.

¹¹ Analizado en la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia de Argentina, Ley 25.156, Expediente N° 64-008639-2000.

¹² En el caso bajo análisis entre el petróleo y el gas natural.

No obstante, la existencia de un sistema nacional de transporte que alcanza a las distintas cuencas productoras, permite que en los principales centros de consumo pueda optarse por el gas de diferentes productores. En el caso de la zona del Gran Buenos Aires, donde se concentra gran parte del consumo nacional, es posible adquirir gas proveniente de cualquiera de las cuencas productoras.

Por lo tanto, como consecuencia de todo lo expuesto precedentemente, el mercado geográfico relevante para la evaluación de esta operación de concentración económica es el mercado nacional tanto de petróleo crudo como de gas natural.

Asimismo, en el Dictamen elaborado para el caso de fusión entre las compañías Pérez Companc S.A. y las empresas que constituían la UTE, citadas al inicio del apartado, se menciona que: «En lo que al mercado de gas natural se refiere, la existencia de un sistema nacional de transporte que alcanza a las distintas cuencas productoras, permite que en los principales centros de consumo del mismo pueda optarse por el gas de diferentes productores».

En este sentido, por los motivos expuestos en el apartado 2.2, consideramos que los argumentos expuestos en la jurisprudencia citada, respecto de la determinación de si el mercado de gas natural es uno nacional o local, no resultan de un análisis pormenorizado del funcionamiento del mercado en cuestión.

Como se explicó, no es cierto que el mercado de gas natural sea uno integrado a nivel nacional. Al respecto, explicamos que la existencia de relaciones contractuales a mediano plazo entre las distribuidoras y/o grandes usuarios con transportistas y productores de gas natural no permite que se constituya un mercado flexible y nacional de gas natural. Por ende, el mercado geográfico relevante no es nacional sino local.

Por tal motivo, a los fines de realizar un estudio de la competencia y sus cuantificaciones respectivas, se procederá a efectuar un estudio geográfico del gas natural, acotado geográficamente a cada una de las cuencas: Norte, Neuquina y Austral.

3. INDICADORES DE CONCENTRACIÓN

En esta sección se analiza el grado de concentración que existe en el mercado de gas natural utilizando los indicadores de concentración más comúnmente utilizados en el análisis *antitrust*.

3.1. INDICADOR DE CONCENTRACIÓN (IC)

El indicador de concentración más sencillo responde a la fórmula

$$C_k = \sum_{i=1}^k S_i$$

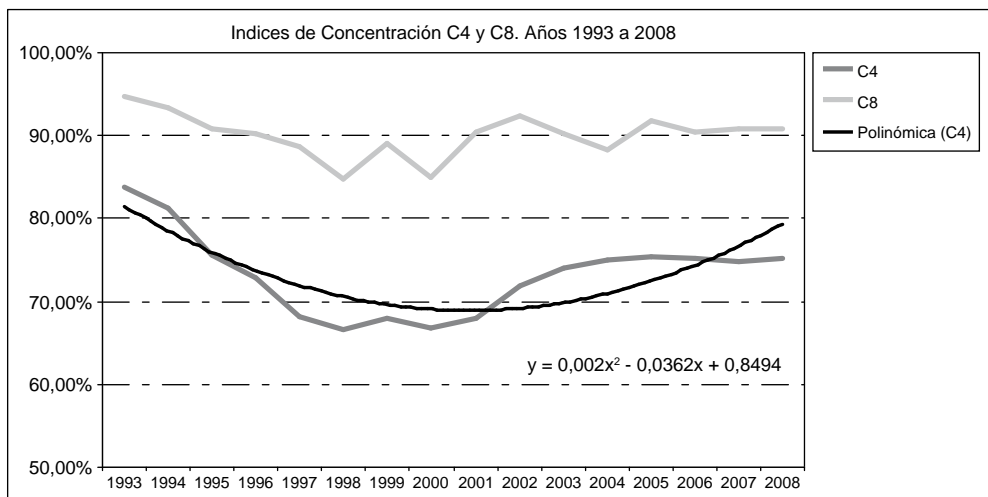
En donde, S_i es la cuota de mercado de la empresa i , ordenando las empresas en orden decreciente de cuota de mercado. De modo que C_4 representa la suma de las

cuotas de mercado de las cuatro mayores empresas. El valor de C_k varía entre k/n , donde «n» es el número total de empresas (concentración mínima) y 100% (concentración máxima). La situación de concentración mínima se da cuando todas las empresas tienen la misma cuota de mercado.

Si el C_4 es cercano a cero, el valor puede indicar que es una industria altamente competitiva, pues las cuatro firmas más grandes no tienen participación significativa del mercado. En general, si el C_4 es menor al 40%, es decir que las cuatro empresas más grandes tienen menos del 40% del mercado, entonces la industria es muy competitiva, pues hay una cantidad de empresas compitiendo, pero ninguna posee una parte muy grande del mercado. En el otro extremo, si el C_1 es más del 90%, es decir que una firma controla más del 90% del mercado, se está ante una estructura organizativa de la industria de carácter monopolístico.

Sin embargo, aun cuando el indicador de concentración sea elevado, presenta un panorama incompleto de la concentración de las empresas en una industria, debido a que no utiliza la información de todas las firmas que participan en la industria y tampoco provee información sobre la distribución por tamaño de las empresas. Así, de darse un cambio significativo en las participaciones de mercado de las empresas incluidas en el indicador, el valor de esta estadística se mantendría invariable.

Gráfico 2
Indicador de Concentración (IC)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de las Estadísticas de la Secretaría de Energía

Como puede observarse el estadístico C_4 presenta valores elevados con un promedio del orden del 73,3% para todo el período analizado. Cabe destacar que este estadístico disminuye año a año y alcanza un punto de inflexión hacia el año 2000, cuando comienza a aumentar la concentración alcanzando hacia 2007 valores similares

a los verificados al inicio de la desregulación, tal como lo demuestra la función polinómica que «ajusta» a la curva C4.

Lo mismo ocurre con el estadístico C8, que presenta el menor valor hacia el año 2000 del orden del 85%, siendo el mismo elevado, y que culmina hacia el año 2008 con un valor del orden del 91%. Es decir, que las primeras ocho productoras de gas natural tienen en la actualidad una participación del 91% del mercado.

En síntesis, pareciera que la crisis macroeconómica iniciada hacia fin de 2001, fomentó una mayor concentración en el mercado de gas natural. Asimismo, las medidas que se propiciaron en el sector energético que pronunciaron la desregulación del mercado de gas hacia 2004, tampoco parecen haber logrado una estructura de mercado más competitiva.

Cabe destacar que por un lado las medidas implementadas en el sector energético fomentaron el surgimiento de comercializadores¹³ a partir del año 2004, lo cual debería aumentar la competencia en el mercado de gas, y por el otro determinaron que los usuarios con mayores consumos debieran comprar y gestionar sus propias compras de gas natural, generando de este modo una profundización de la desregulación por el lado de la demanda, pues, la misma se atomizó y aumentó el número de demandantes que negocian precios y cantidades en el mercado.

3.2. INDICADOR HERFINDAHL-HIRSCHMAN (IHH)

El indicador más utilizado en el análisis *antitrust* es el Indicador Herfindahl-Hirschman (IHH) que responde a la fórmula:

$$IHH = \sum_{i=1}^k (S_i)^2$$

El IHH da una visión más completa de la concentración de la industria, pues, por un lado este indicador utiliza la participación de mercado de todas las empresas de la industria y luego las participaciones son elevadas al cuadrado, con lo cual se pondera más a aquellas que detentan una mayor participación de mercado.

El valor mínimo corresponde a una situación de mercado altamente atomizada, en la cual el mercado se conforma por un gran número de firmas, y cada una de ellas tiene un tamaño poco significativo, en ese caso el indicador tenderá a cero (y eso se dará justamente cuando el número de firmas converja a un número elevado). En el otro extremo, el valor máximo se alcanzará cuando el índice llegue a 10 000 puntos, en ese caso se verificará un monopolio, en el que un solo agente posee el 100% de la cuota de mercado.

Este indicador tiene la propiedad de que disminuye al incrementarse el número de empresas que participan en la industria.

¹³ Los comercializadores son «intermediarios» entre los productores de gas natural y los usuarios, que compran gas a los primeros y los revenden a los segundos.

El Departamento de Justicia de los EEUU utiliza los siguientes rangos para determinar el grado de concentración en los mercados que analiza.

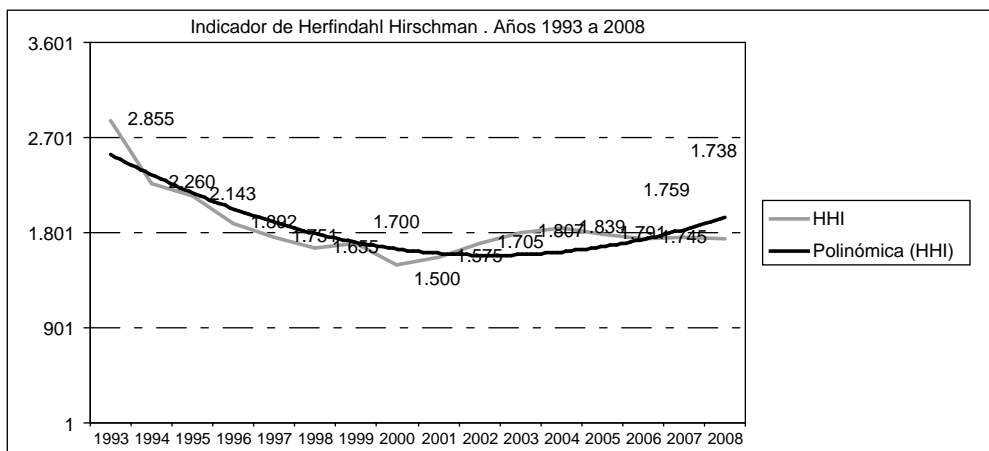
- Un valor del IHH igual o menor a 1000 puntos representaría un mercado des-concentrado, es decir la concentración no generaría problemas para el ejercicio de la competencia.
- Un valor del IHH entre 1000 puntos y 1800 puntos representaría un mercado moderadamente concentrado.
- Un valor del IHH mayor de 1800 puntos representaría una estructura de mercado altamente concentrada.

Un problema de este indicador es que cualquier fusión aumenta su valor, no obstante que es probable que haya fusiones que en lugar de reducir la competencia la incrementen. Por ejemplo, el indicador se incrementa cuando dos empresas pequeñas que coexisten con una de gran tamaño se fusionan. Ahora bien, este tipo de fusión bien podría incrementar la competencia en el mercado, pues esta situación permite que esas empresas que se han fusionado tengan capacidad de respuesta ante decisiones unilaterales de la firma de mayor tamaño.

Dicho indicador para los años analizados alcanza un valor de 1857 puntos en promedio, las cifras de un mercado moderadamente concentrado para los estándares del Departamento de Justicia de los EEUU. Sin embargo, deberá considerarse que de analizarse este estudio por cuenca, las cifras ascienden fuertemente.

Nuevamente tal como puede evaluarse, se verifica un punto de inflexión hacia el año 2000. A partir de allí el indicador vuelve a aumentar.

Gráfico 3
Indicador Herfindahl-Hirschman (IHH)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de las Estadísticas de la Secretaría de Energía

De las estadísticas pareciera surgir que el valor de este indicador disminuyó entre 1993 y 2000, debido al mayor número de empresas que se fueron incorporando en el proceso, que pasaron entre estos años de 30 a 38, y a que la incorporación de nuevas empresas disminuyó la participación que tenía la principal empresa de gas natural que es Repsol YPF S.A.

A partir del año 2000, el indicador parece aumentar debido a que algunas empresas que antes tenían una participación inferior al 20%, ahora a través de la constitución de Uniones Transitorias, o «cuasi» fusiones, verían aumentada su participación.

Tal es el caso de la Unión Transitoria conformada por Total Austral S.A., Pan American Energy S.A. y Wintershall, que en la cuenca Austral comenzaron a ejercer competencia en esa ruta de provisión de gas, compitiendo con la mayor empresa hasta ese momento: Repsol YPF S.A.

3.3. INDICADOR DE DOMINANCIA (ID)

Para superar las desventajas del índice IHH, las autoridades de competencia de varios países suelen complementar el análisis calculando el Indicador de Dominancia (ID)¹⁴. El mismo se caracteriza por no penalizar cualquier fusión o concentración relativa entre empresas del mercado, sino que su valor depende del tamaño relativo de las empresas fusionadas y de la estructura particular de mercado. Su cálculo surge de aplicar la siguiente fórmula:

$$ID = \sum_{i=1}^k \left[\frac{S_i^2}{IHH} \right]^2$$

El ID se define como la suma del cuadrado de las participaciones individuales de cada empresa dentro de la industria divididas por el IHH y elevado todo esto último al cuadrado.

Al respecto se destacan las siguientes observaciones:

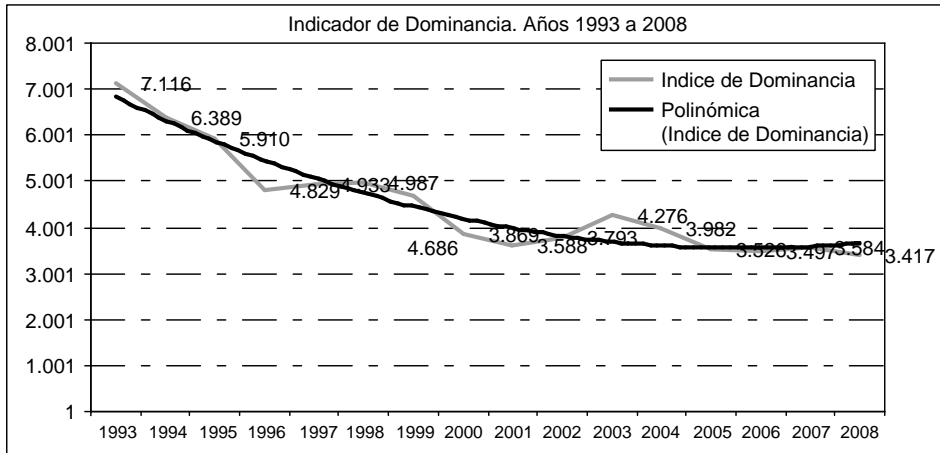
- En el caso de empresas del mismo tamaño el IHH y el de ID son iguales al inverso del número de empresas (1/n).
- Cualquier concentración que incluya a una empresa de mayor tamaño incrementará el índice. Lo cual indica que cualquier concentración que pueda aumentar el poder sustancial de una firma incrementará el valor del índice.
- Si una empresa tiene más del 50% del mercado, entonces cualquier concentración del resto de las firmas del mercado reducirá el índice.

Lo explicado con anterioridad se ve en el Indicador de Dominancia, el mismo desciende de forma ininterrumpida desde 1993 en adelante. Así, pareciera que la estrategia

¹⁴ Este indicador fue desarrollado por la Comisión Federal de Competencia de México.

defensiva de los competidores de Repsol YPF S.A., principalmente aquellos localizados en áreas de la cuenca Austral, que implicó de alguna forma una fusión y/o estrategias de exploración y producción conjunta, ha permitido que se mantenga cierta rivalidad en este mercado

Gráfico 4
Indicador de Dominancia (ID)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de las Estadísticas de la Secretaría de Energía

3.4. PRESENTACIÓN DE INDICADORES POR CUENCA

En este apartado se presentarán los estadísticos correspondientes a cada una de las cuencas. Ello pues, el mercado de gas natural presenta cuestiones de índole técnico-económico que requieren de su segmentación en mercados regionales: Norte, Neuquina y Austral.

Cabe destacar que al abrir estos indicadores por cuenca se encuentran diferencias relevantes en el comportamiento de la oferta productora.

Tabla 3
Comparación de indicadores de concentración por cuenca

	Concentración C4		Herfindahl-Hirschman			Dominancia			
	1994-1999	2000-2008	1994-2008	1994-1999	2000-2008	1994-2008	1994-1999	2000-2008	1994-2008
Total país	72,1%	72,9%	72,5%	1900	1718	1809	5289	3726	4507
Norte	100,0%	99,9%	99,9%	7308	3796	5552	7660	4291	5976
Neuquina	81,4%	85,3%	83,4%	3352	3130	3241	8003	6250	7126
Austral	74,3%	78,0%	76,1%	1674	1826	1750	2854	3073	2964

Fuente: elaboración propia basada en datos de la Secretaría de Energía. *Upstream*.

Neuquina: incluye Cuyo y Neuquén.

Austral: incluye Santa Cruz, Tierra del Fuego y Golfo San Jorge (Chubut).

Como puede observarse tanto la cuenca Norte como la cuenca Neuquina, que participan en un 14% y 58% del total producido en el país respectivamente, mantienen una alta concentración, que no se ha revertido en el tiempo. Nótese que el C4 alcanza en la cuenca Norte un valor del 100% para los años 1994 a 2008, mientras en la cuenca Neuquina incluso se verifica el aumento de este indicador, que alcanza un 81,4% entre 1994 y 1999, y del 85,3% entre 2000 y 2008.

Adicionalmente, estos indicadores de concentración son consistentes con lo que ocurre en el indicador Herfindahl-Hirschman, pues, para los años 1994 a 2008 sus valores alcanzaron a 5552 puntos en cuenca Norte y a 3241 puntos en cuenca Neuquina.

Estos valores demostrarían que existe una alta concentración en el mercado de gas natural. Máxime si se considera que un 72% del total de gas en el país se negocia en estas cuencas y en condiciones en donde el mercado productor presenta una fuerte concentración.

Ahora bien los indicadores de dominancia para la cuenca Norte y Neuquina han descendido. En la cuenca Norte, pasó de 7660 puntos entre 1994 y 1999, a 4291 puntos entre 2000 y 2008.

En el caso de la cuenca Neuquina el indicador de dominancia también descendió partiendo de 8003 puntos (en promedio) para el período comprendido entre 1994-1999 a los 6250 puntos desde el año 2000 hasta 2008. Este hecho podría deberse al ingreso de nuevos productores, fruto de la privatización de nuevas áreas o del otorgamiento de yacimientos luego de la renegociación de contratos cuando se privatizara Repsol YPF S.A.

4. INCIDENCIA DE LA ESTRUCTURA DE MERCADO EN LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL

Los indicadores estimados para el mercado de gas natural en el apartado 3 demuestran que este se encuentra concentrado.

Hemos visto que durante la década de 1990 la política energética estuvo diseñada para fomentar la desregulación de la producción de gas natural y para promover la incorporación de nuevos ofertantes.

Otras medidas promovieron la competencia en la parte demandante del mercado. Así, a partir de septiembre de 2005 los medianos y grandes consumidores del mercado fueron obligados a comprar el gas por propia cuenta, cuando antes podían ser abastecidos también por las distribuidoras¹⁵. Este hecho atomizó especialmente la composición de la demanda y limitó el ejercicio de la negociación entre los consumidores y los productores.

¹⁵ Cabe señalar que las distribuidoras por los volúmenes negociados tenían cierta capacidad de negociación con el mercado productor.

Adicionalmente, el Decreto del Poder Ejecutivo Nacional 180 permitió que los usuarios intercambien gas y transporte en forma directa y flexibilizó las condiciones de funcionamiento del mercado para que los intercambios se realicen entre los diferentes participantes.

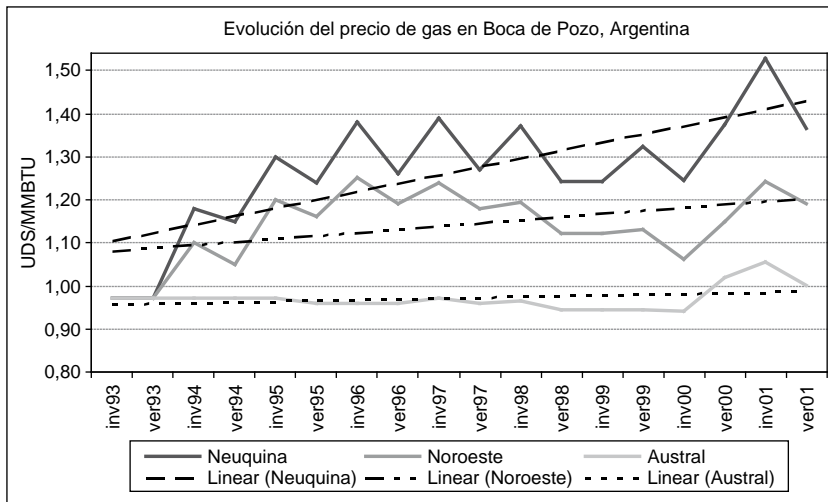
Las medidas tomadas en este mercado no parecieran haber logrado una menor concentración de la oferta de gas. Es más, aquellas normas promovidas a los fines de atomizar la parte de la demanda, lejos de aumentar la competencia y desconcentrar el mercado pudieron haber inducido a un efecto contrario. Nótese el aumento de los indicadores C4, HHI e ID para las diferentes cuencas a partir del año 2005 en los gráficos que se adjuntan en el Anexo.

4.1. PRECIOS DE GAS NATURAL EN BOCA DE POZO

Desde la privatización los precios del gas natural evolucionaron con tendencia creciente, según las distancias de las rutas de transporte: Norte, Neuquina y Austral.

Se tiene así que el incremento de precios promedio del total país aumentó de forma continua. Durante el período 1993 a 2001, el precio del gas creció aproximadamente un 35%, como se observa en el gráfico siguiente.

Gráfico 5
Precio del gas natural (US\$/MMBTU)



Fuente: elaboración propia basada en la información del ENARGAS.

Nótese que la evolución del precio del gas natural mantuvo una tendencia continua y creciente que comenzó en el año 1993, con un precio para todas las cuencas equivalente a los 0,97 US\$/MMBTU y evolucionó hacia 2001, a valor en la cuenca Neuquina de 1,53 US\$/MMBTU, en la cuenca Norte de 1,24 US\$/MMBTU y en la Austral

de 1,06 US\$/MMBTU¹⁶. Estos incrementos fueron notoriamente divergentes entre las cuencas.

Tabla 4
Comparación de precios por cuenca (US\$/MMBTU)

Precio de cuenca	Neuquina	Noroeste	Austral
1993	0,97	0,97	0,97
Verano 2001	1,37	1,19	1,00
Invierno 2004	1,53	1,24	1,06
Verano 2001-1993	41%	23%	3%
Invierno 2001-1993	58%	28%	9%

Fuente: elaboración propia basada en la información del ENARGAS.

En la actualidad, luego de la crisis macroeconómica del año 2002, el mercado ha sido segmentado entre los diferentes destinos. Mientras los usuarios residenciales abonan como máximo 0,76 US\$/MMBTU, los grandes usuarios pagan en promedio entre 3 y 3,5 US\$/MMBTU.

También las diversas cuencas mantienen precios divergentes entre sí, así mientras las condiciones de escasez determinan un precio del orden de los 3,5 US\$/MMBTU para las cuencas norte y neuquina, en la cuenca austral las inversiones en las etapas de exploración y explotación definen que exista una «abundancia» transitoria del fluido y que los precios spot disminuyan, habiendo llegado a los 1,25 US\$/MMBTU durante el año 2008.

Como vemos, los precios de los grandes usuarios pasaron en el año 2001 de los 1,54 US\$/MMBTU en cuenca neuquina a los 3,5 US\$/MMBTU en 2009. Es importante mencionar que la evolución de los precios en el mercado de grandes consumos resultó completamente desregulada desde inicios de 2005, en un contexto en el que esos consumidores están obligados a negociar sus contratos de provisión directamente con comercializadores y/o productores.

5. CONDICIONES DE MERCADO E INDICADOR DE RIVALIDAD (IR)

La teoría económica reconoce que mercados concentrados pueden mostrar comportamientos competitivos mediante los cuales las participaciones de mercado de las empresas participantes en el mismo cambian significativamente de un período a otro. Ello pues, el grado de competencia no solo se relaciona solo con la magnitud de la concentración,

¹⁶ Los precios de gas natural mencionados corresponden al invierno 2001. Nótese en el gráfico que los precios de gas natural se modulan siendo mayores en el invierno que en el verano. Ello se debe a la estacionalidad, pues en invierno por motivos térmicos aumenta la demanda de gas y con ella su precio.

reflejada por la participación o cuota de mercado, sino que también depende de la intensidad con la que se plantea la competencia.

Para profundizar el análisis de la dinámica del mercado y verificar si en este mercado las participaciones de mercado han cambiado significativamente se procedió a calcular el indicador de «rivalidad» (Cabral 1997).

La fórmula que responde a ese propósito se basa en la diferencia de las participaciones de las empresas presentes en un mercado, producida entre dos períodos. Sus valores varían entre cero y uno, identificando el grado de rivalidad (G_r):

$$G_r = \frac{1}{2} \sum |S_{i2} - S_{i1}|$$

Donde $|S_{i2} - S_{i1}|$ es la diferencia absoluta de las participaciones de mercado de la empresa i en los períodos 1 y 2, mientras que la sumatoria (\sum) llegaría hasta n , que es el número total de empresas que alguna vez integraron este mercado. El grado de rivalidad (G_r) varía entre 0, máxima estabilidad de las participaciones, a 1, máxima inestabilidad de las participaciones.

El grado de rivalidad (G_r) responde a las variaciones en las participaciones de mercado de las empresas participantes. Se espera que un mercado con un grado de rivalidad alto tenga mayores niveles de competencia que otro con grados de rivalidad cercanos a cero.

Como se mencionó anteriormente un mercado con un grado de rivalidad (G_r) de 0, es de máxima estabilidad y con un resultado de 1 es de máxima inestabilidad.

Los resultados de este estimador muestran que el mercado de gas no presenta rivalidad inter productores. Es más, en el último tiempo la rivalidad del mercado lejos de haber aumentado, ha ido disminuyendo para todas las cuencas (ver Tabla 5).

Tabla 5
Comparación de indicadores de rivalidad por cuenca

	Rivalidad		
	1994-1999	2000-2008	1994-2008
Total país	0,0888	0,0680	0,0784
Norte	0,0778	0,0587	0,0682
Neuquina	0,0954	0,0512	0,0733
Austral	0,2176	0,1360	0,1768

Fuente: elaboración propia basada en datos de la Secretaría de Energía. *Upstream*.

6. CONCLUSIONES

El proceso de privatización iniciado en 1992 que promovió medidas para incentivar la desregulación de los mercados energéticos y aumentar la competencia, pareciera tener un alcance limitado en el logro de los objetivos que se propusieron.

Los indicadores de concentración estimados en este trabajo indican que la concentración en este mercado tanto a nivel nacional como en las distintas cuencas es alta y no ha disminuido con el tiempo. Asimismo este trabajo ha brindado argumentos para sostener, en contra de la jurisprudencia de la CNDC, que el mercado geográfico de gas natural no es nacional sino que el mismo se circunscribe a cada una de las cuencas gasíferas.

Las medidas implementadas luego de la crisis de 2001 han favorecido la atomización de la demanda lo que fortalece aún más la posición de la oferta concentrada.

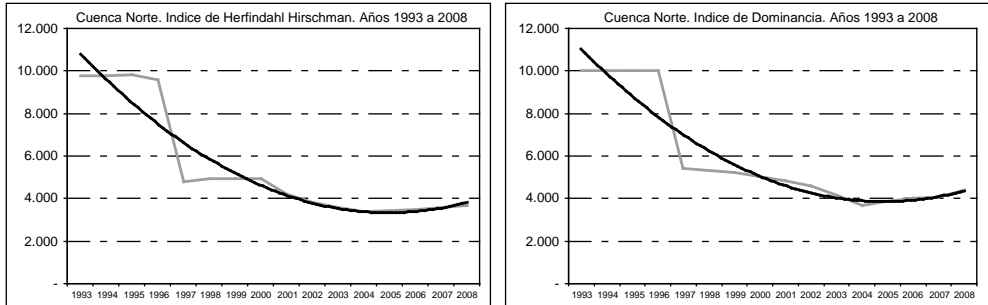
Desde una perspectiva dinámica, la competencia entre las empresas no solo no aumentó sino que cayó, tal como lo evidencia el indicador de rivalidad.

A estos resultados debe adicionarse el hecho que el mercado de gas natural presenta altos costos de inversión y que estos ofician como «barrera a la entrada» al ingreso de nuevas empresas y limitan de este modo el grado de «desafiabilidad» del mercado.

En definitiva las condiciones de competencia en el mercado de gas natural de la Argentina son bastante pobres y se condicen más bien con las de un mercado oligopólico¹⁷. Este resultado obliga a las autoridades de competencia y al regulador sectorial a mantener una mirada atenta a lo que sucede en este mercado ya que el mismo ha probado ser menos competitivo que lo que se esperaba al momento de su privatización.

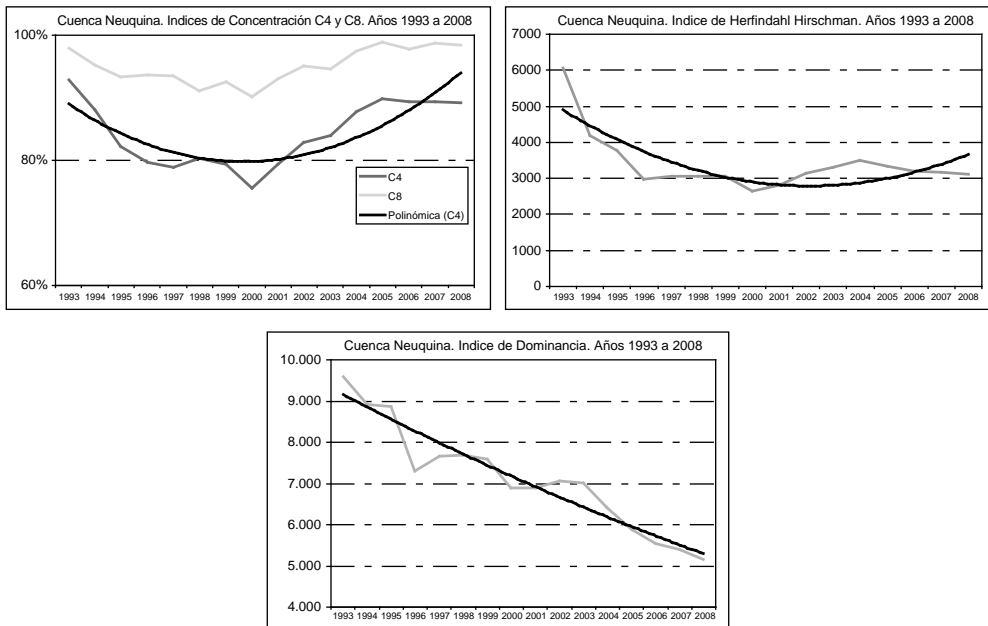
¹⁷ Con una buena base de datos podría tratar de estimarse a qué tipo de mercado oligopólico responde este mercado.

Anexo I Cuenca Norte Indicador Herfindahl-Hirschman (IHH) y de Dominancia (ID)



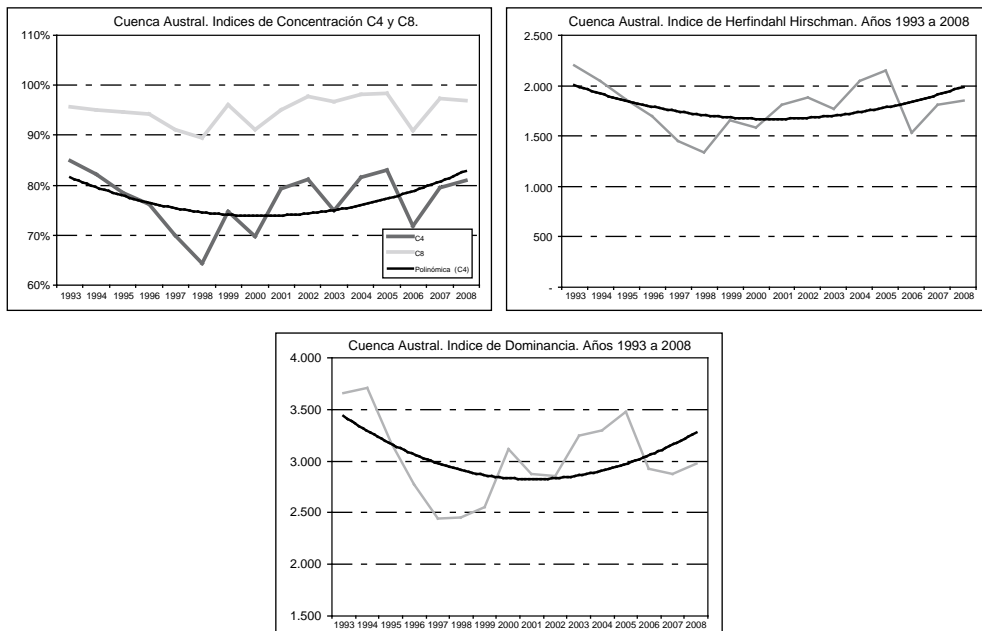
Fuente: Elaboración propia sobre la base de las Estadísticas de la Secretaría de Energía

Cuenca Neuquina Indicador de Concentración, Herfindahl-Hirschman (IHH) y de Dominancia (ID)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de las Estadísticas de la Secretaría de Energía

Cuenca Austral Indicador de Concentración, Herfindahl-Hirschman (IHH) y de Dominancia (ID)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de las Estadísticas de la Secretaría de Energía

FUENTES DE INFORMACIÓN ESTADÍSTICA Y REFERENCIAS

ESTADÍSTICAS UTILIZADAS

- Producción Total de Gas Natural por Productor desde 1992 hasta 2008. Secretaría de Energía de Argentina, Estadísticas y Tablas.
- Producción Total de Gas Natural por Productor y Cuenca desde 1992 hasta 2008. Secretaría de Energía de Argentina, Estadísticas y Tablas.
- Reservas Comprobadas de Gas Natural por Cuenca desde 1988 hasta 2007. Secretaría de Energía de Argentina, Estadísticas y Tablas.
- Precios de Cuenca del Mercado de Gas Natural, años 1993 a 2001. Ente Nacional Regulador del Gas de Argentina.
- Anales estadísticos y datos operativos del ENARGAS.

REFERENCIAS

BERG, S. y J. TSCHIRHART

1988 *Natural Monopoly Regulation: Principles and Practices*. Cambridge: Cambridge University Press.

BONDOROVSKY, D. y Diego PETRECOLLA

2002 «Argentina's Natural Gas Markets: Antitrust and Regional Integration Issues». En Paulina Beato y Jean-Jacques Laffont (editores). *Competition Policy in Regulated Industries: Approaches for Emerging Economies*. Washington, D.C.: Inter-American Development Bank.

- 2003 «Estructura del Mercado de Gas en la Argentina e Integración Energética Regional». En Diego Petrecolli y Christian Ruzzier (editores). *Problemas de Defensa de la Competencia en Sectores de Infraestructura en la Argentina*. Buenos Aires: Editorial Temas-UADE.
- 2004 «Argentina: from Growth to Crisis». En Paulina Beato y Juan Benavides (editores). *Gas Market Integration in the Southern Cone*. Washington, D.C. Inter-American Development Bank.

CABRAL, L.

1997 *Economía Industrial*. Madrid: McGraw Hill.

FIEL (Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas)

1998 *La regulación de la Competencia y de los Servicios Públicos: teoría y experiencia argentina reciente*. Buenos Aires: Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas.

GADANO, N.

1998 *Determinantes de la Inversión en el sector petróleo y gas de la Argentina*. Santiago de Chile: Serie Reformas Económicas CEPAL.

KOSULJ, R.

2002 *Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto en sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles*. Santiago de Chile CEPAL, serie 46.

NORMATIVAS

- Resolución Secretaría de Energía de la República Argentina N° 265/04
- Disposición Subsecretaría de Combustibles de la República Argentina SC N° 27/04
- Resolución Secretaría de Energía de la República Argentina N° 503/04
- Resolución Secretaría de Energía de la República Argentina N° 659/05
- Decreto Poder Ejecutivo Nacional N° 180/04
- Decreto Poder Ejecutivo Nacional N° 181/04
- Resolución Ministerio de Planificación Federal Inversiones Públicas y Servicios N° 208/04
- Resolución Secretaría de Energía de la República Argentina N° 752/05
- Resolución Secretaría de Energía de la República Argentina N° 599/07