

DESREGULACIÓN Y PRIVATIZACIÓN DEL MERCADO ARGENTINO DE HIDROCARBUROS: CONCENTRACIÓN DE MERCADO Y EFECTOS SOBRE PRECIOS*

*Federico, Diego A**
Ottone, Martín****

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN

CONSIDERACIONES PRELIMINARES

HIDROCARBUROS COMO RECURSOS ESTRATÉGICOS

PROCESO DE PRIVATIZACIÓN Y DESREGULACIÓN DEL MERCADO

Antecedentes

1989 – 1993: Preparación de la privatización

1993 – 1999: Privatización de YPF

1999 – 2007: Control total privado

CONCENTRACIÓN EN EL MERCADO DE HIDROCARBUROS

CARACTERIZACIÓN DE LA CRISIS ENERGÉTICA ARGENTINA

La dinámica de la crisis

Evolución de las exportaciones

Situación de las reservas

CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO DE PETRÓLEO

Evolución del precio interno vs. Internacional

Efecto del precio del petróleo en sus derivados

CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO DE GAS

Evolución del precio del gas en boca de pozo y efectos sobre sus derivados

COMENTARIOS FINALES

BIBLIOGRAFÍA

ANEXO

* Ponencia Presentada en las 5tas Jornadas Internacionales sobre Estado y Sociedad. Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 3 a 5 de octubre de 2007

** Diego A. Federico: Licenciado en Economía (UBA), Cursó la Maestría en Gestión de la Ciencia la Tecnología y la Innovación (UNGS – IDES – REDES). Coordinador Operativo de TOP – Tecnología para la Organización Pública (Asociación Civil).

*** Martín Ottone: Licenciado en Economía (UBA), Cursó la Maestría en Gestión de la Ciencia la Tecnología y la Innovación (UNGS – IDES – REDES). Profesional del Ministerio de Producción de la República Argentina.

DESREGULACIÓN Y PRIVATIZACIÓN DEL MERCADO ARGENTINO DE HIDROCARBUROS: CONCENTRACIÓN DE MERCADO Y EFECTOS SOBRE PRECIOS*

*Federico, Diego A**
Ottone, Martín****

INTRODUCCIÓN

La privatización de las empresas públicas, en la década del 90', representó una transferencia al sector privado de la responsabilidad de producir determinados bienes y servicios que hasta ese momento se encontraban en manos del Estado Argentino. Algunas de estas actividades económicas se consideran de carácter estratégico por ser insumo principal del aparato productivo. Es por esto, que parece central retomar la discusión respecto de que papel debe tener el Estado a fin de garantizar un desarrollo social y económico sostenible.

La conformación técnica de la matriz energética determina que los hidrocarburos sean la principal fuente de energía primaria del país. Por lo tanto, las relaciones entre el Estado, los agentes formadores de precios y responsables de abastecimiento de hidrocarburos, son centrales para el desarrollo de políticas tendientes a garantizar el crecimiento sostenido de la economía. Desde esta perspectiva, este trabajo pretende estudiar los efectos de la desregulación del mercado de hidrocarburos y la privatización de YPF respecto de dos cuestiones sustantivas: 1) la disponibilidad oportuna de recursos energéticos de manera sustentable y 2) la estructura del mercado resultante y su efecto en el nivel de precios.

En primer lugar, se analiza la matriz energética argentina, a fin de comprender cual es la importancia de los hidrocarburos en la producción de energía en sus diferentes fases y formas. Luego, se examina cronológicamente el proceso de desregulación y traspaso de YPF al sector privado, señalando los rasgos que permitieron la actual configuración del mercado de hidrocarburos y derivados. Esto contextualiza el posterior análisis de la estructura del mercado, haciendo especial énfasis en los importantes niveles de concentración alcanzados. Seguidamente, se indagan las causas de la crisis energética iniciada en el 2004 y se vinculan con el comportamiento de las empresas en materia de exportaciones y su impacto en el nivel de reservas de estos recursos. Finalmente, se estudia la dinámica de los precios de los hidrocarburos, con el objeto de verificar si los precios internos se alinearon a los internacionales antes de la devaluación de 2002 y si las retenciones, en el período posterior, actuaron como alternativa de regulación para el mercado interno.

CONSIDERACIONES PRELIMINARES

Este trabajo se enmarca en una discusión que ha sido, desde el último siglo, eje central del debate de la teoría y política económica. Siguiendo a Beker (2005), podemos preguntarnos: ¿cuál es el rol que debe cumplir el Estado respecto de la asignación de recursos en la economía? ¿cuál es el nivel de participación que debe tener en el mercado? y, finalmente, ¿es el mercado mejor asignador de recursos que el Estado?, ¿cuál es el nivel de intervención que debería tener este para garantizar el buen funcionamiento del sistema económico?. Es en esta línea que debemos retomar algunos conceptos básicos de dicha discusión.

El crecimiento, indudablemente, necesita de energía, la cual proviene, en Argentina, principalmente de dos fuentes: Petróleo y Gas. La producción de estos dos insumos se

* Ponencia Presentada en las 5tas Jornadas Internacionales sobre Estado y Sociedad. Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 3 a 5 de octubre de 2007

** Diego A. Federico Hintze: Licenciado en Economía (UBA), Cursó la Maestría en Gestión de la Ciencia y la Tecnología y la Innovación (UNGS – IDES – REDES). Coordinador Operativo de TOP – Tecnología para la Organización Pública (Asociación Civil).

*** Martín Ottone: Licenciado en Economía (UBA), Cursó la Maestría en Gestión de la Ciencia y la Tecnología y la Innovación (UNGS – IDES – REDES). Profesional de la Dirección de Mercados Agroalimentarios (Secretaría de Agricultura). Mail:

encuentra en manos privadas desde el año 1993, cuando se desreguló el mercado de hidrocarburos, quedando su precio y las cantidades ofrecidas definidas por el libre juego de la oferta y la demanda. También se privatizó YPF, la empresa estatal más grande de la Argentina, que actuaba como monopolio en el mercado de hidrocarburos, desde su creación en el Gobierno de Hipólito Irigoyen en el año de 1922.

En la búsqueda de hacer algunos aportes a este debate, el presente trabajo se ha propuesto como objetivo estudiar la evolución del mercado de hidrocarburos desde su desregulación y privatización, a partir de dos cuestiones principales: a) efectos de la mencionada desregulación y privatización en los precios de los hidrocarburos y sus principales derivados y b) efectos del mismo proceso en la disponibilidad de hidrocarburos y la dinámica de comercialización de la energía primaria en el período 1993– 2005.

Muy brevemente, se pueden identificar, al menos, dos corrientes principales de pensamiento respecto de este debate. Por un lado, se encuentran los economistas que sostienen que el Estado no debe intervenir en el mercado ni participar del mismo como oferente de bienes y/o servicios, su intervención, en última instancia, sólo debería producirse ante fallas de mercado (monopolios, oligopolios, colusión, etc). En estos casos, el Estado debe proveer un marco regulatorio que garantice los derechos de los consumidores y empresas. A su vez, indican que su intervención debe limitarse al mínimo, ya que el mercado (entendido como institución social) es el mejor asignador de recursos de la economía (FIEL, 1999 y KRUEGER 1993). Estas son las concepciones sostenidas por los economistas ortodoxos y que fueron expresadas de manera práctica, en el “Consenso de Washington”¹ (WILLIAMSON, 1993). Un ejemplo de esta perspectiva es la expresada por Anne Krueger, la cual opinaba respecto del funcionamiento de las empresas estatales en los países en vías de desarrollo y su efecto sobre el mercado:

“[...] el funcionamiento de las empresas paraestatales de producción minera, manufacturera y de servicios era igualmente ineficaz. La ineficacia de esta producción y del reparto del transporte, la energía y demás servicios, también dañaban la productividad de las empresas privadas” (KRUEGER 1993).

En el caso particular del mercado de hidrocarburos en la Argentina, estos autores plantean que nos encontramos frente a un mercado con características predominantemente competitivas, por lo cual, el Estado debía deshacerse de sus activos y desregular el mercado para que la competencia fije precios y cantidades óptimas (Scheimberg, 2003 y FIEL, 1999).

Esta corriente de pensamiento esperaba que la privatización de YPF generara un mercado competitivo, de tal forma los precios se ajustarían a sus niveles de competencia (en el caso del petróleo al nivel internacional y el gas a un valor de competencia del mercado interno) y que se redujera la concentración del mercado en todos los eslabones de la cadena productiva (producción, refinación, transporte y distribución).

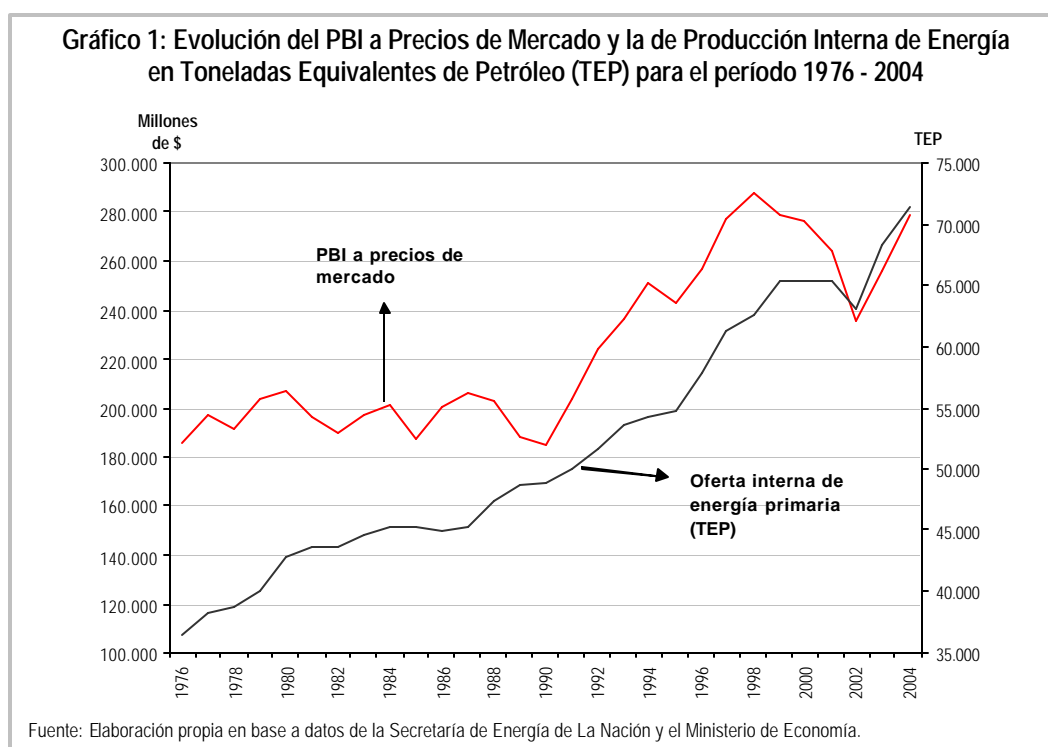
Por otro lado, se encuentran los autores que instan un rol más activo del Estado, indicando que el mercado no es el mejor asignador de recursos de la economía y que el Estado debe garantizar, por su carácter preferencial o estratégico, el suministro de determinados bienes (Azpiazu y Schorr, 2002). En el caso del mercado que se está estudiando, se considera que debería intervenir para asegurar la provisión y precio a fin de sostener un proceso de desarrollo y crecimiento sostenido (De Dicco, 2005 y Kosulj y Pitonesi, 2004). Por otra parte, es importante mencionar, que los mercados de hidrocarburos revisten, en general, características oligopólicas (Kozulj, 2002) y, por lo tanto, cuando un mercado no es competitivo, el Estado debe intervenir para reducir las pérdidas de eficiencia y bienestar social, en este caso se debería regular el mercado obligando a las empresas a producir y vender a valores cercanos al costo medio (Stiglitz, 1995).

HIDROCARBUROS COMO RECURSOS ESTRATÉGICOS

¹ Valga señalar que dos artículos del mencionado consenso hacen explícitamente referencia a las cuestiones tratadas en este trabajo: 7) inversión directa extranjera basada en el principio de que las empresas extranjeras y nacionales compitan en términos de igualdad; 8) privatización de empresas públicas.

Las mejoras en las condiciones de vida² de la sociedad se encuentran vinculadas, entre otras cosas, al desarrollo y el crecimiento económico del país. Durante la década de los noventa, nadie dudaba que el crecimiento fuera un aspecto central. Sin embargo, entre las consideraciones que los policy-makers de ese momento hacían respecto de “cómo crecer”³, no se planteaban algunas cuestiones esenciales acerca de cuáles eran los recursos necesarios para hacerlo, además, de la vulnerabilidad de las estrategias seleccionadas, sobre todo en el largo plazo. De esta forma, identificar las variables vinculadas al crecimiento económico, parece importante a la hora de entender cuáles deben ser las políticas que un país debe seguir a fin de garantizar las condiciones de vida de la sociedad.

El desarrollo industrial y la producción de bienes de alto valor agregado son sustanciales para explicar el crecimiento económico y la energía es su principal motor. Por lo tanto, el desarrollo requiere de la industria y esta, a su vez, requiere de energía. Los hidrocarburos, por su alta capacidad de generación de energía motriz y eléctrica, son considerados recursos estratégicos a nivel mundial, dada la falta de alternativas viables en el corto y mediano plazo para su reemplazo⁴. En este sentido, los actores- agentes económicos, formadores de precios de los recursos energéticos, son centrales para comprender el proceso de crecimiento económico y el nivel general de precios.



Si bien parece obvio que existe una vinculación entre el consumo de energía y el crecimiento, se incorporan algunos elementos que permiten reflejar dicha relación. Para ello, se analiza el comportamiento del producto bruto interno (PBI) del período 1976 – 2004 y se lo compara con la producción interna de energía primaria⁵ en el mismo período. Como se puede observar en el gráfico 1 (página siguiente), el crecimiento de la producción interna de energía primaria medida en toneladas equivalentes de petróleo (TEP), tienen una evolución similar a la del PBI para el mismo período. Si bien se ve que la serie del PBI tiene oscilaciones mayores, la

² Se entiende que las mejoras en las condiciones de vida están vinculadas con la disminución de la pobreza, el aumento de la equidad, el mayor acceso a los bienes básicos de subsistencia, el mayor acceso a la salud, la educación y al trabajo digno.

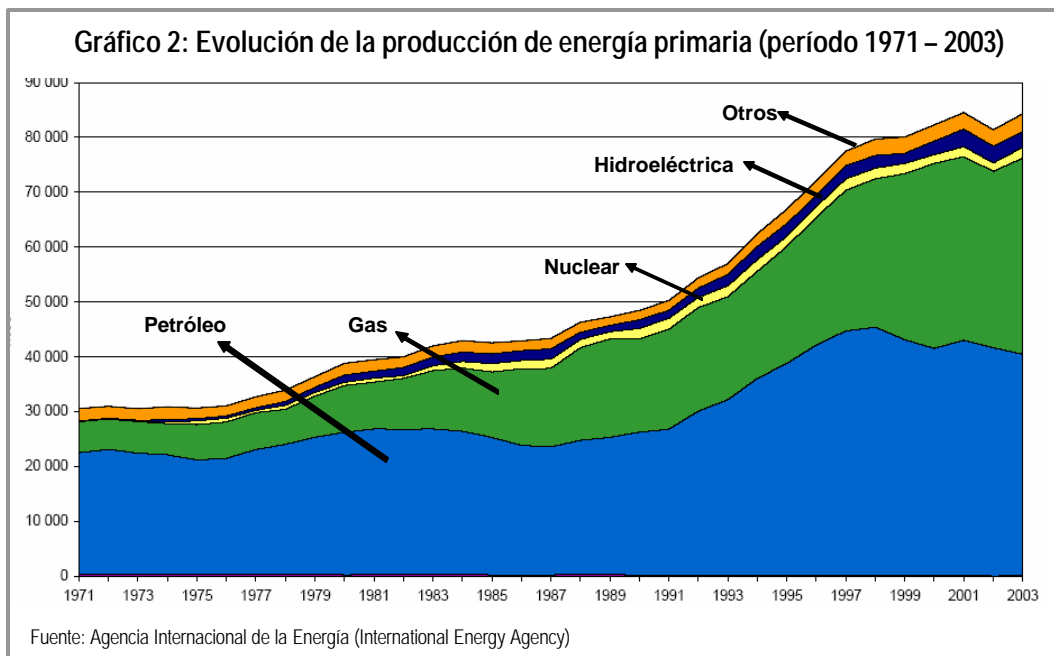
³ Ver: Williamson, J. (1993): La democracia y el «Consenso de Washington». Publicado en World Development, Vol. 21

⁴ Si bien, en el mundo hay fuertes inversiones en el estudio de energías alternativas (hidrógeno, biodiesel, etc), en el mediano plazo no se vislumbra el reemplazo de los hidrocarburos como fuente central, sobre todo si se toma en consideración lo que implica el cambio en las tecnologías asociadas a nuevas formas de energía, en la estructura productiva de un país y, por supuesto los costos que implica esta transformación.

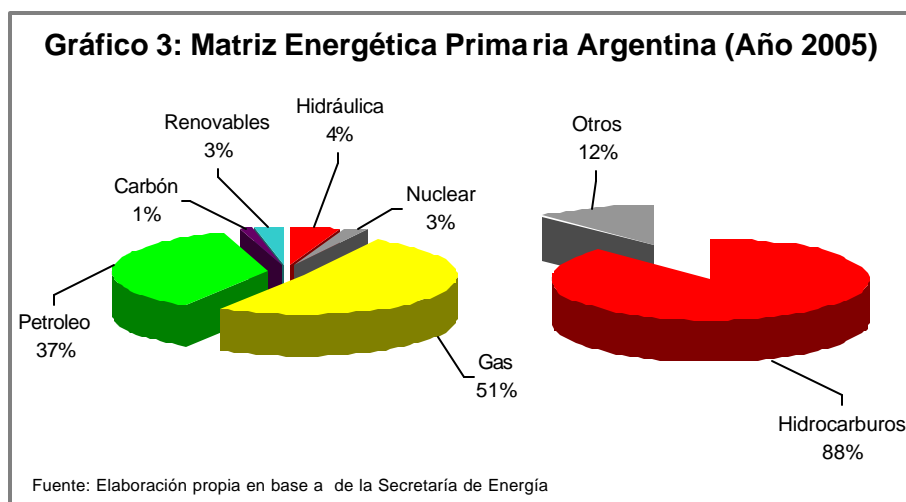
⁵ La energía primaria es aquella que proviene de insumos que luego pueden ser utilizados para crear otras fuentes de energía, por ejemplo: se utiliza carbón para obtener electricidad, que es una fuente de energía secundaria. Entre las fuentes primarias se encuentran: carbón, petróleo, gas natural, energía nuclear, hidroenergía, energía eólica, energía solar, etc.

tendencia de ambas series es análoga. En tal sentido, es notable el efecto de la crisis económica de 2001-2002 ya que se genera, en esos años, una fuerte caída en las dos variables consideradas, las cuales entran en una fase ascendente en los años posteriores a la crisis.

En la Argentina, como se observa en el gráfico 2, el gas y el petróleo son las principales fuentes de generación de energía, sin embargo, esto no los convierte en recursos estratégicos. Lo que los reviste de carácter estratégico es que son insustituibles en el corto plazo. Mientras no existan fuentes alternativas de energía primaria que permitan su reemplazo, será necesario depender de ellos para proveer al sistema productivo nacional de energía para seguir funcionando.



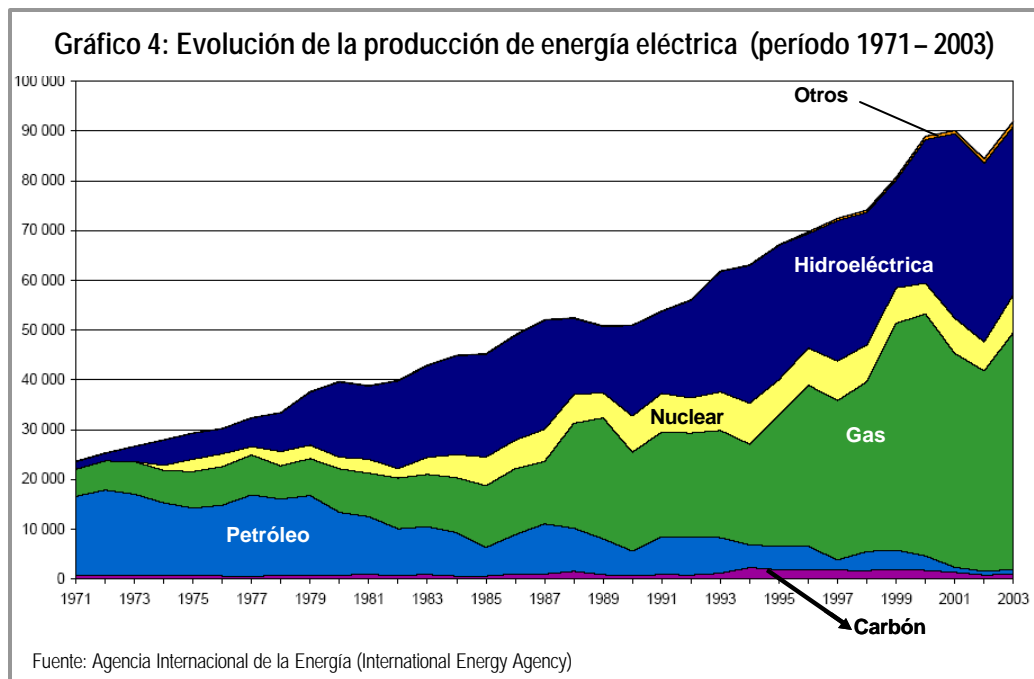
Prestando atención al gráfico 2: evolución de la producción de energía primaria en el período 1971-2003, se observa que los requerimientos del petróleo y el gas han aumentado durante todo el período, esto se debe a que la producción de energía eléctrica, junto con el consumo para transporte y el consumo de energía primaria industrial, dependen, en su mayor parte, de los hidrocarburos.



Por otra parte, la matriz energética primaria del año 2005 (gráfico 3) corrobora que los hidrocarburos son la principal fuente de energía consumida en la Argentina con una

participación de alrededor del 87% de la generación total de energía para ese año. Esta proporción se compone de un 41% de petróleo y de un 49% de gas.

En el gráfico 4, puede verse la representación de lo señalado hasta aquí, observándose la vinculación entre la energía eléctrica y los hidrocarburos.



Durante 2003, el 31% del gas natural producido se destinó a las centrales térmicas generadoras de electricidad, transformándose en el 50% de la energía eléctrica generada. En referencia a lo señalado Cont y Navajas (2004) aluden:

“La verdad es que los mercados energéticos son, desde un punto de vista económico, un ejemplo paradigmático de mercados interrelacionados. Por un lado, existen fuertes relaciones de sustituibilidad en la demanda de gas y combustibles líquidos, y por otro lado, existen relaciones verticales debido a que el gas natural es un insumo importante en la generación eléctrica”.

Se debe destacar que una restricción en la provisión de gas en determinadas circunstancias puede impactar negativamente en la generación de electricidad, este tipo de energía es particular ya que no se puede almacenar en todo momento para satisfacer la demanda, la oferta debe producir la cantidad pretendida.

Participación por fuentes en la Generación Eléctrica-total del país-Años 2000-2003

Año	Gas Nat	Fuel Oil	Gas Oil	Carbón	Uranio	Hidro	Eólica
2000	52,3%	2,7%	0,5%	1,3%	7,6%	35,5%	0,0%
2001	45,2%	0,6%	0,4%	0,7	8,5%	44,5%	0,1%
2002	44,9%	0,2%	0,4%	0,2%	7,6%	46,7%	0,1%
2003	49,5%	0,5%	0,3%	0,2%	9%	40,3%	0,1%

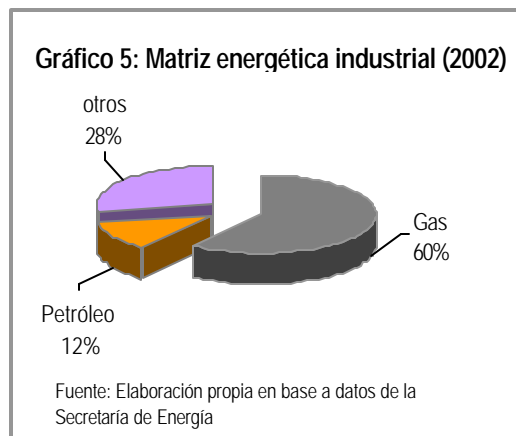
Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

La información contenida en el cuadro precedente nos ofrece dos elementos a tomar en cuenta: en primer lugar, existe una disminución de casi 10 puntos porcentuales entre 2000 y 2002 en la generación de electricidad por medio del gas. En el mismo periodo hay un aumento de la misma magnitud, en la hidroenergía, lo que permite verificar una sustitución entre ambos recursos. La misma se debe a una coyuntura recesiva en la Argentina. Luego, en el periodo

2002-2003 se verifica un restablecimiento de la situación anterior, con un aumento del 9% en la utilización de gas natural, este incremento va acompañado de un pequeño ajuste positivo en la utilización de Fuel Oil, y una disminución en la generación de hidroelectricidad. Esto, en primera instancia, significa una fuerte vinculación entre el incremento de la actividad económica y utilización de gas natural en la generación de electricidad, ya que la capacidad de generación de las represas hidroeléctricas es un factor, que por lo menos en el corto plazo, se encuentra fijo.

Finalmente, la matriz energética primaria industrial del año 2002⁶, indica una participación de los hidrocarburos de un 72 % en la energía consumida por la industria para ese año. El mencionado porcentaje se conforma de un 60 % de participación del gas y un 12% del petróleo. Si se toma en cuenta que el año 2002 fue un año de crisis, es probable que en años posteriores la participación de los hidrocarburos fuera superior. Sin embargo, la información provista por esta matriz ya es, en si misma, un indicador de la importancia que revisten los hidrocarburos para el sistema productivo nacional.

De lo expuesto hasta aquí, se deduce que el complejo energético gas-petróleo, es de carácter estratégico para Argentina. En consecuencia, comprender el resultado del proceso de privatización y desregulación de dicho mercado y sus resultados en términos de concentración económica y efecto sobre los precios de sus derivados, así como su provisión, es de suma importancia para analizar el futuro productivo de la Argentina en el mediano y largo plazo. Sobre todo, si tomamos en cuenta que el país está atravesando una etapa de recuperación económica y fuerte crecimiento. El mercado de hidrocarburos ha dado sus primeros llamados de atención con la crisis energética de 2004, mientras que los especialistas advierten respecto de la disponibilidad de estos recursos en el corto y mediano plazo. Particularmente, teniendo en cuenta el constante aumento de sus precios a nivel internacional, lo cual resulta, para las empresas del sector, en un importante incentivo para exportar reservas, y en especial para YPF, principal operador del mercado.



PROCESO DE PRIVATIZACIÓN Y DESREGULACIÓN DEL MERCADO

Antecedentes:

En el año 1907 se descubren los primeros yacimientos de petróleo en la Patagonia. Con el objetivo de regular la actividad de las compañías extranjeras se crea la Dirección General de Explotación del Petróleo. En el año 1922, durante el gobierno de Hipólito Irigoyen, se crea la empresa estatal responsable de la producción de petróleo y gas de la república Argentina: YPF – Yacimientos Petrolíferos Fiscales.

En agosto de 1929 toma posesión del mercado de los combustibles líquidos, desde ese momento y hasta la desregulación del mercado, los precios de los combustibles fueron fijados por el gobierno nacional.

Luego, en el año 1945, el Gobierno Nacional, a través de YPF, toma posesión de las empresas extranjeras distribuidoras de gas por re des. En enero de 1946 se crea la Dirección Nacional de Gas del Estado. A partir de ese momento el Estado Argentino pasa a controlar la producción, el transporte y la distribución de los hidrocarburos.

Rápidamente, YPF se transformaría en la empresa de mayor facturación del país, actuando como monopolio en los mercados de producción de petróleo y gas natural del país, además de participar como principal empresa en los mercados de refinación y venta de combustibles.

⁶ Se debe mencionar, que por falta de datos, del año 2002, se utilizaron para la estimación de la participación del petróleo y el gas en la producción de energía eléctrica para la industria, los datos de la matriz energética del año 2003, a modo de aproximación.

Casi siete décadas después, con el gobierno del Presidente Carlos Saúl Menem, se inicia, en el año 1989, la desregulación del mercado de Hidrocarburos, paso previo y necesario para su privatización.

1989 – 1993: Desregulación del mercado y preparación de la privatización:

En el año 1989, culmina el gobierno del presidente Raúl Alfonsín, entregando el mando a Carlos Saúl Menem. El final del gobierno Radical se caracterizó por el mayor episodio de hiperinflación de la historia argentina, culminando con una grave crisis socio-económica. Los problemas a resolver eran la hiperinflación y el déficit fiscal crónico, que se presentaban conjuntamente con una baja capacidad de ahorro nacional y pagos atrasados de la deuda externa. Este escenario dio lugar a que se pusiera en discusión el rol del Estado y el funcionamiento de las empresas públicas, para luego, realizar una reorientación del modelo económico. En este contexto, las empresas públicas mostraban fuerte déficit, por lo tanto, se presentaba la oportunidad de pasarlas a manos privadas, en búsqueda de eficiencia y recursos para pagar la deuda externa y sanear el déficit público. Estaban abiertas las puertas para iniciar el proceso de Reforma del Estado. En consecuencia, desde el Estado se impulsaron las privatizaciones por tres motivos sustantivos: en primer lugar, detener el déficit público; segundo, retomar los pagos de la deuda y tercero, obtener divisas para frenar los episodios inflacionarios.

Por otra parte, desde el sustento teórico, la privatización se justificaba afirmando que el Estado no era un asignador eficiente de los recursos, que debían privatizarse las empresas públicas, ya que los incentivos privados mejorarían la calidad de los servicios prestados por las empresas, mejorando el bienestar general (WILLIAMSON 1993 y KRUGER 1993). El nuevo rol del Estado era el de veedor, garantizando las condiciones del mercado e interviniendo en aquellos casos en los cuales las fallas de mercado lo exigieran como último recurso. Estas ideas no sólo provenían del nuevo gobierno, sino que se presentaban como exigencias de los organismos internacionales de crédito (Banco Mundial y Fondo Monetario Internacional) a la hora de otorgar créditos a las naciones subdesarrolladas o del tercer mundo.

Para la privatización se requería de una preparación de los mercados, a fin de volverlos atractivos a los nuevos inversores. En el caso de las empresas estatales que se consideraba actuaban en mercados con características competitivas, como el caso de YPF, se debía desregular el mercado, permitiendo el acceso de otras empresas, liberando los mercados externos y dejando que los precios y cantidades producidas se fijaran por el juego de oferta y demanda (FIEL 1999).

Fue así como el programa de privatización y desregulación del sector se desarrolló en el marco de las reformas estructurales amparadas por las leyes 23.696 y 23.697 (de Reforma del Estado y de Emergencia Económica, respectivamente, ambas del año 1989), además se complementó con otros dos decretos del mismo año, el 1225/89 que establece la igualdad de trato a inversores locales y extranjeros y el 1589/89 que autoriza la libre disponibilidad del 70% de las divisas por exportaciones, y en caso de no lograrse exportar y de procederse a la comercialización en el mercado interno, se interpretarían dichas ventas como exportaciones, de tal manera que siempre regiría la libre disponibilidad de dicho porcentaje de divisas.

Por otra parte, como señala Kozulj (2002), en 1989 se decidió impulsar un cambio en la política de hidrocarburos, de la siguiente manera:

- Privatizar YPF a fin de desmonopolizar el mercado
- Desregular el mercado para fomentar la competencia
- Liberar la exportación e importación de crudo
- Permitir la instalación de nuevas refinerías y bocas de expendio
- Autorizar la libre convertibilidad en divisas de los ingresos de los operadores de todos los eslabones de la cadena sean por ventas en el mercado interno o externo.

A su vez, la desregulación buscaba liberar:

- la disponibilidad del petróleo
- el mercado externo a la exportación e importación

- la disponibilidad del 70% de las divisas de exportación
- la disponibilidad de uso de los ductos y otros medios de transporte de YPF.

Dos años después, con el plan de convertibilidad, elaborado con el fin de frenar la inflación, anclando el tipo de cambio a un valor de paridad con el dólar estadounidense, se adiciona la necesidad de divisas para mantener un tipo de cambio fijo, partes de esas divisas serían resultado de la privatización.

Fue así, que para octubre del año 1992, con la ley 24.145 de “Federalización de hidrocarburos. Transformación Empresaria y Privatización del Capital de YPF Sociedad Anónima. Privatización de Activos y Acciones de YPF S.A” se finaliza el proceso de previo a la privatización. Para ese momento se encontraba desregulado el mercado de hidrocarburos.

1993 – 1999: Privatización de YPF

La Ley 24.145 indicaba que el Estado Argentino podía retener hasta el 20% de las acciones de la empresa, y debía conservar siempre una acción de oro, la que le permitía mantener un miembro en el directorio⁷, sin importar la participación accionaria que tuviera. La ley le otorgaba las siguientes facultades exclusivas al Estado Nacional:

- a) decidir su fusión con otra u otras sociedades;
- b) aceptar que YPF Sociedad Anónima, a través de la cotización de sus acciones en Bolsas de Comercio o Mercados de Valores, sufriera una situación de copiamiento accionario consentido u hostil que represente la posesión del 51% del capital social de YPF Sociedad Anónima;
- c) transferir a terceros, la totalidad de los derechos de explotación, de modo tal que ello determine el cese total de la actividad exploratoria y de explotación de YPF Sociedad Anónima y
- d) disolver voluntariamente la empresa.

Queda claro que el Estado se quedaba con la potestad de vender todas las acciones de la empresa u otorgar los derechos de explotación a terceros. Como se verá en el próximo apartado estas facultades permitirían al gobierno liquidar los activos de YPF⁸.

En junio de 2003, el Estado vende parte de las acciones de YPF. En el cuadro que se muestra a continuación se puede ver la composición accionaria de la empresa:

Cuadro 2: Composición accionaria de YPF. Año 1993

Accionistas	Porcentaje accionario
Estado nacional	20% + acción de oro
Estados provinciales	12%
Personal de la empresa	10%
Sistema provisional	12%
Sector privado	46%

Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía y Kozulj (2002)

Entre 1993 y 1998 la estructura accionaria de la firma se fue modificando, debido a que los jubilados, el personal de la empresa y las provincias fueron vendiendo sus acciones. Estas ventas dieron como resultado la siguiente composición accionaria en el año 1998:

⁷ El directorio esta conformado por 12 miembros.

⁸ Si bien las características de la privatización, así como la lista de activos vendidos son de sumo interés para comprender el proceso de transferencia de la empresa a manos privadas, estos temas exceden el alcance de este trabajo. Existiendo una nutrida bibliografía al respecto entre las cuales se pueden consultar: Kozulj (2002), Kozulj y Pitonesi (2004), De Dicco (2003 y 2004), Ottone (2005), Azpiazu y Schorr (2001), entre otros.

Cuadro 3: Composición accionaria de YPF. Año 1998

Accionistas	Porcentaje accionario
Estado nacional	14,99% + acción de oro
Estados provinciales	4,7%
Personal de la empresa	0,4%
Repsol	5,01%
Sector privado	74,9%

Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía y Kozulj (2002)

Como se puede observar, hasta ese momento el Estado Nacional había liquidado menos del 5% de sus acciones, mientras que los jubilados, el personal de la empresa y los Estados Provinciales habían vendido casi la totalidad de las acciones en su poder.

Tanto Kosulj (2002), como De Dicco (2005) resaltan, por su importancia, una operación realizada por YPF, entre 1994 y 1995. Ya que en este período la empresa adquirió el 88,5% del capital de la petrolera multinacional Maxus que contaba con activos en Bolivia, Colombia, Ecuador y en algunas regiones de Asia. Esta adquisición transformó a YPF en una empresa multinacional, lo que la convertía en una inversión mucho más interesante para los capitales extranjeros.

1999 – 2007: Control total privado:

A principios del año 1999, el Estado nacional inicio la venta del capital restante que mantenía en la empresa, la venta la realizó a una multinacional de capital español – norteamericano, REPSOL. Esta empresa, además, adquirió el resto de las acciones de YPF en el mercado. Para finales de 1999, la composición accionaria de la empresa era la siguiente:

Cuadro 4: Composición accionaria de YPF. Final año 1999

Accionistas	Porcentaje accionario
Estado nacional	acción de oro
Estados provinciales	0%
Personal de la empresa	0,4%
Sector privado	1.37%
Repsol	98.23%

Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía y Kozulj (2002)

El resultado de la operación fue el control total de YPF por parte de REPSOL, que cuenta con el 98 % del capital de la empresa. Esta operación posicionó a REPSOL – YPF dentro de las principales empresas petroleras del mundo.

Como balance del proceso de privatización se puede decir que la Argentina tomó la decisión, no sólo de privatizar su empresa estatal de producción de gas y petróleo, sino, también, de desregular el mercado, perdiendo gran parte de su capacidad de controlar el abastecimiento y el nivel de precio de los hidrocarburos. A esto debemos agregar el hecho de que lo hizo sin definir previamente una política energética de largo plazo para el país.

Una política energética debe establecer cuáles son los recursos necesarios para crecer y cuáles son sus costos. Un país que no cuenta con recursos propios, debe importar energía (gas, petróleo, electricidad), a precios internacionales, con lo cual la competitividad de sus productos depende en buena medida de su capacidad para desarrollar tecnologías que reduzcan los costos de producción, esto es lo que hacen los países desarrollados, que no cuentan con recursos energéticos propios. En cambio, un país productor de energía cuenta con algunas ventajas, ya que el precio y el abastecimiento de energía no depende de terceros⁹. Debería ser una responsabilidad del Estado su administración o, por lo menos su regulación, para que se exploten de la manera más beneficiosa para el país.

⁹ Esto ocurre en Chile, que depende en buena medida, del abastecimiento de gas desde Argentina para garantizar los niveles de energía necesarios para mantener su actual tasa de crecimiento.

CONCENTRACIÓN EN EL MERCADO DE HIDROCARBUROS

Existen mercados en los que, por sus características intrínsecas, resulta más eficiente que actué una sola empresa, este es el caso de los monopolios naturales. Por otra parte, es esperable, que mercados que requieren de altas inversiones y que tienen altos costos fijos iniciales se comporten como oligopolios, ya que el capital necesario para ingresar al mercado es muy alto y esto actúa como barrera a la entrada a las nuevas empresas. En los hidrocarburos, los costos de exploración y de extracción suelen presentarse como barreras a la entrada. Por lo tanto, no es esperable que el mercado de hidrocarburos de la Argentina en sus distintos segmentos se comporte de manera diferente (Kozulj 2002). Como se indicó anteriormente, se justificó la desregulación y posterior privatización, asegurando que se trataba de un mercado con características competitivas. Es por esto, que se debe indagar si realmente este proceso permitió la formación de un mercado competitivo o solamente transfirió renta del Estado al sector privado o, expresado de otra manera, si no se pasó de un monopolio estatal a un oligopolio privado. Además, se debe estudiar cuál fue la participación de YPF en los distintos segmentos del mercado después de su privatización.

Varios autores han realizado estudios previos y, en casi todos los casos, los resultados determinaron que el mercado revestía características oligopólicas, este dato no es menor, ya que privatizar un empresa monopólica desregulando los mercados en los que actúa, implica una transferencia de renta de un sector de la sociedad a otro, lo cual representa una pérdida de bienestar general. En términos de la teoría económica, cuando las empresas actúan en un mercado competitivo el precio es definido por la interacción de la oferta y la demanda, y debe ser igual al costo marginal. Esto se debe a que el número de productores es muy alto y su participación en el mercado es muy baja, impidiendo que alguno pueda fijar un precio por encima del de competencia o se puedan poner de acuerdo entre productores para fijar precios y cantidades a producir. Cuando estamos frente a un mercado oligopólico, el número reducido de empresas, o el poder de mercado (definido por su participación en el mismo) les permiten establecer precios y cantidades distintas de las de competencia, apropiándose de una proporción mayor del excedente. Esto genera una pérdida de bienestar y, en general, la teoría económica indica que el estado debería regular a fin de minimizar esta pérdida, evitando que las empresas actúen de manera abusiva.

Para establecer el nivel de concentración de mercado se requiere adoptar algún indicador, el más utilizado es el índice de Herfindahl – Hirschman (IHH)¹⁰ que considera a partir de los 1800 puntos indicios de alta concentración (Kozulj 2002). Con el objetivo de determinar los niveles de concentración y el rol de YPF, se ha calculado el índice IHH para cada uno de sus segmentos para los años 1997 (el estado aún mantiene el 15% del capital de la empresa), 1999 (control total privado) y para el 2003 (cuatro años de control de la empresa por parte de REPSOL). El resumen¹¹ de los resultados de la estimación pueden observarse en el cuadro 5. El mercado se ha segmentado de la siguiente manera para el análisis:

1. Extracción de petróleo (producción)
2. Extracción de Gas (producción)
3. Procesamiento de petróleo
4. Producción de Naftas
5. Producción de Gas oil
6. Producción de Fuel Oil

Antes de analizar los datos se debe mencionar que para los segmentos de producción de petróleo y gas se sumo a la participación de YPF a la de Pluspetrol, empresa de la cual YPF era accionista mayoritario (45 % de las acciones) en el período de estudio. Mientras que en los últimos 4 segmentos, el análisis se dividió en dos, primero registrando la participación de cada

¹⁰ Este indicador se construye realizando las sumatorias al cuadrado de las participaciones en el mercado de cada empresa. El índice toma valores entre 0 y 10.000 puntos, los mercados con valores cercanos a cero son considerados competitivos, en el otro extremo, 10.000 puntos, se encuentra el caso de los mercados monopólicos, donde una sola empresa controla la totalidad del mercado

¹¹ Para mayor información, pueden consultarse los datos completos en el anexo de este documento.

firma independientemente y, en una segunda instancia, adicionando a la participación de YPF las de las empresas Refinor y EG3, las cuales, según indica Kozulj (2002) y De Dicco (2005), se encuentran bajo control de la multinacional REPSOL.

Cuadro 5: Indices de Herfindahl Hirschman (IHH) - años 2003 -1999/97

CONCENTRACIÓN DE MERCADO			
MERCADO	IHH 2003	IHH 1999	IHH 1997
EXT PETROLEO	2635	2203	2238
GAS	2447	2380	2305**
PETROLEO PROCESADO	3832	3573	3315
PETROLEO PROCESADO*	4950	4544	
NAFTAS	4309	3841	3915
NAFTAS*	6015	5260	
GAS OIL	3885	3663	3540
GAS OIL*	4924	4652	
FUEL OIL	2387	2393	2504
FUEL OIL*	3535	2875	

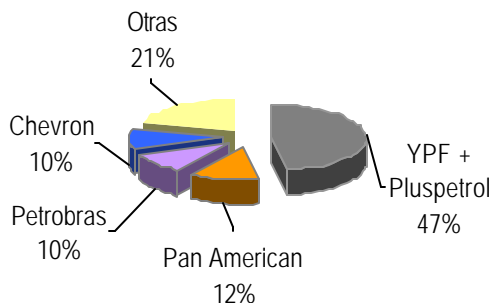
* Consideran a YPF, Refinor y EG3 en conjunto, ya que son empresas que se encuentran bajo control de Repsol (Kozulj 2002)

** Los datos corresponden al año 1998, ya que la Secretaría de Energía no cuenta con los datos correspondientes al año 1997

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

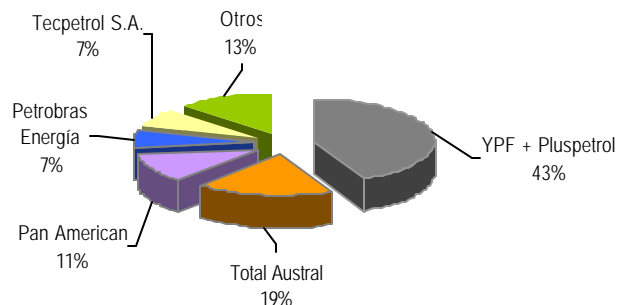
Como se observa en el cuadro 5, en todos los períodos los índices IHH, superan los 1800 puntos indicando alta concentración de mercado y, exceptuando los segmentos de producción de gas y petróleo, los demás segmentos superan los 3000 puntos para todos los períodos. En el caso de los segmentos de producción, en el año 2003 se encuentran los mayores niveles de concentración de mercado. En el caso de los derivados, si no tomamos en cuenta que EG3 y Refinor son empresas de REPSOL, la concentración es mayor en el año 1997 que en 1999, cuando YPF pasa a manos de REPSOL, sin embargo, para el año 2003 el índice IHH ha superado su valor de 1997. En el caso del fuel oil parecería que el nivel de concentración se ha reducido. No obstante, si realizamos el mismo análisis considerando que EG3 y Refinor son propiedad de REPSOL, los Índices de IHH de 1993 y 2003 superan a los del 1997 y se observa en todos los casos un aumento de los niveles de concentración. Finalmente, es importante mencionar los elevados niveles de concentración que se presentan para las NAFTAS (superando los 6000 puntos para el año 2003), el gas oil (casi 4500 puntos para el 2003) y el petróleo procesado (casi 5000 puntos para el 2003).

Gráfico 6: Participación en la Producción de Petróleo Crudo (2003)



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

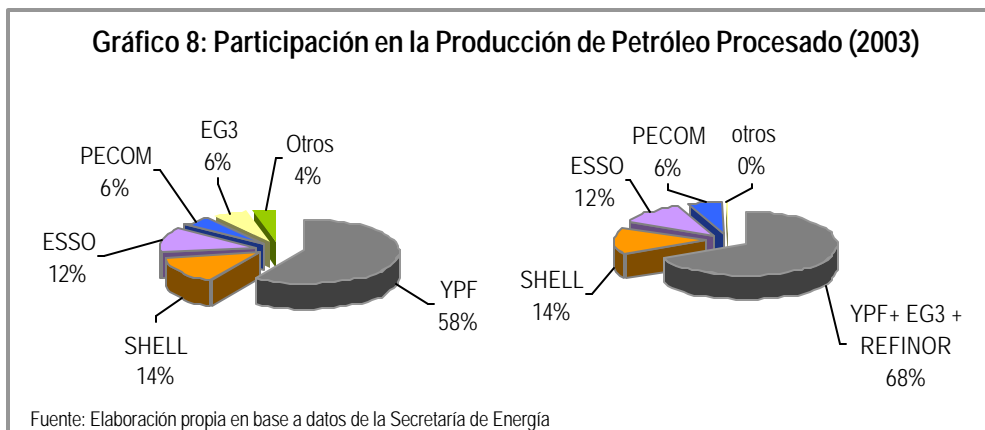
Gráfico 7: Participación en la Producción de Gas (2003)



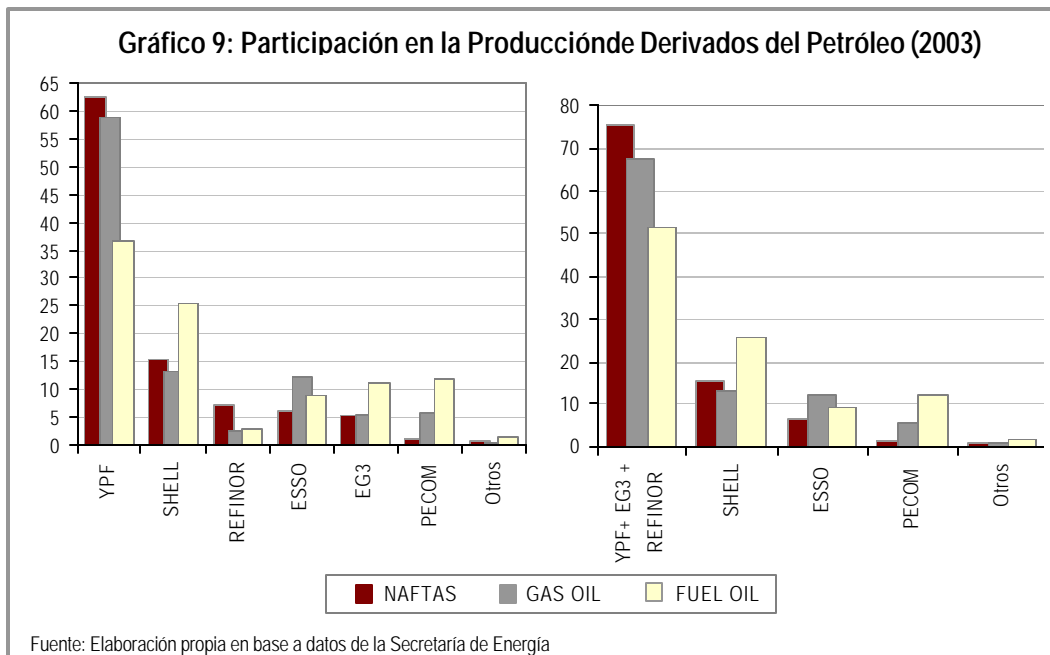
Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

Conociendo los niveles de concentración, se puede analizar cuales son las participaciones de cada una de las empresas en los distintos segmentos del mercado. Si se observa el gráfico 6, que muestra la participación en la producción de petróleo, llama la atención la participación de YPF con un 47% en la producción de petróleo crudo, seguida por Pan American, Petrobras y Chevron con menos del 12% cada una. En el caso de la producción de gas natural nos encontramos en circunstancias similares, el gráfico 7 muestra que YPF tiene una participación del 43% en el mercado seguida por Total Austral (19%), Pan American (11%) y Petrobras y Tecpetrol (ambas 7%).

En el gráfico 8, podemos ver que YPF tienen una participación del 68% en la producción de petróleo procesado.



Finalmente, podemos analizar la participación de las distintas empresas en la producción de derivados del petróleo en el gráfico 9, en este caso, también aparece YPF con la participación mayoritaria del mercado superando el 50% en el caso del fuel oil, el 65% para el gas oil y el 75% para las NAFTAS



En consecuencia, podemos afirmar que nos encontramos frente a mercados oligopólicos, corroborando la hipótesis de que la desregulación y privatización de YPF no tuvo los resultados esperados respecto de los niveles de concentración, desde ningún punto de vista se puede pensar que el mercado de hidrocarburos se comporta de manera competitiva.

Refiriéndose al mercado de hidrocarburos, Azpiazu y Schorr (2001) mencionan:

... “Una sola empresa, REPSOL-YPF controla en Argentina el 48% de la producción de petróleo, el 58,8% de las reservas comprobadas del mismo recurso, y casi el 50% de las reservas comprobadas de gas. En la actividad de refinación también se observa una estructura fuertemente oligopolizada, tal que esta misma empresa controla casi el 55% del mercado de derivados de petróleo en Argentina”... luego, refiriéndose al gas agrega ...”La reforma en el área abarcó fundamentalmente las actividades de transporte y distribución, ya que la producción de gas natural siempre estuvo integrada a la cadena petrolera y el proceso de privatización de YPF reforzó este hecho al transferir a las empresas productoras de petróleo parte de las reservas gasíferas. Una de las principales consecuencias de la reforma ha sido la alta concentración en el eslabón de la producción-comercialización: En efecto, tal como se ha expresado al analizar la reforma petrolera, la empresa Repsol controla, luego de la compra de acciones de YPF S.A. y de ASTRA, alrededor del 50% de las reservas comprobadas de gas natural y alrededor del 60% de la comercialización mayorista de ese combustible. En el ámbito de la producción, REPSOL tiene control sobre una porción mayor del 35% y los cinco operadores principales dan cuenta de alrededor del 75% de la misma. Es decir la estructura de oferta en el mercado mayorista del gas natural tiene un marcado carácter oligopólico, con una empresa líder con capacidad para fijar los precios en boca de pozo” (Azpiazu y Schorr, 2001)

Esto no sólo confirma el análisis realizado sino, que además, aporta un elemento respecto de la capacidad de fijar precios en los mercados, indicando que YPF lidera un mercado oligopolizado, en el cual tiene la capacidad de fijar precios.

En un importante estudio sobre el mercado de combustibles derivados del petróleo, Coloma (1998), desarrolla tres modelos econométricos, el primero, bajo los supuestos de competencia, el segundo, bajo los supuestos de oligopolio de Cournot y, el tercero, bajo supuestos de colusión con liderazgo de precios (YPF líder), el resultado de este análisis indicó a la competencia como mejor opción, exceptuando el caso del gasoil donde el modelo de liderazgo se presentó como superior. En un artículo posterior, Coloma (2000) revisa su análisis e incorpora datos arribando al siguiente resultado:

“Utilizando datos mensuales por provincia correspondientes a 1999 evaluamos dicho efecto y concluimos que no puede rechazarse la hipótesis de que el mercado era un oligopolio de Cournot antes de la integración y que, después de ella, comenzó a comportarse como un mercado con un líder de precios (Repsol-YPF)” (Coloma, 2000)

Por lo tanto, en el caso de los combustibles se llega a una conclusión similar, indicando que el mercado, después de la venta de YPF a REPSOL, pasó a comportarse como un monopolio con liderazgo de precios, en el cual YPF se presentaba como líder con capacidad de fijar los precios.

Finalmente, Kozulj (2002) convalida los anteriores estudios, llegando a la conclusión de que la privatización implicó una modificación de los objetivos básicos de la política petrolera. Los únicos beneficiarios de las reformas fueron las empresas, mientras que el público consumidor se vio perjudicado por las características de un mercado fuertemente concentrado y oligopólico, en el cual Repsol YPF se ha establecido con liderazgo de precios.

CARACTERIZACIÓN DE LA CRISIS ENERGÉTICA ARGENTINA

La dinámica de la crisis

La liberalización de las exportaciones e importaciones de hidrocarburos en los primeros años del proceso de privatización y desregulación, hicieron de YPF un activo de alto interés para las empresas petroleras transnacionales. Además, la apertura del sistema argentino de reservas y producción de energía fue ampliamente usufructuado por las empresas involucradas. Por otra parte, el objetivo de crear competencia que redundara en beneficio para la sociedad, como se mencionó, no fue alcanzado.

Como ya se mencionó, la disponibilidad de energía es un factor fundamental para el desarrollo y el crecimiento económico. Las crisis energéticas, vinculadas con la provisión, desembocan irremediablemente en restricciones para el sistema productivo. La utilización eficaz de la energía, así como el uso responsable, son esenciales para su sostenibilidad.

A partir de Marzo de 2004 se ha desencadenado, en la Argentina, una crisis energética que intermitentemente se manifiesta hasta la actualidad. Esta problemática se manifiesta especialmente en períodos en los cuales se registran temperaturas más extremas, sin embargo, tiene un profundo trasfondo estructural. Si bien, existen antecedentes de crisis de energía en períodos anteriores, los recordados “cortes de luz programados” realizados por la administración Alfonsín en 1989, aquella difería en algunos puntos muy importantes, en esta ocasión, la restricción no se encuentra en la capacidad de generación y transporte de energía eléctrica, sino que se focaliza en el suministro de gas natural. En referencia a lo mencionado, el ex Secretario de Energía, Daniel Montamat¹², señalaba:

“Hay que tener en cuenta algo [...] En la crisis del '89, además del problema energético se había sumado un fenómeno climático de alta sequía que empeoró las condiciones. Por otra parte, se trató de una crisis sobre todo eléctrica, el epicentro estaba en la electricidad. El epicentro de esta crisis, que estamos viviendo ahora, está en el gas natural”

Como consecuencia de la falta de gas en boca de pozo, entre febrero y mayo de 2004 los grandes usuarios de gas natural (industrias y centrales eléctricas) sufrieron importantes cortes en el suministro, la magnitud de los cortes de gas natural no ha sido de orden menor, significaron una reducción promedio del suministro de 9,5 millones de m³ diarios, equivalentes al 13% del consumo industrial, acentuándose durante el otoño y alcanzando un máximo de aproximadamente 22 millones de m³ en el mes de mayo (Navajas-Cont, 2004). Las regiones más afectadas fueron las abastecidas por las distribuidoras Metrogas (Capital Federal y varias municipalidades del sur del Gran Buenos Aires) y Camuzzi Gas Pampeana (Provincias de Buenos Aires y La Pampa). Alternativamente, frente a la insuficiencia en la provisión de energía eléctrica, una de las primeras medidas fue limitar el suministro a 30 grandes empresas y la exportación a Uruguay. Luego, se bajó la tensión en un 5%. Es importante señalar que la potencia instalada en el país tiene un máximo de 25.000 MW/hora, mientras que el requerimiento promedio es del orden de 15.000 MW/hora, este dato refuerza la postura de que el problema se encuentra vinculado con el abastecimiento del recurso primario y no de la capacidad de generación disponible.

En el informe del mes de Abril del Banco Central (BCRA, 2004), se afirmaba:

“Un importante cambio estructural desde fines de los 90 (explicado en gran medida por la irrupción de los autos a GNC), la inversión neta negativa durante la recesión de 1998-2002 y el cambio de precios relativos a la salida de la crisis, sumado a un ciclo hídrico muy seco durante 2004, han coadyuvado en incipientes faltantes de gas que provee el 48% de la energía del país, ya sea para uso directo o como insumo para la producción de energía eléctrica. Comparando el precio actual del gas con sus sustitutos más cercanos [...] se advierte que la demanda de gas es muy insensible a potenciales aumentos de precios. Por lo tanto, cualquier

¹² Entrevista a Daniel Montamat (economista, asesor en temas energéticos y ex secretario de Energía de la Nación). Fuente : www.economiaparatodos.com.ar

solución de mercado que intente resolver la escasez relativa de gas, deberá concentrarse en la oferta”.

Es decir, el mecanismo de precios no iba a servir para desincentivar el consumo, pero las empresas del sector aseguraban que les proporcionaría excedentes para realizar las inversiones a fin de aumentar el suministro. Sin embargo, en su momento, y con condiciones favorables, estas inversiones no fueron realizadas.

Evolución de las exportaciones

El nuevo marco legal, instaurado en 1990, permitió que el petróleo sea el segundo rubro de las exportaciones argentinas por encima de productos tradicionales (maíz, trigo, carne, etc.), sólo superado en la actualidad, por el complejo sojero.

La no regulación por parte del Estado de los hidrocarburos, cambia la distribución de la renta entre los distintos actores, públicos y/o privados, que participan en la actividad. A pesar de los cambios estructurales, el complejo gas-petróleo sigue significando una importante fuente de ingresos a través de las regalías y retenciones para el sector público (a nivel Nacional y Provincial). Por lo cual, al ser fuentes de recursos financieros para el Estado, suelen existir tensiones entre los requerimientos de recursos de corto plazo y la preservación de recursos naturales no renovables en el largo plazo.

En los 30 años que van de 1975 a 2005, la oferta total de energía primaria se incrementó en la Argentina un 129%, alcanzando ese último año su valor máximo. Si bien existió una sustitución entre gas natural y petróleo, la dependencia de hidrocarburos se mantuvo intacta y cercana al 90% en ambos casos. En el mismo periodo, la oferta interna aumentó un 106% y la diferencia entre ambos indicadores está explicada por el notable aumento de las exportaciones a partir de la desregulación y privatización de las empresas de exploración, producción y transporte de energía primaria y secundaria en la Argentina.

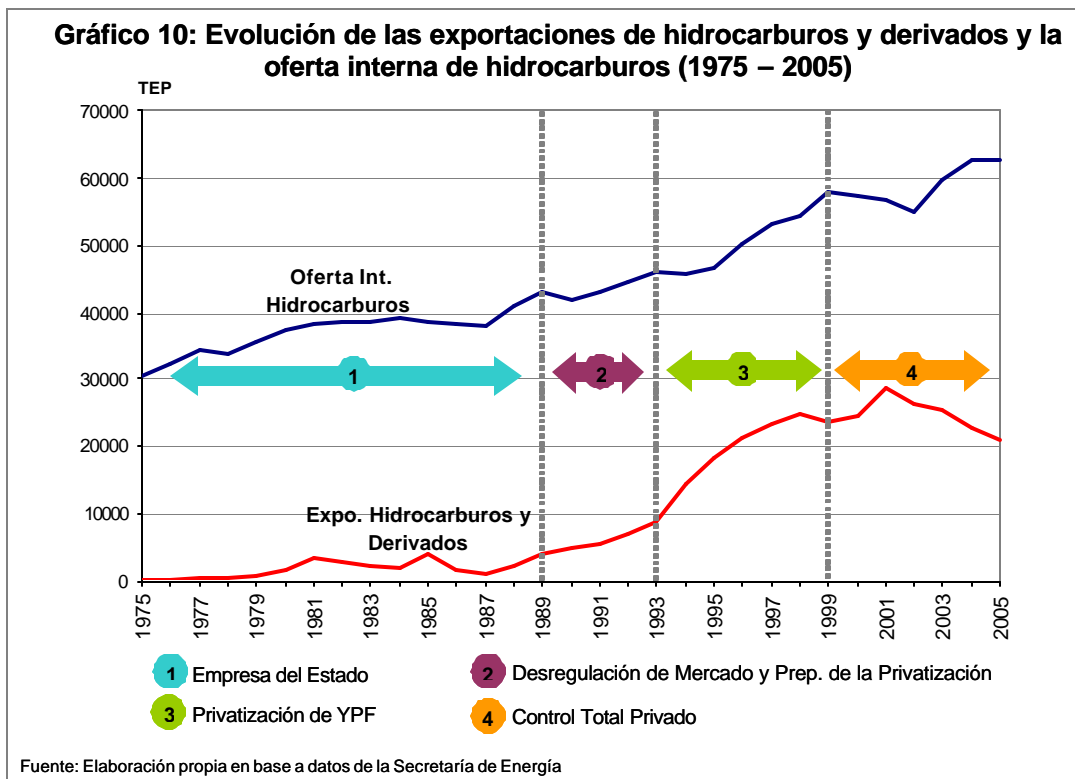
Las exportaciones del complejo gas-petróleo medidas en kTEP, pasaron de cero en el año 1975 a 19.794 en el año 2001. De hecho, las exportaciones son un síntoma saludable en otros sectores de actividad económica, pero en el caso de recursos estratégicos no renovables y con un plazo acotado de disponibilidad, como es el caso argentino, las mismas son inconsistentes con un proyecto de crecimiento sostenible en el largo plazo. Es así, que en el año 2001 casi el 25% de la oferta total de energía primaria se exportaba en nuestro país. Si a esto se le agrega la energía secundaria, para el año 2005, más del 30% de la energía producida anualmente en Argentina, se destina a la exportación.

Con respecto a las exportaciones de gas natural, la red troncal ya se encontraba conectada a Chile, Bolivia, Uruguay y Brasil antes de la privatización de YPF. Excepto Bolivia, que es un país productor de gas, la Argentina le exporta a los otros tres países, dentro de los cuales Chile concentra el 90% de las mismas.

Hasta el año 1997 no se verifican exportaciones de gas, ese año las transferencias de gas rondaron los 614 kTEP esta cifra se triplicó en un año y hacia 2003 se alcanzaron los 5.400 kTEP, cifra que se mantuvo constante en 2004 y 2005. En 1996 comenzó a operar el gasoducto Methanex PA, y entre 1999 y 2000: Methanex YPF, Methanex SIP, Atacama y Pacífico, estos últimos reacondicionados con una onerosa inversión para la exportación.

Hacia el año 2004 las exportaciones representaban el 14% de la producción total de gas, el 22% tenía destino incierto y solo el 64% era para consumo interno. Entre 1997 y 2005 se exportó gas equivalente a 35.880 kTEP, en términos de demanda interna actual representa un año completo de provisión de energía.

Las exportaciones de petróleo se remontan hacia los primeros años de la década del 80'. Sin embargo los volúmenes fueron sustanciales a partir del año 1994, donde el volumen se multiplicó por 2,5 respecto del año anterior. En términos energéticos, entre 1993 y 2005 se exportaron un total de 165.000 kTEP, lo que equivale a más de 6 años de abastecimiento interno de petróleo, de acuerdo al consumo de 2005.



En el gráfico 10 se observa la evolución de las exportaciones de hidrocarburos y sus derivados en comparación con la oferta interna de hidrocarburos para el período 1975 – 2005. Como se observa en el gráfico, las exportaciones de estos recursos han experimentado un fuerte aumento en los períodos posteriores a la desregulación (señalados como 3 y 4), lo cual refuerza las observaciones realizadas.

Situación de las reservas

Las reservas probadas de hidrocarburos son las que representan cantidades estimadas de petróleo crudo y de gas natural, encontrándose las mismas en regiones donde las perforaciones llevadas a cabo permiten establecer, con cierta exactitud, la superficie de la extensión de las acumulaciones y sus espesores productivos, para lo cual la información geológica y de ingeniería demuestran si podrán ser extraídas en el futuro de acuerdo a las tecnologías disponibles. Cuando YPF era estatal, la extracción de hidrocarburos de los pozos se realizaba mediante un uso racional que permitiera el aprovechamiento casi total de los pozos. Por su parte, a las empresas privadas del sector sólo les interesa extraer el recurso con el menor costo posible de inversión, abandonando los pozos de rentabilidad menor (Callejas 2005), esto implica un fuerte desaprovechamiento del recurso.

En el momento de la privatización los activos de YPF, se componían de la siguiente manera: exploración y producción, 64%; industrialización y comercialización, 32%. Por su parte, las grandes petroleras internacionales mantienen sus activos concentrando el 50% en exploración y producción; y el 30% en industrialización y comercialización. El resultado para REPSOL consistió en ganar importancia en exploración y producción (pasando del 23 al 39%), manteniéndose en los niveles internacionales de industrialización y comercialización (30 a 40%). Pero, como es sabido, la inversión destinada en los primeros segmentos del proceso productivo del sector de hidrocarburos, es decir exploración y producción, es mucho más riesgosa y costosa que el transporte y la distribución. En el primer caso, la inversión debe ser permanente, ya que se debe mantener la actividad, que no siempre da resultados; mientras que en el segundo, una vez hecha la instalación de la infraestructura necesaria (primera inversión), el mantenimiento es insignificante.

Desde esta óptica, el problema de desabastecimiento se encuentra en el comportamiento de las empresas responsables de extraer el combustible (Repsol YPF, Pan American,

Petrobras y Total Astral), específicamente en referencia a las actividades de upstream¹³. Como el sector está desregulado las empresas no tienen obligación de invertir, haciéndolo sólo cuando lo consideran conveniente o rentable. Lahoud (2005), afirma:

“Indudablemente, una de las principales causas del estancamiento en la producción de gas reside en la falta de incorporación de nuevas reservas, consecuencia de la menor actividad exploratoria”

Las actuales reservas probadas fueron heredadas, en gran proporción, de las inversiones realizadas por YPF antes de la privatización. Las nuevas exploraciones se realizaron en las mismas áreas centrales lo que acelera el agotamiento de los recursos.

Al comenzar la década del 90´ nuestro país contaba con 30 años de reservas garantizadas de gas natural, en 2004 ese horizonte alcanzaba los 9½ años. Las causas del agotamiento paulatino son variadas, complejas e interrelacionadas, algunas ya se han mencionado, como el aumento de las exportaciones, el derroche en la explotación y la falta de investigación.

Según datos de la Secretaría de Energía de la Nación, si se analiza el nivel de reservas del yacimiento Loma de la Lata (el más importante del país), la extracción irracional de gas natural realizada por REPSOL provocó una declinación sin precedentes en la historia de la explotación del mencionado yacimiento.

Un indicador utilizado para medir el nivel de inversión en búsqueda de nuevas reservas son los pozos de exploración. El número de los mismos registró un marcado descenso, si se comparan las décadas del '80 con la del '90: 103 en 1980, 148 en 1985, 98 en 1990, 60 en 1995, 31 en 2000, 17 pozos en 2003 y 21 en 2004 (Freda 2003 y De Dicco y Freda 2005), lo que diferencia en buena medida el cambio en la política energética después de ingresar REPSOL como agente principal en el mercado.

Por otra parte, en su informe anual sobre reservas la Secretaría de Energía, sostiene que:

“Al 31/12/04, considerando únicamente las reservas probadas de petróleo y gas se tiene un horizonte de 9.12 y 10.21 años, respectivamente, mientras que si se toman en cuenta las reservas comprobadas más el 50% de las probables el horizonte alcanza a 10,99 y 12,4, que resultan mucho más cercanos a la realidad”.

Por lo tanto, el aumento de las exportaciones de los recursos, junto con el actual panorama de inversiones por parte de las empresas, generan un escenario oscuro para la soberanía energética del país.

CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO DE PETRÓLEO

Antes de la desregulación del mercado de hidrocarburos y de la privatización de YPF, los precios internos eran definidos por el Estado Argentino. El monopolio estatal proveía de petróleo y gas a los precios fijados por el gobierno, mientras que su rol de principal, en los mercados de combustibles, le permitía actuar como regulador de precios.

Con la desregulación del mercado se esperaba que los precios internos se alinearan a los precios internacionales del crudo, por efecto de la competencia. No obstante, como se comprobó en el apartado anterior, el mercado del petróleo y de sus derivados no se caracterizó por ser competitivo. La desregulación, en conjunto con la privatización, permitió la formación de un mercado oligopólico, en el cual YPF actúa como líder en la fijación de precios.

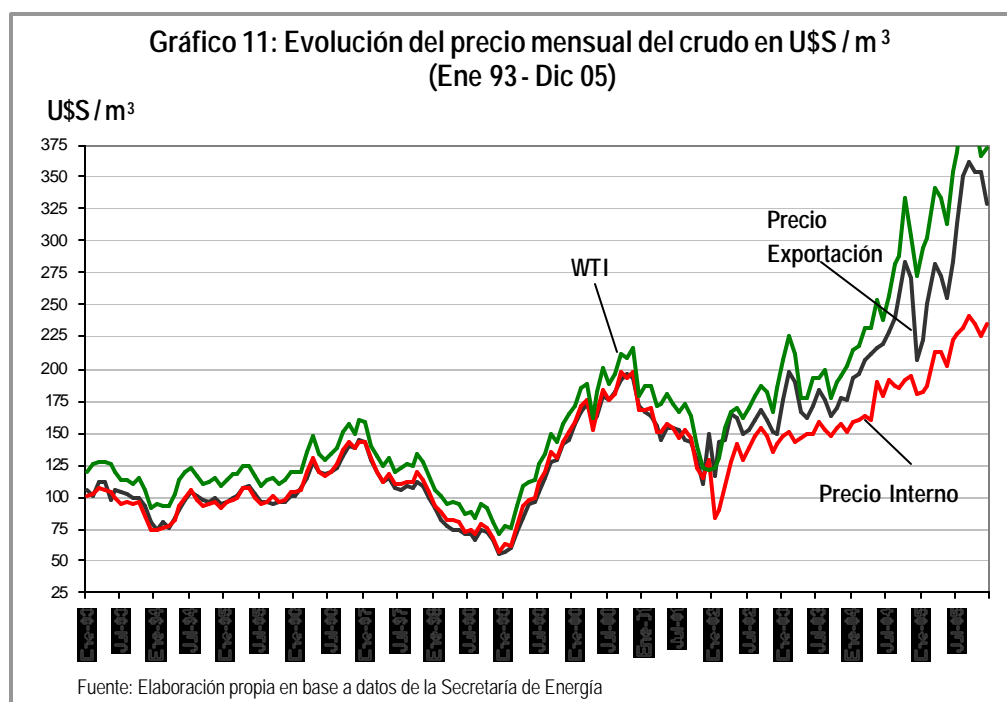
Si se estudia la composición del índice de precios internos mayoristas (IPIM), la ponderación de los hidrocarburos en forma de materia prima sin procesar (petróleo crudo y gas natural) es de aproximadamente 4,89%, conformado por un 3,84% del petróleo y un 1,06% del gas. Por otra parte, las NAFTAS (3,92%), el gas oil (1,96%) y el fuel oil (0,3%) tienen, en conjunto, una participación en la determinación del valor del índice de 6,17%. Por lo tanto, los hidrocarburos y sus derivados afectan en un 11 % al índice de precios mayoristas, lo que indica

¹³ Se refiere a las etapas de exploración y producción

una fuerte incidencia de estos recursos, sobre la estructura de costos del sistema productivo nacional.

Evolución del precio interno vs. internacional

En el período posterior a la privatización, los precios del petróleo crudo se aproximaron a los precios internacionales. En el gráfico 11, se puede observar la evolución de las series de precios mensuales del crudo en dólares corrientes por metro cúbico, entre enero de 1993 y diciembre de 2005. El gráfico muestra tres series: la primera de ellas refleja el precio promedio interno del petróleo crudo, la segunda, el precio promedio de exportación del crudo (sin considerar los costos de fletes asociados a su exportación) y, la tercera, la serie del índice WTI - West Texas Intermediate, el cual sirve de referencia del precio del crudo en el mercado internacional.



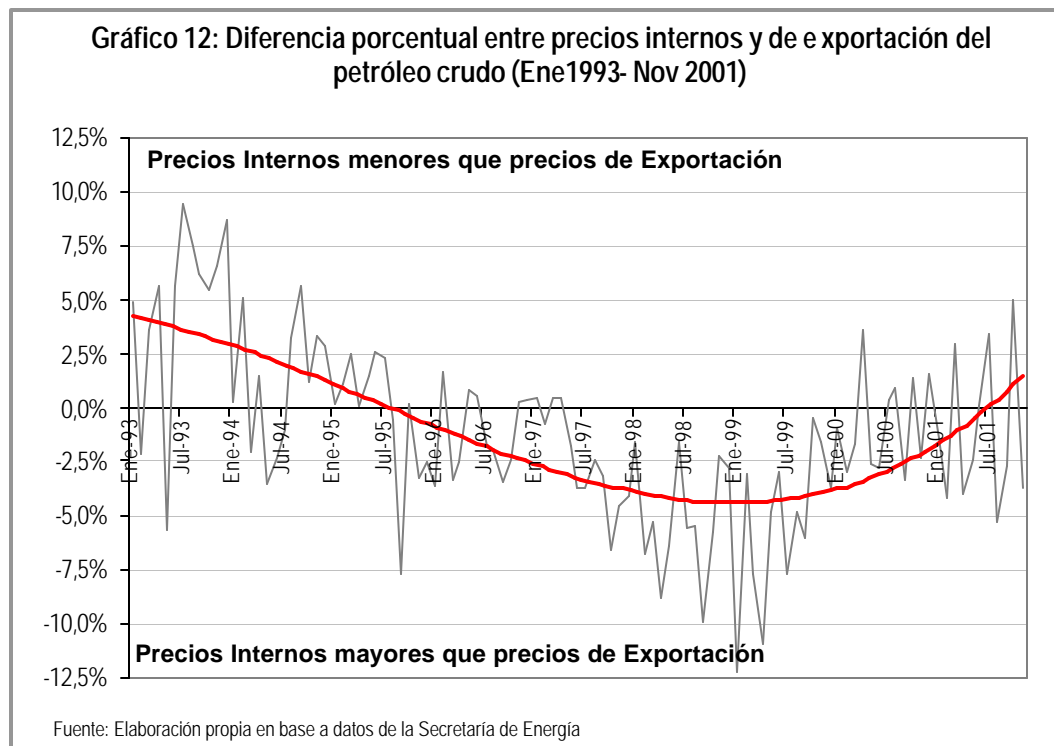
El gráfico muestra como, durante el período 1993– 2002, el precio interno se alinea con índice WTI y con el precio de exportación, ambos referentes del precio internacional. Después de la crisis del 2002, los precios internos se separan de los internacionales. Lo cual, como se verá más adelante, se encuentra asociado con las políticas de retenciones que reinan desde la caída de la convertibilidad.

A fin de estudiar la relación entre las series de precios, se realizaron algunos cálculos estadísticos para determinar el nivel de asociación entre las series, para lo cual se estimó el coeficiente de correlación¹⁴ entre pares de series:

1. Precio interno e índice WTI: Coeficiente de correlación de 0,81, lo cual es indicador de un muy alto grado de asociación lineal entre las series. Por lo tanto la serie del índice WTI, para el mencionado período, es significativa para explicar el comportamiento de los precios internos del crudo. Este resultado, refuerza el análisis realizado a partir del gráfico.

¹⁴ La correlación indica el grado de asociación lineal entre dos variables aleatorias. Se considera que dos variables cuantitativas están correlacionadas cuando los valores de una de ellas varían sistemáticamente con respecto a los valores equivalentes de la otra: si tenemos dos variables (A y B) existe correlación si al aumentar los valores de A lo hacen también los de B y viceversa. El coeficiente de correlación toma valores entre 0 y 1, cuando toma valores cercanos a cero la asociación entre las variables es baja, mientras que valores próximos a 1 indican fuertes niveles de asociación entre las variables.

2. Precio interno y precio de exportación: Los resultados mostraron un alto grado de vinculación ambas variables, arrojando un coeficiente de correlación de 0,89.
3. Precio de exportación e índice WTI: Los resultados mostraron un alto grado de vinculación ambas variables, arrojando un coeficiente de correlación de 0,98, lo cual indica un excelente ajuste entre ambas series. La dinámica del precio de exportación, del mercado argentino, se encuentra fuertemente asociado, al comportamiento de los precios internacionales de referencia (índice WTI).



De acuerdo a estos resultados, existe una fuerte correlación entre variables, por lo cual se puede pensar que el precio internacional es una variable central para explicar el comportamiento del precio interno del petróleo crudo. Con el fin de hacer un análisis más detallado, es necesario estudiar el desempeño de las series en el período 1993 – 2002, momento en que el precio local se encuentra más alineado con el precio internacional. Para realizar este examen, se obtuvieron las diferencias entre los precios internos y los precios de exportación¹⁵. En el gráfico 12 se observan los resultados de dicho análisis:

En el período enero de 93– julio de 95, la tendencia muestra, que los precios internos se mantuvieron por debajo de los precios de exportación. En contraposición, entre el segundo semestre del año 1995 y el primero de 2001, la tendencia indica que los precios internos fueron superiores a los precios internacionales.

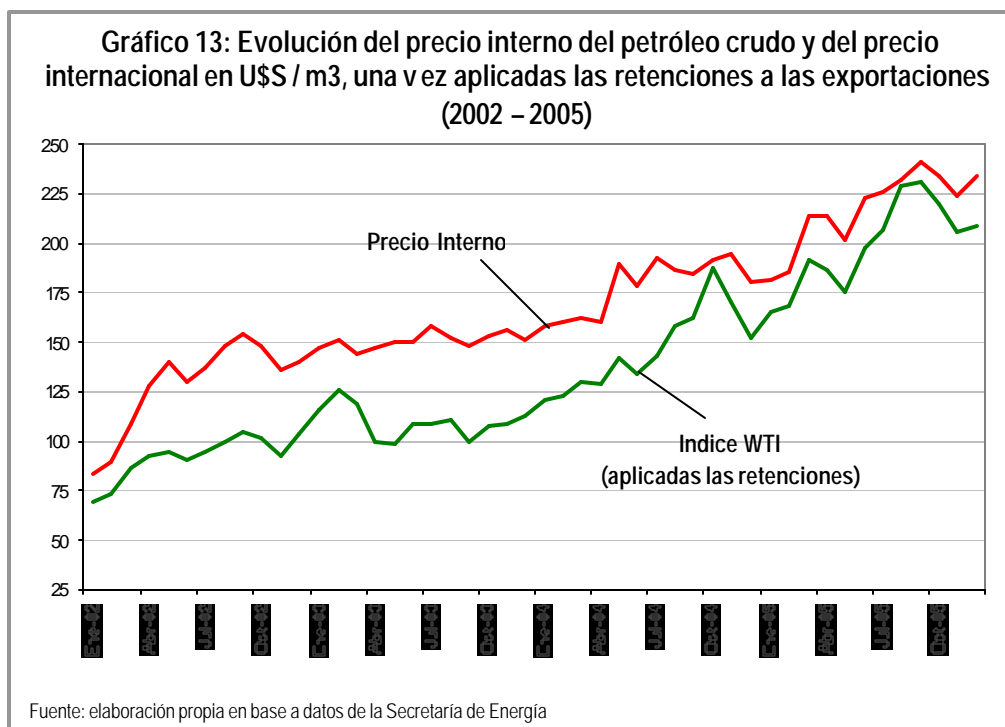
Estas observaciones, si bien no proporcionan resultados concluyentes¹⁶, aportan algunos indicios para indicar que la desregulación del mercado, y la privatización, no alcanzaron el resultado esperado por sus impulsores. Sin embargo otros estudios aportan resultados adicionales, por ejemplo, en línea a lo mencionado, Kozulj (2002) señala que la política de las empresas fue aumentar los precios locales con cada nivel de incremento de los precios internacionales del crudo. Sin embargo, cuando los precios internacionales bajaron, los precios se mantuvieron o bajaron con mayor lentitud, registrándose precios internos superiores a los internacionales. Este esquema de precios podría estar indicando una pérdida de competitividad

¹⁵ Se restaron a los precios promedio de exportación los precios internos, y luego se porcentualizaron las diferencias respecto del precio interno.

¹⁶ Los resultados no son concluyentes, ya que las diferencias no son significativamente mayores e incluso pueden deberse a trabajar con un promedio de precios que incluye distintas calidades de crudo.

de las empresas Argentinas, que enfrentaron costos mayores que el resto del mundo¹⁷ durante este período.

Después de 2001, las retenciones a las exportaciones (44% en términos nominales) jugaron un papel central para mantener el precio interno o por debajo del precio internacional. El gráfico 13 muestra como el precio internacional, una vez aplicada la retención, se mantiene por debajo del precio interno:



La política de retenciones a las exportaciones es un elemento importante para comprender por qué los precios internos se mantuvieron por debajo de los precios internacionales. Las razones de esta política parecen ser tres:

1. La política de retenciones mantiene el precio interno por debajo del internacional. El precio del mercado Argentino se presenta atractivo a las empresas, ya que el mercado interno reporta mayores beneficios que exportar, una vez aplicadas las retenciones al precio internacional.
2. A partir de lo anterior, se desprende que la fijación de un precio local más atractivo que el de exportación garantiza el abastecimiento de petróleo para el mercado argentino. Las empresas sólo se ven incentivadas a exportar la producción que no pueden colocar en el mercado interno, por lo tanto, sólo se exportan los excedentes
3. Finalmente, esta política le permite al Estado Argentino recuperar parte del excedente extraordinario que antes era apropiado por las empresas.

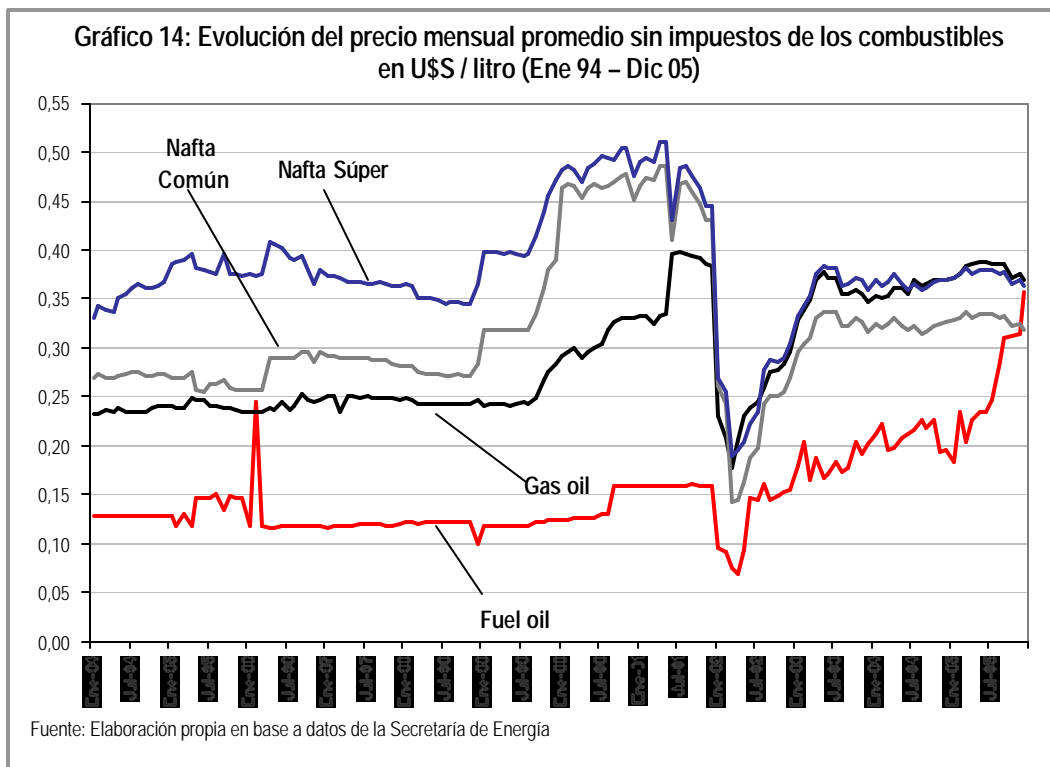
En consecuencia, las retenciones, si bien no solucionan el problema de los hidrocarburos a largo plazo, permiten controlar los precios internos en el corto y mediano plazo, evitando que los precios locales se igualen con los internacionales, lo cual seguramente tendría un fuerte impacto, por el aumento de los costos de los combustibles.

Efecto del precio del petróleo en sus derivados:

Para estudiar la evolución de los combustibles, se han subdividido en cuatro grupos de acuerdo a sus características:

¹⁷ Para hacer un análisis exhaustivo al respecto, sería necesario considerar los costos de fletes que se adicionan a las empresas del resto de mundo, que dependen de la importación de crudo para su producción.

1. Nafta común
2. Nafta súper (más de 93 RON)
3. Gas oil
4. Fuel oil



Los dos primeros son combustibles de consumo individual privado, mientras que los dos últimos se encuentran vinculados al consumo productivo. El gráfico 14, refleja el comportamiento de los precios de los combustibles en el período 1994– 2005:

Como se puede observar, los precios de las naftas mantienen una tendencia ascendente hasta diciembre de 2001, para luego caer, con la devaluación y la crisis de 2002. Es notable, que los precios de estos derivados de consumo individual se recuperaron muy lentamente, no pudiendo alcanzar el valor anterior a la crisis. Contrariamente, los combustibles vinculados al consumo productivo tuvieron una respuesta más rápida, aproximándose al valor máximo alcanzado. El valor sin impuestos del gas oil está próximo al precio de las naftas súper, superando el de las naftas comunes, mientras que el precio del fuel oil, salvo en los primeros meses de de la devaluación, ha crecido fuertemente, acercándose a los valores del gas oil y las naftas súper. Es probable que el comportamiento del fuel oil, se encuentre vinculado con un aumento de demanda ligada a la crisis energética del 2003-2004, ya que es un sustituto de gas en la producción de energía eléctrica.

Estos resultados nos señalan una cuestión central: Los sectores productivos (transporte, agro, generación de electricidad e industria) fueron los más afectados por el comportamiento de los precios. Lo cual, posiblemente, indique que los consumidores individuales fueron subsidiados en su consumo por los sectores productivos. Otra posible interpretación, es que se compensaron los precios de los combustibles con incrementos de otros derivados de menor demanda en el mercado (v.g. fuel oil).

Para finalizar el análisis de los derivados, es necesario estudiar la posibilidad de abastecimiento de estos derivados desde el exterior, con lo cual el precio máximo estaría fijado por el precio del mercado internacional. A respecto Kozulj (2002) indica que la libre exportación e importación de derivados, no jugó un papel regulador del mercado de combustibles, como se suponía que debía ocurrir ante la posibilidad de las empresas del mercado local no alineasen los precios internos con los internacionales. El mencionado autor agrega, que entre los factores que evitaron esta alineación, se encuentra la ausencia de instalaciones de almacenaje en

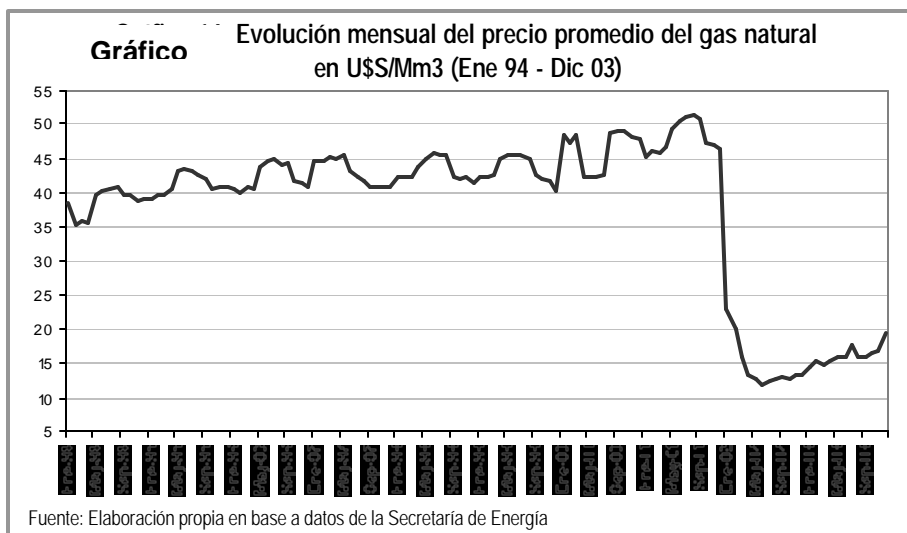
puerto y la de estaciones “libres” o “sin bandera”. Esta última cuestión se vincula con un hecho en particular, el 90% de los contratos de las estaciones de servicio suelen ser contratos terciarizados otorgados por las empresas petroleras, lo cual genera una barrera a la entrada de importaciones por falta de estructura de comercialización. Por otra parte, como factor adicional, no parecería existir un mercado consolidado de estos productos, ya que sólo se comercializan los excedentes. En el caso de Argentina, el volumen de cada uno de estos derivados exportado, no alcanza al 10% del crudo¹⁸.

CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO DE GAS

Evolución del precio del gas en boca de pozo y efectos sobre sus derivados:

En la Argentina, el precio del gas en boca de pozo (etapa de producción) se desreguló en el año 1993, mientras que el segmento de distribución se encuentra regulado por un sistema de tarifas “price cup”, o de topes máximos ajustables quincenalmente. Este sistema de tarifas, también considera que los costos del gas en boca de pozo se trasladan de manera directa a las tarifas pagadas por los usuarios (pass through), exceptuando a las grandes empresas que por sus niveles de consumo pueden pactar su precios de manera directa con el productor. Por lo tanto, todos los costos derivados del aumento de precios del gas en boca de pozo se transfieren de manera directa al sistema productivo.

Para iniciar el estudio del comportamiento del precio del gas natural, se puede observar el gráfico 15¹⁹, el cual refleja la evolución mensual del precio del gas en U\$S/ Miles de m³. El mismo presenta una serie de tiempo que muestra fluctuaciones vinculadas con las variaciones estacionales de la demanda de gas. Sin embargo, también es posible identificar una tendencia ascendente en el período 1994 – 2002 respecto al precio interno del gas natural en boca de pozo. En el año 2002 se produce una caída en el precio, en dólares, del gas que es similar a la que se produce en el caso de los combustibles. Es importante destacar que después de esta caída, el precio del gas nunca recuperó sus valores originales, quedando así muy por debajo del precio de 1994 y mostrando una muy lenta recuperación en el tiempo.



¹⁸ La estimación fue realizada en base a datos, de la Secretaría de Energía, de exportaciones de petróleo y derivados (naftas, fuel oil y gas oil), para los años 1999 a 2004. Por otra parte es importante mencionar que no se han encontrado datos desagregados respecto de los montos de exportaciones de los derivados, en la OMC, los datos de combustibles se encuentran agregados a los del crudo por su baja relevancia.

¹⁹ Los precios promedio nacionales del gas son una aproximación y deben tomarse con precaución. Los mismos fueron estimados con los datos de precios y producción por provincia, disponibles en la Secretaría de Energía de la Nación. Se estimaron como promedio ponderado, donde el ponderador es el volumen de producción por provincia. A continuación se explicita el método de cálculo:

Precio de la provincia K en el mes x: P_k

Volumen de producción de la provincia K en el mes x: Q_k

Volumen de producción nacional en el mes x: $Q_N = Q_1 + Q_2 + Q_3 + \dots + Q_k$

Precio Nacional promedio en el mes x: $P_N = (P_1 Q_1 + P_2 Q_2 + P_3 Q_3 + \dots + P_k Q_k) / Q_N$

Durante el período anterior a la crisis de 2002, el precio del gas en boca de pozo se encontraba desregulado, por lo que su precio resultaba de un acuerdo pactado a nivel mayorista, explicando así su tendencia ascendente. Por otra parte, los contratos de empresas privatizadas en los restantes segmentos del mercado (transporte y distribución), como ya se mencionó, le otorgaban la potestad de transferir estos aumentos de precios directamente a los usuarios (sistema de tarifas pass through), por lo que los aumentos que se observan en la serie de precios en boca de pozo, se veían directamente trasladados a todos los sectores de la economía, una investigación de FLACSO señala que:

...”el aumento de las tarifas industriales y comerciales evidenciado a partir de 1993 se explica en gran medida por los efectos derivados de la desregulación del precio del gas en boca de pozo, que comienza a regir a partir de enero de 1994. El aumento de dicho precio desde su desregulación hasta junio de 1996 fue de 28,6%, e incide más en el precio final de los usuarios que pagan una menor tarifa relativa, como son los industriales”(FLACSO 1996)

Esta cita refleja el resultado de la desregulación del precio del gas en boca de pozo, así como la privatización YPF, en la estructura de costos de los sectores productivos de la economía en el período previo a crisis de 2002. Por lo tanto, los aumentos en los precios del gas en boca de pozo se trasladaban de manera directa al resto de la economía.

En el año 2002, en respuesta a la crisis económica se sanciona la ley 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, la cual interrumpió el ajuste de las tarifas de los servicios públicos, quedando congelados sus componentes, entre ellos el precio del gas en boca de pozo y el precio mayorista de la electricidad. Esta situación explica el comportamiento de la serie a partir de la crisis.

Al análisis hasta aquí realizado se puede agregar la opinión de Azpiazu y Schorr:

“[...] los aumentos tarifarios generales de la energía eléctrica (como los indirectos al usuario por el aumento del gas natural y el GNC) afectarán directamente a los usuarios, e indirectamente por la inevitable transferencia de los costos en la cadena de precio [...]” (Azpiazu y Schorr, 2001)

La cita convalida lo expuesto hasta aquí. Se puede decir que la privatización de YPF tampoco tuvo los efectos esperados en el mercado de producción de gas, los datos de la serie, en conjunto con los resultados del estudio de concentración de mercado, permiten afirmar que el mercado de gas natural tampoco se comportó de manera competitiva y que la falta de regulación por parte del Estado permitió que estos costos se trasladaran al conjunto de la economía. Recién en el año 2002 y como resultado de la crisis económica, el Estado decidió regular el funcionamiento del mercado, congelando el precio del gas. La falta de acción por parte del Estado, seguramente hubiera terminado con un aumento generalizado de precios por transferencia a la cadena productiva del precio del gas en boca de pozo.

COMENTARIOS FINALES

El análisis realizado hasta aquí, ha generado los insumos necesarios para esbozar algunas reflexiones acerca del resultado de la desregulación del mercado argentino de hidrocarburos y la privatización de la empresa estatal YPF:

1. La privatización de YPF, conjuntamente con la desregulación del mercado, no han conseguido la formación de un mercado competitivo, simplemente se ha pasado de un monopolio estatal a un oligopolio privado, en el cual YPF tiene capacidad para fijar precios y, hasta el año 2002, no estaba sujeto a ningún tipo de regulación por parte del Estado. Esto representa una pérdida de bienestar social y una transferencia de recursos, en forma de renta, desde la sociedad hacia las empresas del sector.

2. Durante el período comprendido entre la privatización y la crisis de 2002, los precios del petróleo y el gas mantuvieron una tendencia ascendente, en el caso del petróleo crudo guiado por el aumento de la evolución del precio internacional. Sin embargo, el precio interno superó al precio internacional durante varios períodos, lo cual confirma la hipótesis que sostiene que la privatización representó una pérdida de bienestar para la sociedad en general y una pérdida de competitividad para los sectores productivos.
3. En el caso de los combustibles líquidos a base de petróleo, se puede destacar el hecho de que el gas oil y el fuel oil, ambos combustibles de consumo, primordialmente, productivo (transporte, industria, agro y generación de energía eléctrica) sufrieron aumento mayores en términos relativos que las naftas, que suelen ser de consumo individual, lo que implicó una transferencia de recursos de un sector a otro.
4. Por otra parte, se puede mencionar que a partir del año 2002, con la crisis económica aparecen algunas políticas de corto plazo, que buscan regular el funcionamiento del mercado de hidrocarburos, las dos más destacables son: a) las retenciones a las exportaciones de petróleo, que intentan regular el precio interno del petróleo y sus derivado y, b) el congelamiento de las tarifas de los servicios públicos y de sus componentes, lo que permitió congelar el precio del gas en boca de pozo, así evitando que se sucedieran episodios de alta inflación, por transferencia de los aumentos al sistema productivo en su conjunto.
5. Como se menciona antes, las retenciones representan una fuente de ingresos para el sector público. Esto implica importantes tensiones entre las necesidades de financiamiento de corto plazo y la preservación de recursos naturales no renovables en el largo plazo. El futuro energético del país se encuentra inserto en un marco complejo e incierto.
6. Una serie de factores se conjugaron para hacer caer dramáticamente el nivel de reservas de hidrocarburos, que ponen en riesgo el futuro energético del país, entre ellos se destacan: a) un creciente aumento de las exportaciones, b) una explotación irracional del recurso y c) un gasto de inversión de capital de riesgo insuficiente para reponer reservas.

BIBLIOGRAFÍA.

- Arceo, E. y Basualdo, E. (2002). "Las privatizaciones y la consolidación del capital en la economía Argentina". En: Azpiazu, Daniel (comp). *Privatizaciones y poder económico*. FLACSO, IDEP y UNQUI. Buenos Aires
- Azpiazu, D. y Basualdo E. (2004). "Las privatizaciones en la Argentina. Génesis, desarrollo y los impactos estructurales". En: Petras, James y Veltmeyer, Henry (comp). *Las privatizaciones y la desnacionalización de América Latina*. Prometeo. Buenos Aires
- Azpiazu, D. y Schorr, M. (2002). "Las privatizaciones Argentinas. Reconfiguración de la estructura de precios y de rentabilidades relativas en detrimento de la competitividad y la distribución del ingreso". En: Azpiazu, Daniel (comp). *Privatizaciones y poder económico*. FLACSO, IDEP y UNQUI. Buenos Aires
- Aspiazu, D y Schorr M. (2001) "Desempeño reciente y estructura del mercado gasífero Argentino: Asimetrías tarifarias, ganancias extraordinarias y concentración del Capital" Área de Economía y Tecnología. FLACSO
- Beker, V. (2005). "Estado y mercado: Verdaderas y falsas antinomias". Ariel Sociedad Económica. Buenos Aires.

- Bogo, J. (1998). "Comentarios del Artículo de Coloma: Análisis del comportamiento del mercado argentino de combustibles líquidos". 1 XXXIIIª Reunión Anual de la Asociación Argentina de Economía Política. Buenos Aires
- Boron, A. y Thwaites Rey, M. (2004). "La Expropiación Neoliberal: el Experimento Privatista en la Argentina". En: Petras, James y Veltmeyer, Henry (comp). *Las privatizaciones y la desnacionalización de América Latina*. Prometeo. Buenos Aires
- Calleja, G. (2005) - Ponencia presentada en las jornadas 'Hacia el Plan Fénix II En vísperas del Segundo Centenario' desarrolladas del 2 al 5 de Agosto de 2005. Área Temática I: Desarrollo económico con equidad: Infraestructura y servicios públicos. Obtenida del sitio www.argenpress.com.ar
- Coloma, G. (1998). "Análisis del comportamiento del mercado argentino de combustibles líquidos". XXXIIIª Reunión Anual de la Asociación Argentina de Economía Política. Buenos Aires
- Coloma, G. (2000). "Un análisis preliminar de los efectos competitivos de la integración entre Repsol e YPF sobre el mercado argentino de nafta". Universidad del CEMA. Buenos Aires
- Cont W. y Navajas F. (2004). "La Anatomía Simple de la Crisis Energética en Argentina". FIEL. Buenos Aires.
- De Dicco R. y Freda J. (2005). "Diagnósticos y Perspectivas del Abastecimiento Mundial y Nacional de Hidrocarburos". Documento de trabajo del Instituto de investigación en Ciencias Sociales
- De Dicco, R. (2004). "El costo del barril de petróleo crudo en Argentina". Documento del Instituto de investigación en Ciencias Sociales. Buenos Aires.
- De Dicco, R. (2003) "Principales características del Programa de privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales y su impacto sobre la oferta primaria de hidrocarburos". Documento de trabajo del Instituto de investigación en Ciencias Sociales. Buenos Aires
- Freda, José Francisco (2003) "Agotamiento de las reservas de hidrocarburos en Argentina" Documento de Trabajo del Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del Instituto de Investigación en Ciencias Sociales (IDICSO) Universidad de El Salvador. USAL
- FIEL (1999). "La regulación de la competencia y de los servicios públicos". Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas. Buenos Aires
- FLACSO (1996). "Privatización y precios relativos. Una primera aproximación metodológica y de análisis". Documento de trabajo del proyecto: Privatización y regulación de la economía argentina. FLACSO, Buenos Aires.
- Kosulj, R. y Pistonesi, H (2004). "Elementos para el análisis de la actual crisis energética". Publicaciones de la Fundación Bariloche.
- Kosulj, R. (2002) "Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en el mercado minorista de combustibles" CEPAL -Serie de infraestructura y recursos naturales-
- Krueger, A. (1993) "La economía política de la reforma en los países en desarrollo" Alianza Editorial
- Lahoud, G. (2005). "Una aproximación teórica a la Soberanía Energética e Integración Regional Sudamericana" Ediciones -IDICSO/USAL
- Scheimberg, S. (1998). "Comentarios del Artículo de Coloma: Análisis del comportamiento del mercado argentino de combustibles líquidos". 1 XXXIIIª Reunión Anual de la Asociación Argentina de Economía Política. Buenos Aires
- Scheimberg, S. (2003). "Hacia un equilibrio domestico y regional del mercado de gas natural". 1º premio del Foro Internacional de Energía. Petrotécnica, Buenos Aires.
- Stiglitz, J. (1995). "La economía del sector público". Antoni Bosch. Barcelona

Williamson, J. (1993). "La democracia y el «Consenso de Washington»". Publicado en World Development, Vol. 21

ANEXO

Participación de la Exportaciones de hidrocarburos respecto del total de producción (1980 - 2005)

PRODUCTOS	AÑOS																									
	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	00	01	02	03	04	05
Gas Natural	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	6%	9%	11%	14%	14%	13%	15%	13%
Petroleo	0%	0%	0%	0%	0%	2%	0%	0%	2%	3%	3%	5%	10%	15%	31%	39%	41%	40%	39%	34%	36%	37%	35%	31%	25%	23%
Hidrocarburos	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	1%	1%	2%	3%	6%	9%	18%	23%	25%	25%	26%	23%	24%	26%	25%	22%	20%	18%

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

Índices de concentración de mercado (IHH):

IHH Petróleo Procesado

2003			1999			1997			2003			1999		
EMPRESA	PART MERC.	PUNTOS	EMPRESA	PART MERC.	PUNTOS	EMPRESA	PART MERC.	PUNTOS	EMPRESA	PART MERC.	PUNTOS	EMPRESA	PART MERC.	PUNTOS
YPF	58,3	3.403,9	YPF	55,1	3.036,0	YPF	51,7	2.672,9	YPF+ EG3 + REFINOR	67,6	4.567,8	YPF+ EG3 + REFINOR	63,6	4.045,0
SHELL	14,0	194,7	SHELL	16,2	262,4	SHELL	17,5	306,3	SHELL	14,0	194,7	SHELL	16,2	262,4
ESSO	12,5	156,0	ESSO	14,4	207,4	ESSO	16,1	259,2	ESSO	12,5	156,0	ESSO	14,4	207,4
PECOM	5,6	31,1	EG3	5,1	26,0	EG3	5,9	34,8	PECOM	5,6	31,1	LORENZO	5,4	29,2
EG3	5,9	34,4	REF. S. LORENZO	5,4	29,2	REF. S. LORENZO	5,6	31,4	RUTILEX	0,2	0,1	DEST. ARG. PET.	0,4	0,2
REFINOR	3,4	11,4	REFINOR	3,4	11,6	REFINOR	3,2	10,2	COMB.ARG.	0,1	0,0			
RUTILEX	0,2	0,1	DEST. AR. DE PET.	0,4	0,2				New American	0,0	0,0			
COMB.ARG.	0,1	0,0							POLIPETROL	0,0	0,0			
New American	0,0	0,0							FOX PETROL	0,0	0,0			
POLIPETROL	0,0	0,0							ESTANDAR	0,0	0,0			
FOX PETROL	0,0	0,0							CARBOCLOR	0,0	0,0			
ESTANDAR	0,0	0,0							DEST. ARG. PET.	0,0	0,0			
CARBOCLOR	0,0	0,0							SUALIER S.A	0,0	0,0			
DEST. ARG. PET.	0,0	0,0							KILWER S.A	0,0	0,0			
SUALIER S.A	0,0	0,0							PET. ARG.	0,0	0,0			
KILWER S.A	0,0	0,0							PET. DEL C. SUR	0,0	0,0			
PET. ARG.	0,0	0,0												
PETR. DEL C. SUR	0,0	0,0												
IHH 2003	3.832		IHH 2003	3.573		IHH 2003	3.315		IHH 2003	4.950		IHH 2003	4.544	

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía y del Ministerio de Economía

IHH Derivados del petróleo

2003						
EMPRESA	NAFTAS		GAS OIL		FUEL OIL	
	PART MERC.	PUNTOS	PART MERC.	PUNTOS	PART MERC.	PUNTOS
YPF	62,8	3.939,1	59,0	3.476,5	36,9	1.363,1
SHELL	15,5	239,6	13,4	178,8	25,5	651,1
REFINOR	7,5	56,3	2,8	7,8	3,2	10,0
ESSO	6,5	42,6	12,4	153,2	9,2	84,2
EG3	5,4	29,5	5,8	33,1	11,4	129,8
PECOM	1,3	1,7	5,9	35,2	12,2	148,0
RUTILEX	0,5	0,3	0,7	0,5	0,2	0,1
COMB ARG	0,3	0,1	0,1	0,0	0,8	0,6
FOX PETROL	0,1	0	0,0	0,0	0,0	0,0
DEST. ARG. P.	0,0	0	0,0	0,0	0,4	0,1
KILWER	0,0	0	0,0	0,0	0,1	0,0
SAULIER	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
POLIPETROL	0,0	0	0,0	0,0	0,1	0,0
NEW AMERICAN	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
ESTÁNDAR	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
IHH 2003	4.309		3.885		2.387	

1999						
EMPRESA	NAFTAS		GAS OIL		FUEL OIL	
	PART MERC.	PUNTOS	PART MERC.	PUNTOS	PART MERC.	PUNTOS
YPF	59,2	3.500,3	56,7	3.213,0	16,6	276,4
SHELL	12,9	165,9	15,3	233,5	38,4	1.471,7
REFINOR	6,5	42,7	3,0	8,7	3,7	13,9
ESSO	9,1	82,1	11,6	135,4	20,1	404,7
EG3	4,9	24,2	5,5	30,1	8,8	77,3
PASA	1,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0
RUTILEX	0,9	0,8	1,4	2,0	0,0	0,0
DEST. ARG. P.	0,8	0,6	0,2	0,0	0,2	0,0
REF. S. LORENZO	4,8	23	6,3	40,0	12,2	148,9
IHH 1999	3.841		3.663		2.393	

1997						
EMPRESA	NAFTAS		GAS OIL		FUEL OIL	
	PART MERC.	PUNTOS	PART MERC.	PUNTOS	PART MERC.	PUNTOS
YPF	59,5	3.544,7	55,1	3.037,9	18,6	345,2
SHELL	13,7	187,1	15,7	246,1	40,8	1.661,2
REFINOR	5,6	31,3	3,1	9,7	3,8	14,1
ESSO	10,1	102,9	12,9	166,1	13,5	183,2
EG3	5,8	33,1	6,6	43,1	7,8	60,5
PASA	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0
RUTILEX	0,6	0,4	0,3	0,1	0,0	0,0
DEST. ARG. P.	0,1	0,0	0,2	0,1	0,1	0,0
REF. S. LOR.	3,9	15	6,0	36,5	15,5	239,5
IHH 21997	3.915		3.540		2.504	

2003						
EMPRESA	NAFTAS		GAS OIL		FUEL OIL	
	PART MERC.	PUNTOS	PART MERC.	PUNTOS	PART MERC.	PUNTOS
YPF+ EG3 + REFINOR	75,7	5.730,3	67,5	4.555,8	51,5	2.650,6
SHELL	15,5	239,6	13,4	178,8	25,5	651,1
ESSO	6,5	42,6	12,4	153,2	9,2	84,2
PECOM	1,3	2	5,9	35,2	12,2	148,0
RUTILEX	0,5	0,3	0,7	0,5	0,2	0,1
COMB ARG	0,3	0,1	0,1	0,0	0,8	0,6
FOX PETROL	0,1	0	0,0	0,0	0,0	0,0
DEST. ARG. P.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,1
KILWER	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
SAULIER	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
POLIPETROL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
NEW AMERICAN	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
ESTÁNDAR	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
IHH 2003	6.015		4.924		3.535	

1999						
EMPRESA	NAFTAS		GAS OIL		FUEL OIL	
	PART MERC.	PUNTOS	PART MERC.	PUNTOS	PART MERC.	PUNTOS
YPF+ EG3 + REFINOR	70,6	4.986,6	65,1	4.240,8	29,1	849,2
SHELL	12,9	165,9	15,3	233,5	38,4	1.471,7
ESSO	9,1	82,1	11,6	135,4	20,1	404,7
PASA	1,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0
RUTILEX	0,9	0,8	1,4	2,0	0,0	0,0
PET.	0,8	0,6	0,2	0,0	0,2	0,0
REF. S. LORENZ.	4,8	23,2	6,3	40,0	12,2	148,9
IHH 2003	5.260		4.652		2.875	

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía y del Ministerio de Economía

IHH Producción gas natural

2003			1999			1998		
EMPRESA	PART MERCADO	PUNTOS	EMPRESA	PART MERCADO	PUNTOS	EMPRESA	PART MERCADO	PUNTOS
YPF + Pluspetrol	43,01	1850,15	YPF + Pluspetrol	43,64	1904,31	YPF + Pluspetrol	43,32	1876,24
Total Austral	18,70	349,79	TOTAL AUSTRAL	16,65	277,30	TOTAL AUSTRAL	16,04	257,42
Pan American	11,07	122,44	PAN AMERICAN	7,65	58,52	PEREZ COMPANC	7,35	54,03
Petrobras Energía	7,08	50,10	TECPETROL	7,50	56,27	TECPETROL	7,13	50,83
Tecpetrol S.A.	7,08	50,15	PEREZ COMPANC	6,66	44,39	PET.STA FE	4,09	16,76
Chevron	2,86	8,15	PET. SANTA FE	3,55	12,63	AMBAS	3,52	12,37
Capex S.A.	2,05	4,19	QUINTANA	3,33	11,06	BRIDAS	3,42	11,67
Pioneer	1,29	1,65	CAPEX	2,25	5,08	QUINTANA	3,12	9,71
Sipetrol S.A.	1,76	3,10	PET. SAN JORGE	1,96	3,85	CAPEX	2,31	5,32
Vintage Oil	1,19	1,41	PET.P	1,53	2,35	SAN JORGE	1,99	3,95
Entre Lomas	0,77	0,59	PIONEER	1,23	1,51	COMPANC	1,27	1,61
Roch	0,27	0,07	SIPETROL	1,05	1,10	PAN AMERICAN	1,24	1,53
Com. Rivadavia	0,27	0,07	ASTRA	0,99	0,98	SIPETROL	1,23	1,51
Pet. Sudam	0,17	0,03	C. REIVADAVIA	0,59	0,35	ASTRA	0,94	0,88
Medanito S.A.	0,08	0,01	VINTAGE OIL	0,41	0,17	C. RIVADAVIA	0,65	0,42
Cñias. Asociadas	0,05	0,00	ROCH	0,41	0,17	CHAUVCO	0,60	0,36
C.G.C. S.A.	0,01	0,00	PETSUD-NECON	0,23	0,05	ROCH	0,43	0,18
Alpa	0,03	0,00	CGC	0,19	0,04	CGC	0,33	0,11
C. International	0,02	0,00	ALBERTA ENERGY	0,04	0,00	PETSUD-NECON	0,27	0,08
Clear	0,01	0,00	TECNICAGUA	0,02	0,00	PIONEER	0,26	0,07
Colhué Huapi	0,02	0,00	MEDANITO	0,02	0,00	VINTAGE OIL	0,26	0,07
Petrolera Santa Fé	2,15	4,61	COLHUE HUAPI	0,02	0,00	MEDANITO	0,07	0,00
Tecnicagua	0,01	0,00	CAPSA	0,02	0,00	ALBERTA ENERGY	0,04	0,00
Oilgener Argentina	0,01	0,00	CUTRAL-CO	0,02	0,00	TECNICAGUA	0,03	0,00
Río Alto S.A.	0,00	0,00	UNION PACIFIC	0,01	0,00	COLHUE HUAPI	0,03	0,00
Apache	0,00	0,00	EPP	0,01	0,00	CAPSA	0,03	0,00
Ajax	0,00	0,00	OILGENER	0,00	0,00	NORCEN	0,02	0,00
Cri Holding	0,00	0,00	C. HERRADOS	0,00	0,00	CORDEX	0,02	0,00
Geodyne	0,04	0,00	AJAX	0,00	0,00	EPP	0,01	0,00
Petrolera San José	0,01	0,00				HERRADOS	0,00	0,00
Herrados	0,00	0,00				AJAX	0,00	0,00
IHH 2003	2447		IHH 1999	2380		IHH 1998	2305	

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía y del Ministerio de Economía

IHH Producción Petróleo Crudo

2003			1999			1997		
EMPRESA	PART MERC.	PUNTOS	EMPRESA	PART MERC.	PUNTOS	EMPRESA	PART MERC.	PUNTOS
YPF + Pluspetrol	47,16	2223,65	YPF + Pluspetrol	42,47	1803,55	YPF + Pluspetrol	43,80	1918,05
Pan American	11,98	143,45	PEREZ COMPANC	10,11	102,19	PEREZ COMPANC	11,01	121,30
Petrobras	10,29	105,83	PET. SAN JORGE	8,84	78,19	PET. SAN JORGE	7,69	59,08
Chevron	10,08	101,52	PAN AMERICAN	8,58	73,54	AMOCO	6,63	43,97
Tecpetrol	4,36	19,01	ASTRA	8,57	73,37	TOTAL AUSTRAL	5,60	31,42
Total Austral	4,00	16,02	TOTAL AUSTRAL	6,44	41,43	ASTRA	4,29	18,40
Vintage Oil	3,82	14,61	TECPETROL	3,84	14,76	TECPETROL	3,64	13,27
Sipetrol	2,39	5,73	VINTAGE OIL	2,42	5,85	MEXPETROL	3,59	12,91
Chías. Asociadas	1,39	1,94	QUINTANA	2,33	5,43	QUINTANA	2,60	6,76
Entre Lomas	1,27	1,61	PET. P.	1,28	1,64	BRIDAS P.I.C.	2,50	6,23
Pioneer	0,98	0,96	CAPSA	1,12	1,26	PET. COMPANC	1,24	1,53
Chañares Herrados	0,12	0,01	SIPETROL	0,97	0,93	SIPETROL	1,18	1,39
Petrolera Santa Fé	0,31	0,10	PIONEER	0,67	0,45	CADIPSA	1,07	1,15
Río Alto	0,26	0,07	ROCH	0,57	0,33	CAPEX	1,02	1,04
Pet. Sudam.	0,21	0,04	PET. SANTA FE	0,28	0,08	VINTAGE OIL	0,94	0,89
Roch	0,20	0,04	C. RIVADAVIA	0,23	0,05	ROCH	0,61	0,37
C. International	0,19	0,04	ALBERTA	0,22	0,05	CHAUVCO	0,61	0,37
Ajax S.A.	0,18	0,03	PETSUD-NECON	0,20	0,04	P. C. RIVADAVIA	0,45	0,21
Petrolera San José	0,11	0,01	CAPEX	0,19	0,04	ALBERTA	0,21	0,04
Capex	0,14	0,02	AJAX	0,13	0,02	PETSUD-NECON	0,20	0,04
Com. Rivadavia	0,15	0,02	COLHUE HUAPI	0,12	0,01	AJAX	0,15	0,02
Colhué Huapi	0,11	0,01	C.HERRADOS	0,09	0,01	HOME OIL	0,15	0,02
Apache	0,04	0,00	EPP	0,08	0,01	CGC	0,11	0,01
Ingeniería Alpa	0,04	0,00	UNION PACIFIC	0,06	0,00	COLHUE HUAPI	0,11	0,01
Clear S.R.L.	0,06	0,00	TECNICAGUA	0,05	0,00	C. HERRADOS	0,09	0,01
Medanito S.A.	0,04	0,00	ING. ALPA	0,05	0,00	PET. SANTA FE	0,08	0,01
Dong Won	0,04	0,00	MEDANITO	0,03	0,00	EPP	0,08	0,01
C.G.C. S.A.	0,02	0,00	ALIANZ. PET. ARG.	0,02	0,00	NORCEN	0,07	0,00
Oilgener	0,02	0,00	CGC	0,02	0,00	TECNICAGUA	0,06	0,00
Tecnicagua	0,01	0,00	CUTRAL-CO	0,01	0,00	ING. ALPA	0,05	0,00
Silsy S.A.	0,00	0,00	OILGENER	0,01	0,00	DONG WON	0,04	0,00
Geodyne S.A.	0,00	0,00	C.ARG.COM.RIV.	0,00	0,00	CORDEX	0,03	0,00
Cri Holding	0,03	0,00	DONG WON	0,00	0,00	GAS MEDANITO	0,03	0,00
						GLACCO	0,02	0,00
						INALRUCO	0,02	0,00
						TECSA	0,01	0,00
						ALIANZ. PET. ARG.	0,01	0,00
						C. ARG. COM. RIV.	0,00	0,00
						CUTRAL-CO	0,00	0,00
IHH 2003		2635	IHH 1999		2203	IHH 1997		2238

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía y del Ministerio de Economía