

---

**recursos naturales e infraestructura**

**C**risis de la industria  
del gas natural en Argentina

Roberto Kozulj



NACIONES UNIDAS

**CEPAL**

**División de Recursos Naturales e  
Infraestructura**

Santiago de Chile, marzo del 2005

Este documento fue preparado por Roberto Kozulj, consultor de la División de Recursos Naturales e Infraestructura de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

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

---

Publicación de las Naciones Unidas

ISSN impreso 1680-9017

ISSN electrónico 1680-9025

ISBN: 92-1-322674-8

LC/L.2282-P

N° de venta: S.05.II.G.34

Copyright © Naciones Unidas, marzo del 2005. Todos los derechos reservados

Impreso en Naciones Unidas, Santiago de Chile

---

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

## Índice

---

<b>Resumen</b> .....	7
<b>Introducción</b> .....	11
<b>I. Análisis sintético del marco legal y del contexto anterior y posterior a la devaluación</b> .....	15
A. La convertibilidad.....	15
B. Las reformas en la industria del gas: las actividades desreguladas y las reguladas.....	16
C. La configuración del <i>upstream</i> .....	16
D. La reestructuración del transporte y distribución de gas .....	19
E. Análisis de la sustentabilidad de la convertibilidad y de la legitimidad de los reclamos de “seguridad jurídica” por parte de las empresas privatizadas .....	21
F. Conclusiones .....	23
<b>II. Análisis de la crisis energética del año 2004</b> .....	25
A. Los elementos constitutivos de la crisis tal como fueron difundidos .....	25
B. El análisis a la luz de la evidencia empírica disponible y del contexto macroeconómico .....	26
C. El comportamiento de la demanda .....	27
D. Las restricciones en la capacidad de transporte.....	29
E. Acerca de la situación de las reservas .....	30
F. Análisis acerca de la supuesta falta de rentabilidad de la actividad.....	32
G. El problema de la distorsión de los precios relativos .....	33
H. Conclusiones .....	34

<b>III. El análisis de la oferta y su restricción actual</b> .....	35
A. La caída de la producción y sus posibles razones .....	35
B. La evolución de las reservas y de la relación media reservas producción .....	37
<b>IV. El contexto de los costos y de los precios tras el abandono de la convertibilidad</b> .....	39
A. Evolución de los precios del crudo y del gas natural .....	40
B. Acerca de la rentabilidad de la industria de los hidrocarburos antes y después de la convertibilidad en el <i>upstream</i> .....	42
C. La evolución de la actividad exploratoria .....	46
<b>V. El comportamiento financiero en los segmentos de transporte, distribución y análisis crítico del acuerdo con los productores de gas</b> .....	47
A. El comportamiento financiero de las empresas de transporte y distribución de gas .....	47
B. Análisis de la Resolución 208/2004 .....	52
C. Análisis de los fundamentos de los costos económicos del gas en boca de pozo que respaldan la Resolución 208/2004 .....	52
D. Conclusiones .....	56
<b>VI. Conclusiones y recomendaciones</b> .....	61
<b>Glosario</b> .....	65
<b>Bibliografía</b> .....	67
<b>Anexo</b> .....	69
<b>Serie recursos naturales e infraestructura: números publicados</b> .....	77

## Índice de cuadro

Cuadro 1	Evolución de la demanda por tipo de usuario 1993-2003 .....	27
Cuadro 2	Evolución de la demanda por tipo de usuario incrementos del primer trimestre de 2004 respecto a igual período de 2003 y 1999 .....	28
Cuadro 3	Estimación de la diferencia de ingresos de los productores de hidrocarburos en la situación promedio durante y después de la convertibilidad .....	33
Cuadro 4	Evolución de los precios del crudo en el mercado internacional y en el mercado interno .....	41
Cuadro 5a	Estimación de la renta conjunta del sector de hidrocarburos a los niveles de producción del año 2003: situación de precios y costos promedio durante el período 1994-2001 .....	43
Cuadro 5b	Estimación de la renta conjunta del sector de hidrocarburos a los niveles de Producción del año 2003: situación media 2003-2004 sin ajuste de los precios del gas natural .....	43
Cuadro 5c	Estimación de la renta conjunta del sector de hidrocarburos a los niveles de producción del año 2003: situación media 2003-2004/5 con ajuste de los precios del gas natural según resolución 208/04 .....	44
Cuadro 6	Estimación de costos totales de producción por barril equivalente de petróleo .....	45
Cuadro 7	Estimación del incremento de la capacidad y del mercado interno en los segmentos de transporte y distribución .....	49
Cuadro 8	Deuda, costo del financiamiento, utilidades e inversiones netas de las compañías licenciatarias de gas .....	49
Cuadro 9	Gasoductos de exportación desde Argentina .....	51
Cuadro 10	Costos por pozo utilizado en el estudio encargado por la Secretaría de Energía para la determinación del costo de gas en boca de pozo .....	54
Cuadro 11	Estimación del costo medio por pozo resultante de los datos utilizados como base para los cálculos del costo del gas natural .....	55
Cuadro 12	Inversiones de YPF y estimaciones del total de inversiones en el <i>upstream</i> .....	

	doméstico 1994-1997.....	56
Cuadro 13	Estimación de los descubrimientos necesarios para abastecer la demanda interna y externa.....	58

## Índice de gráficos

Gráfico 1	Demanda interna y total mensual en millones de m <sup>3</sup> /día .....	28
Gráfico 2	Demanda industrial y para generación eléctrica .....	29
Gráfico 3	Evolución del gas entregado, de la reinyección a formación del gas retenido en planta en el yacimiento Loma La Lata, período enero 1993 a diciembre 2003 .....	34
Gráfico 4	Reservas, producción y relación reservas-producción, período 1980-2002 .....	37
Gráfico 5	Precios medios de importación del crudo en el mercado mundial .....	40
Gráfico 6	Estimación de los precios medios del gas en boca de pozo antes y durante la desregulación y luego de la emergencia del año 2002 .....	42
Gráfico 7	Estimación de la renta petrolera antes y después de la convertibilidad. Estimaciones sobre cantidades del año 2003 .....	45
Gráfico 8	Evolución de los pozos de exploración y avanzada perforados por períodos desde 1970 hasta el año 2000.....	46
Gráfico 9	Estimación del período de agotamiento de las reservas según las proyecciones de demanda acumulada 2004-2020 en ausencia de nuevos descubrimientos .....	58
Gráfico 10	Hipótesis mercado potencial máximo para un crecimiento de la demanda energética del 3% A.A. ....	59
Gráfico 11	Hipótesis mercado potencial evolutivo para un crecimiento global de la demanda energética del 3% A.A. ....	60

---

## Resumen

---

La crisis energética argentina que se manifestó a comienzos del año 2004 tuvo efectos no deseables tanto en el ámbito interno como externo. Sin embargo, su gravedad real no fue de la magnitud pronosticada.

En este trabajo se muestra que los argumentos que han sido esgrimidos tanto desde la óptica empresarial como desde la gubernamental son insatisfactorios a la luz de la evidencia empírica disponible y de los hechos concretos que caracterizaron la crisis.

No obstante -y al margen de su verdadera magnitud-, de la crisis energética argentina se pueden inferir importantes conclusiones con respecto a las características de diseño de la mayor reforma emprendida en la región y acerca de la vulnerabilidad de los países que dependen del abastecimiento de energía proveniente de Argentina, en particular de gas natural.

En este contexto, el inadecuado diseño de los marcos regulatorios es señalado como el mayor responsable de las conductas restrictivas y especulativas que han mostrado los actores de la industria del gas en Argentina.

En tal sentido en el presente estudio se muestra cómo esas reglas han permitido a las empresas concesionarias y licenciatarias, que operan en los eslabones del *upstream* y del *downstream* de dicha industria, establecer estrategias financieras que desvirtuaron los objetivos declarados de las reformas.

La concepción básica del esquema ha sido que la expansión del abastecimiento sería asegurada de modo automático por medio de una elevada rentabilidad. Se supuso que ello bastaría para incentivar y asegurar la oferta futura a precios razonables y en cantidades suficientes. En consecuencia, las inversiones en exploración, producción, transporte y distribución de gas no debían revestir carácter obligatorio, a pesar de que las dos últimas actividades se definen en el ámbito de los servicios públicos regulados y, como tales, están sujetas a la obligación de abastecer los requerimientos de la demanda con estándares de calidad establecidos. Se ha ignorado de este modo que en un mundo globalizado los actores no necesariamente reinvierten sus utilidades en el mismo espacio geográfico que las generaron.

En el caso de los productores de hidrocarburos, las nuevas inversiones en exploración se concentraron en Bolivia donde, por una parte, los descubrimientos previos de Yacimientos Bolivianos de Gas (YABOG), la legislación, la perspectiva geológica y la ubicación estratégica respecto del mercado de Brasil y de Argentina, presentaron una constelación más favorable. Por otra parte, al estar ligada la rentabilidad de la industria a la posibilidad de mantener los precios dolarizados, el propio contexto del plan de convertibilidad indujo a que las inversiones de largo plazo se concentraran hacia los mercados externos, mientras que el perfil de las inversiones para el mercado interno tuvo un claro sesgo de corto y mediano plazo. Además, al hallarse basada en una fuerte sobrevaluación monetaria, la convertibilidad no podía ser mantenida indefinidamente.

Al mismo tiempo, el marco legal presenta otra incongruencia básica. Las actividades en el proceso de exploración, desarrollo y producción (*upstream*) se rigen bajo un ámbito legal e institucional distinto a las del proceso de transformación, comercialización y distribución (*downstream*). El primero, localizado institucionalmente en el ámbito de la Secretaría de Energía, se caracteriza por reglas de libertad de mercado, libre disponibilidad de la producción de hidrocarburos y de una parte sustantiva de las divisas obtenidas por su explotación. La única restricción prevista por la legislación, tras la desregulación del sector ocurrida a inicios de los noventa, la constituye la prohibición de exportar gas si éste no fuese suficiente para abastecer el mercado interno. En cambio, en el segundo ámbito, las reglas suponen una definición de servicio público regulado por el Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS), aun cuando dicha regulación puede ser encuadrada como "débil" debido a los criterios de fiscalización y control establecidos por la Ley N° 24076 que rige el transporte, distribución y comercialización de gas para el mercado interno.

Esta incongruencia básica, ha desembocado en una grave crisis tras la ruptura de la convertibilidad y el dictado de la ley de emergencia económica (Ley N° 25561), debido a que tanto los precios del gas en boca de pozo (segmento desregulado), como las tarifas de transporte y distribución (segmentos regulados) han sido "pesificadas" temporalmente, lo que ha significado una reducción de ingresos en términos de divisas a pesar de que la totalidad de la renta hidrocarbúfera es mayor que la obtenida en plena vigencia de la convertibilidad como consecuencia del alza de los precios del crudo y la disminución de los costos internos. En consecuencia las empresas han reclamado por la "seguridad jurídica" aduciendo que el gobierno rompió de modo unilateral las reglas vigentes incumpliendo los contratos. Si bien el abandono de la convertibilidad fue la consecuencia natural del propio esquema, propicio a "ataques especulativos" por su no convergencia macroeconómica y dependiente del financiamiento externo continuo, en realidad las autoridades se han visto sometidas a una situación de hecho que escapa prácticamente de modo total a las decisiones nacionales.

Pero, además, las empresas distribuidoras y transportistas se endeudaron en el exterior al tiempo que remitían sus utilidades, de modo tal de hallarse con el capital invertido ya recuperado y simultáneamente con una deuda financiera cuya correspondencia con las inversiones realizadas es mínima. De hecho el 73% de la deuda fue contraída entre los años 2000 y 2001, años en los cuales ya no se realizaron inversiones para el mercado interno, cuando la caída de la convertibilidad era inminente debido tanto al creciente endeudamiento externo acumulado, como al desempleo

estructural irreversible en el marco de una moneda sobrevaluada, como a las presiones externas por devaluar que se venían dando desde 1997.

De este modo la crisis energética puede ser considerada como una estrategia de presión por parte de los productores para obtener aumentos del gas en boca de pozo. Esto lo lograron de dos formas. La primera, porque tras el desabastecimiento el gobierno dictó la Resolución 208/04, por medio de la cual obtuvo un acuerdo con los productores para garantizar el abastecimiento interno en firme a cambio de incrementos graduales en los precios hasta llegar en julio del año 2006 a los valores vigentes a inicios de la convertibilidad. La segunda, porque la crisis obligó a realizar importaciones desde Bolivia a un precio similar al que regía para el gas proveniente de la cuenca neuquina durante la convertibilidad. Dado que los principales operadores de las reservas bolivianas son los mismos que operan las de Argentina, la estrategia de presión utilizada fue un medio eficaz para las empresas de recuperar el nivel de precios del gas en boca de pozo y condicionar el abastecimiento futuro modificando sustantivamente la matriz espacial de abastecimiento interno y posiblemente externo. Ello además implica nuevas inversiones en transporte y nuevas reglas de financiamiento donde el Estado desempeñará un rol importante.

Esta nueva configuración de la industria tendrá como consecuencia el aumento del costo del gas para los usuarios internos, repercusiones en el costo de la energía eléctrica y los productos nacionales, pero también una componente de incertidumbre acerca de la capacidad de cumplir con los acuerdos de exportación. Esto último porque si bien las reservas ya descubiertas de la Argentina son suficientes para garantizar el suministro en un horizonte próximo a los 10 años, más allá de este plazo se requerirá de nuevos descubrimientos e inversiones en exploración y desarrollo que los productores pueden ver como inconvenientes frente a la posibilidad de monetizar las reservas ya descubiertas en Bolivia.

Es de prever por lo tanto que si bien las exportaciones proseguirán su curso, es difícil pensar que logren aumentarse sobre la base de las reservas de Argentina salvo que ello provenga de una eficaz acción conjunta entre Argentina y Chile, lo que supone cambios de enfoque geopolítico y una acción conjunta para inducir a los productores a realizar inversiones en especial en la cuenca neuquina.

La lección más importante aprendida del caso argentino y de la reciente crisis energética, es que las reglas de mercado y la ausencia de un Estado regulador fuerte o empresario, son incompatibles con el objetivo de garantizar el abastecimiento futuro al menor costo, tal como se expresa retóricamente como fundamento central de las reformas de los años noventa.



## Introducción

---

La crisis energética de Argentina que comenzó en febrero del 2004 tiene efectos no deseables tanto en el ámbito interno como externo. Los argumentos que han sido esgrimidos tanto desde la óptica empresarial como desde la gubernamental son insatisfactorios a la luz de la información disponible y de los hechos concretos que caracterizan la crisis.

En primer lugar poco se ha enfatizado acerca de la responsabilidad que en dicha crisis ha desempeñado el inadecuado diseño de los marcos regulatorios. Es que sus reglas pueden inducir a las empresas concesionarias y licenciatarias que operan en los eslabones del *upstream* y del *downstream* de la industria del gas a establecer estrategias que los convierten más en actores financieros que en empresas energéticas con objetivos ligados al desarrollo de la industria en el largo plazo.

En tal sentido, como se verá, la concepción básica del esquema ha sido que la expansión del abastecimiento sería asegurada de modo automático por medio de una elevada rentabilidad. Se supuso que ello bastaría para incentivar y asegurar la oferta futura a precios razonables y en cantidades suficientes. En consecuencia, las inversiones en exploración, producción, transporte y distribución de gas no debían revestir carácter obligatorio, a pesar de que las dos últimas actividades se definen en el ámbito de los servicios públicos regulados y como tales, están sujetas a la obligación de abastecer los requerimientos de la demanda con estándares de calidad establecidos.

Pero además, las actividades en el *upstream* se rigen bajo un ámbito legal e institucional distinto, caracterizado por reglas de libertad de mercado, libre disponibilidad de la producción de hidrocarburos y de una parte sustantiva de las divisas obtenidas por su explotación. La única restricción prevista por la legislación, tras la desregulación del sector, ocurrida a inicios de los noventa, la constituye la prohibición de exportar gas si éste no fuese suficiente para abastecer el mercado interno.

Esta incongruencia básica, ha desembocado en una crisis tras la ruptura de la convertibilidad y el dictado de la ley de emergencia económica (Ley N° 25561), debido a que tanto los precios del gas en boca de pozo, como las tarifas de transporte y distribución han sido "pesificadas" temporalmente, lo que ha significado una reducción de ingresos en términos de divisas. En consecuencia las empresas han reclamado por la "seguridad jurídica", acusando al gobierno de la ruptura unilateral de las reglas de juego establecidas inicialmente. Por su parte, en tanto la producción de gas se halla fuera del ámbito de los servicios públicos, los productores se han hallado en condiciones de restringir la oferta como modo de forzar al gobierno a otorgar los aumentos solicitados.

De este modo la crisis de abastecimiento de gas ha sido presentada como consecuencia de la ausencia de nuevas inversiones dado que, supuestamente, el nivel de rentabilidad post-convertibilidad no les permitiría a las empresas invertir para asegurar el abastecimiento de los mercados interno y externo. Sin embargo, no se ha reparado en que ciertas inversiones, especialmente aquellas que hubiesen expandido el sistema a largo plazo, no fueron tampoco realizadas cuando la situación de rentabilidad era óptima y que la rentabilidad del sector hidrocarburífero en su conjunto mejoró notablemente desde el año 2002 como consecuencia del nuevo escenario de precios internacionales.

El propósito de este estudio es precisamente aportar aquellos elementos objetivos que permiten analizar los diversos componentes de la crisis a la luz de la evidencia empírica disponible y argumentar de modo crítico la afirmación de que se produjo una ruptura unilateral de las reglas de juego por parte de las autoridades argentinas.

El énfasis del análisis será la identificación de los problemas actuales y previsibles para el desarrollo de la industria del gas en Argentina y de las exportaciones a sus países vecinos, principalmente a Chile, Uruguay y Brasil.

El estudio comprende los siguientes capítulos. 1- Análisis sintético de: a) los decretos de desregulación petrolera; b) de los marcos regulatorios que no vincularon rentabilidad con inversiones de mediano y largo plazo; c) del significado y consecuencias de la retirada del Estado de la planificación y control de los recursos estratégicos; d) del papel de la sobrevaluación monetaria durante la convertibilidad como sutil mecanismo de transferencia de recursos hacia las empresas privatizadas y el sector financiero; e) de la legitimidad del reclamo de "seguridad jurídica" por parte de las empresas privatizadas en el contexto de un esquema macroeconómico no convergente y altamente dependiente de la voluntad externa de financiar los desequilibrios crecientes provocados por una moneda sobrevaluada, pero garantizada legalmente.

El capítulo 2 está destinado a analizar la "objetividad" de la crisis energética. Para ello se dará respuesta a las siguientes preguntas: a) ¿Ha crecido la demanda de un modo imprevisto?; b) ¿Existen restricciones en la capacidad de transporte?; c) ¿Falta gas en Argentina, las reservas son suficientes, en qué plazo y bajo qué circunstancias no lo serían?; d) ¿Las inversiones no se realizaron por falta de rentabilidad?; e) ¿Se trata de corregir una distorsión de los precios relativos que origina una seria distorsión en la asignación eficiente de los recursos energéticos y productivos?

El tercer capítulo tratará sobre el análisis de la oferta y su restricción actual. En particular se responderá a las siguientes preguntas: a) ¿Puede la capacidad de producción caer súbitamente, cuáles serían las razones técnicas?; b) ¿Argentina, considerado un país gasífero a mediados de los noventa, dejó de serlo súbitamente?; c) ¿Faltan reservas o capacidad de producción a corto plazo?.

El cuarto capítulo versará sobre el comportamiento de los precios, los costos y la rentabilidad en el contexto post-convertibilidad. La pregunta central que se formula es la siguiente: ¿Ha disminuido la rentabilidad del sector tras el abandono de la convertibilidad de modo tal que justifique la ausencia de inversiones como las requeridas para abastecer el mercado interno?.

El quinto capítulo analizará el segmento del transporte y distribución, así como un análisis de la resolución 208/2004 y el mercado de exportación. Las preguntas a responder son: a) ¿si las empresas transportistas y distribuidoras no invirtieron lo suficiente a qué obedeció su endeudamiento?; b) ¿Qué sucedió con la rentabilidad y con los fondos de amortización acumulados?; c) Con respecto a los costos del gas ¿cuál es la estimación de costos del gas natural en los que se basó la resolución 208/2004 que acuerda precios y niveles de producción con las petroleras y cuáles son sus fundamentos?; d) ¿Qué ocurre y ocurrirá con los contratos de exportación?

Por último, en el capítulo sexto se extraen las conclusiones del análisis efectuado en los capítulos anteriores y se recomiendan los lineamientos básicos que deberían regir una modificación del esquema actualmente vigente para establecer las nuevas reglas de juego del sector gasífero en la Argentina.

## I. Análisis sintético del marco legal y del contexto anterior y posterior a la devaluación

---

La reestructuración de la industria del gas se basó en tres tipos de instrumentos legales distintos en su carácter, alcance y naturaleza.

### A. La convertibilidad

El marco general en el que se desarrollaron todas las actividades de las empresas privatizadas reposaba en el denominado *Plan de Convertibilidad*. Dicho plan, puesto en marcha en abril de 1991, estableció por Ley N° 23928 la paridad cambiaria 1 peso = 1 dólar. De este modo se convalidó la virtual dolarización de la economía y se resignó toda posibilidad de ejercer una política monetaria activa. Adicionalmente, no se estableció ningún período durante el cual tendría vigencia el régimen de la convertibilidad.

Sin embargo, y este no es un detalle menor, el punto de partida sobre el cual se estableció la paridad "uno a uno" implicaba una sobrevaluación monetaria respecto a los niveles de paridad previos vigentes durante la mayor parte de la historia argentina, con lo cual se afectó de modo drástico el conjunto de precios relativos de la economía. El nivel de dicha sobrevaluación con respecto al del año 1986, considerado según expertos como nivel de equilibrio y similar al que resulta del promedio histórico de largo plazo, comenzó siendo de

un 68% en 1991 y, poco después, alcanzó entre el 100% a 120% para mantenerse hasta diciembre del año 2001.<sup>1</sup>

Lo que dicha sobrevaluación implicó para las empresas privatizadas puede resumirse en lo siguiente: los niveles tarifarios en dólares crecieron abruptamente, pero no lo hicieron tanto en términos de poder adquisitivo interno dado que en algunos casos hasta fueron relativamente inferiores a los que regían previamente. De este modo las empresas concesionarias o licenciatarias que ingresaron al negocio pagando valores muy por debajo del costo de reposición de los activos, tuvieron tarifas próximas a las de expansión de largo plazo sin que ello afectase el nivel de la demanda. Por consiguiente el nivel de rentabilidad fue extraordinario, en especial para las licenciatarias de transporte y distribución de gas y para los productores de hidrocarburos (R.Kozulj y otros 1993, R. Kozulj, 1995, 2001, 2002 a y b; UNIREN, 2004).

## **B. Las reformas en la industria del gas: las actividades desreguladas y las reguladas**

Las actividades de producción de gas, que corresponden al denominado *upstream*, se rigieron por los decretos de desregulación petrolera dictados entre fines de 1989 y comienzos de la década de los noventa, bajo el ámbito institucional de la Secretaría de Energía y dentro del marco general de la Ley de Hidrocarburos N° 17319 vigente desde 1967.

En cambio las actividades de transporte, almacenamiento, comercialización y distribución de gas, fueron regidas por la Ley N° 24076 y su posterior reglamentación, en la cual se determinaba la privatización de Gas del Estado y se dictaba el Marco Regulatorio de estas actividades, las que serían reguladas por el Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS) a comienzos del año 1993. Las atribuciones y funciones de este organismo autárquico, también fueron definidas en el marco de la citada Ley.

## **C. La reconfiguración del *upstream***

Los instrumentos específicos para desregular el mercado de hidrocarburos fueron los decretos N° 1055 del 10/10/89; N° 1212 del 8/11/89 y N° 1589 del 27/12/89. Por medio de este paquete de instrumentos legales básicos se cubrió un amplio espectro de medidas que afectaron tanto al *upstream* como al *downstream* de la industria petrolera. Se mencionarán aquí solamente las que tienen particular relevancia con respecto a la configuración de lo que sería el futuro mercado desregulado para la actividad de explotación de gas:

- YPF<sup>2</sup> devolvió áreas de exploración para su posterior licitación al sector privado.
- Los contratos de explotación entre empresas contratistas de YPF y esta última se convirtieron en asociaciones y en concesiones.
- Se licitaron áreas marginales de YPF.
- Se licitaron áreas centrales de YPF, incluyendo grandes áreas (en la práctica cuencas enteras) con reservas probadas.

---

<sup>1</sup> Es decir la paridad real con base en 1986 igual a 1, era próxima a 2 a 1 lo que significa más del 100% de sobrevaluación monetaria respecto al valor teórico de equilibrio; el valor de la paridad promedio para 1913-2002, excluyendo los periodos de apreciación, resulta en 0,99, casi idéntico al vigente en 1986 y de 1,17 cuando se considera el promedio simple de la serie completa desde 1913 a 2002. Pero con respecto al valor de 1987 y 1988, el grado de apreciación a inicios de la convertibilidad ha sido de 132% y 107% respectivamente y de 186% respecto a 1989, lo que hace al cambio brusco de orientación macroeconómica una causa de la desestructuración del aparato productivo.

<sup>2</sup> Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), nombre completo de la empresa es Repsol YPF.

- Se estableció la libre disponibilidad del crudo para todos los operadores.
- Se autorizó a exportar e importar.
- Se determinó la libre adquisición del crudo en el mercado interno y externo.
- Se equiparan los precios internos a los internacionales.
- Se autoriza la libre convertibilidad en divisas de los ingresos de los operadores en todos los eslabones de la cadena sean por ventas en el mercado interno o externo.
- Se propone la privatización de la empresa YPF y la promulgación de una nueva Ley de hidrocarburos, la que nunca fue sancionada.

Adicionalmente el gobierno contrató a la consultora internacional Gaffney, Cline y Asociados de los Estados Unidos a fin de realizar una auditoría de reservas. Dicha auditoría concluyó en una reclasificación de las mismas, con importantes cambios en la clasificación entre las categorías "probadas" y "probables", lo que implicó una disminución del orden del 28% en la magnitud de las reservas probadas de petróleo y gas respecto a las cifras oficiales previas, con el consecuente impacto negativo sobre la valorización de las áreas a ser licitadas y de la propia YPF. A pesar de que a partir de 1990, y en especial a partir de 1992, los precios del gas en boca de pozo aumentaron notablemente, las reservas no volvieron a ser reclasificadas tal como es usual en la definición de reservas probadas. Sin embargo, tras la caída del precio del gas como consecuencia de su pesificación en el año 2002, volvieron a ser reclasificadas marcando una caída abrupta respecto a las del año 2001.

El desglose de activos previos a la privatización de YPF se puede resumir en lo siguiente:

- **Privatización de áreas marginales:** se trató de unas 105 áreas con una producción inferior a los 200 m<sup>3</sup>/día, que como potencial representaban unos 2,5 millones de m<sup>3</sup>/año. De estas 105 áreas se adjudicaron 86 con un potencial inicial próximo a los 4000 m<sup>3</sup>/día. La adjudicación se dio en dos rondas llevadas a cabo durante 1990 y 1991 y en posteriores negociaciones ad hoc y nuevas rondas durante 1992. El Estado obtuvo por ellas alrededor de 464 millones de dólares. Se cree que algunas de estas áreas son muy ricas en reservas y de hecho, como se verá luego, en ellas se ha concentrado una parte significativa de la labor exploratoria desarrollada desde 1993 hasta la fecha.
- **Privatización de áreas centrales:** se realizó en dos tandas, una primera durante 1991 en la que se licitaron cuatro áreas centrales (Puesto Hernández, Vizcacheras, El Tordillo y Huemul); una segunda en las que se privatizaron áreas extensas en las cuencas austral (Tierra del Fuego, Santa Cruz I y Santa Cruz II) y del Noroeste (Palmar Largo y Aguaragüe). En total se obtuvieron por el conjunto de estas áreas 1323 millones de dólares lo que se estima equivaldría en promedio a 0,77 dólares/barril de reserva potencial y a 1,24 dólares/barril por reserva probada certificada.<sup>3</sup> Desde el punto de vista de la rentabilidad privada algunas las cuatro áreas centrales presentaban un perfil de rendimiento extraordinario (ej: Puesto Hernández, una TIR de entre 30% y 40%).
- **La reconversión de los contratos en Concesiones y Asociaciones:** se trató de la reconversión en concesiones y asociaciones con YPF de los contratos que tenía YPF provenientes de las áreas entregadas durante los períodos de gobierno 1958-1962; 1966-1972 y 1976-1983. El volumen de producción de estos contratos rondaba en el momento

<sup>3</sup> Cfr. Kozulj, R. Y Bravo, V. (1993), cuadro° 22, p-162. Los valores fueron substantivamente superiores para las cuatro primeras áreas centrales ya desarrolladas ( entre 2,84 y 5,40 dólares/barril de reserva certificada), e inferiores para las áreas de las cuencas austral y del noroeste ( entre 0,45 y 0,57 dólares/barril ), más vinculadas a la posterior privatización de Gas del Estado en virtud tanto del proceso de adjudicaciones como del carácter predominantemente gasífero de las mismas.

de su reconversión en unos 8 millones de m<sup>3</sup> al año, equivalente al 27% de la producción total.

- **El proceso de venta de YPF S.A.:** tuvo varias etapas hasta llegar a la actual propiedad por parte de Repsol. En julio de 1993 se produjo la venta del 43,5% del paquete de acciones de YPF S.A. por lo que el Estado Nacional obtuvo 3040 millones de dólares en efectivo y 1.271 millones en títulos de la deuda pública. Sin embargo, en esta operación el Estado a su vez asumió una deuda de la empresa por aproximadamente 1.800 millones de dólares. Entre mediados de 1994 y abril de 1995 YPF adquirió el 88,5% del capital de la petrolera Maxus y a principios de junio de 1995 completó la adquisición del capital remanente. Con esto YPF quedó muy endeudada, pero en disposición estratégica en casi todos los países de la región (Ecuador, Bolivia, Colombia, Perú, República Bolivariana de Venezuela) convirtiéndose en una petrolera multinacional dado que Maxus poseía también intereses en Asia. A su vez, la venta de YPF S.A. a Repsol se da en dos etapas. En la primera, el Estado Nacional vende a Repsol el 14,99% de las acciones (correspondiente a su parte del 20%) por una cifra de alrededor de 2011 millones de dólares, y entre mediados y fines de 1999 Repsol compra el 83,24% de acciones de YPF S.A. por 13.158 millones de dólares a un precio de 44 dólares por acción, con lo cual culmina poseyendo casi el 99% del paquete accionario.

De este modo el mercado de hidrocarburos quedó muy concentrado y liderado por Repsol-YPF, lo cual establece una estrategia de penetración y dominio a nivel de toda la región.

Como se verá luego, este dominio se expande en la medida en que la empresa comienza una estrategia de integración vertical y horizontal en todo el sector energético y posee además fuertes vínculos con el sistema financiero. Grupos como el Bilbao Viscaya Argentaria S.A. (BBVA); la Caixa y fondos de pensión estadounidenses conforman la mayor parte del paquete accionario de Repsol YPF.

Con respecto al análisis de la crisis energética argentina los aspectos relevantes, resultantes del proceso de desregulación, son los siguientes: a) el mercado de gas que se suponía iba a ser competitivo, quedó altamente concentrado bajo la forma de un oligopolio dominado por un actor principal; b) las empresas adquirieron reservas y capacidad de producción a valores muy por debajo de los costos económicos del crudo y del gas y obtuvieron por su venta precios internacionales dado que a partir de 1993 su precio fue desregulado; c) dado el marco legal vigente el Estado perdió capacidad de intervenir en la industria reservándose en la práctica únicamente la facultad de autorizar o no las exportaciones dada la prioridad fijada para el abastecimiento interno; d) las empresas establecieron una estrategia de inversión regional e internacional, con lo cual la rentabilidad local, aunque muy elevada (R.Kozulj y otros, 1993, 2002), no bastó para inducir a realizar inversiones en exploración que repusieran las reservas al ritmo de la creciente producción; e) de modo paralelo se dismanteló buena parte del sistema de información de la Secretaría de Energía, el que pasó a depender de la información suministrada por el Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG), en especial respecto a la información de reservas y producción.

Es más, como luego se verá, tras la "pesificación" del precio del gas en boca de pozo en el marco de la emergencia económica (Ley 25561), las empresas operadoras alegaron insuficiencia de capacidad de producción cuya causa fue la falta de inversiones previas. Ello sucedió entre febrero y abril del 2004, meses que de ningún modo constituyen los de pico de demanda. Sin embargo, tras el acuerdo de precios logrado por medio de la Resolución 208/2004 (que retoma la dolarización de los precios del gas para el año 2005 en niveles próximos a los vigentes durante la convertibilidad), la capacidad de inyección se recuperó rápidamente revelando el poder efectivo de las empresas de manipular la oferta de acuerdo al nivel de precios.

Frente al virtual desabastecimiento del mercado interno, el único instrumento legal con el que contaba el Estado consistía en limitar los volúmenes de exportación. Obviamente esta medida implicó un alto costo en términos de relaciones internacionales y de la propia imagen del país. A su vez revela el grado de debilidad en la cual quedó el Estado tras las reformas de los noventa y la inconsistencia del marco legal que por una parte establece reglas de mercado para el segmento de producción de gas y por otra regula una actividad considerada como servicio público, la cual depende obviamente del suministro básico del insumo gas.

## **D. La reestructuración del transporte y distribución de gas**

Las actividades de transporte y distribución de gas habían sido ejercidas monopólicamente por la empresa estatal Gas del Estado creada en 1946. Por medio de la Ley n° 24076 del año 1992, se dispone su privatización en diez unidades de negocio: dos transportadoras y ocho distribuidoras, y se crea el Marco Regulatorio aun vigente.

El acceso a los activos privatizados se realizó muy por debajo del valor de reposición de los activos y aun por debajo de su valor comercial (R. Kozulj, 1993; 1994; 2000). Contabilizando el pago en títulos de la deuda que se hallaban en virtual incumplimiento a comienzos de los años noventa y que constituyeron el 83% del aporte total para el pago al acceso de los servicios privatizados de la industria del gas, la suma total expandida al 100% del paquete accionario del conjunto de las diez unidades de negocio representó tan solo el 40% del valor de reposición del sistema, el 54% del valor comercial estimado por la consultora Mc Kinsey y el 86% del Valor Actual Neto calculado con una tasa del 16,8% por la consultora Stone & Webster sobre la base del flujo de caja neto que resultaba de la proyección de ventas a las tarifas iniciales, las inversiones obligatorias iniciales establecidas en los pliegos de licencia, los costos de operación y mantenimiento y la asunción de parte de la deuda de Gas del Estado.

A diferencia de la producción de gas, cuya liberalización de precios y cantidades se dispuso a fines de 1993, estas actividades se hallan desde entonces reguladas sobre la base de dicho marco por el Ente Regulador de Gas (ENARGAS).

Si bien el marco regulatorio dispuso límites a la integración vertical, en la práctica las empresas lograron establecer fuertes grados de integración. Es de destacar en principio que en las dos zonas de distribución más importantes (Metrogas y BAN) que cubren el abastecimiento de la Ciudad de Buenos Aires y su conglomerado urbano conocido como el Gran Buenos Aires, Repsol-YPF participa de modo significativo.

Por otra parte, si bien el marco regulatorio establece el carácter de servicio público de la actividad de distribución y la obligación de suministro, las inversiones de expansión, tanto en transporte como en distribución, no revisten carácter obligatorio. Por el contrario, reposan en el supuesto de que el incentivo de rentabilidad garantizaría por sí mismo la expansión del sistema en tanto las empresas se verían beneficiadas por la ampliación del mercado. Las únicas inversiones obligatorias fueron establecidas en los pliegos de licitación tratándose de inversiones menores destinadas a mejorar la seguridad y calidad del servicio.

En los hechos el sistema de transporte se expandió tanto para el mercado interno, como para el externo y las redes de distribución crecieron al ritmo de la demanda solvente. Sin embargo, mientras que las inversiones en nuevos gasoductos se realizaron prácticamente sólo para abastecer los mercados externos desarrollados desde 1996, en el caso del mercado interno la expansión de la capacidad de transporte se realizó aumentando la potencia de compresión del sistema de los gasoductos preexistentes. Las redes de distribución crecieron básicamente mediante el financiamiento parcial de los usuarios, para los cuales, acceder al gas aun costearo las redes constituía una ventaja frente al costo de los combustibles alternativos.



La capacidad de transporte total del sistema, pasó de alrededor de 70 millones de m<sup>3</sup>/día en 1993 a 100 millones de m<sup>3</sup>/día en 1998, para alcanzar los 120 millones de m<sup>3</sup>/día en la actualidad. Sin embargo, la demanda interna pasó del orden de los 60 millones de m<sup>3</sup>/día en 1993 a 84 millones de m<sup>3</sup>/día en el año 2003, mientras que la demanda total del sistema pasó a 103 millones de m<sup>3</sup>/día. En síntesis el mercado interno creció en un 41,2% en una década y la demanda total en un 72,7%, lo cual refleja el peso de las exportaciones y la orientación de los incrementos de la capacidad de transporte.

En efecto, los gasoductos de exportación desde Argentina a países vecinos totalizan una capacidad de 42,6 millones de m<sup>3</sup>/día e implicaron inversiones de 964 millones de dólares. Del total de dicha capacidad, el 77% se orienta a Chile (14 millones m<sup>3</sup>/día por el norte; 13,5 millones de m<sup>3</sup>/día por el centro y 5,3 millones de m<sup>3</sup>/día por el sur). Los restantes 9,8 millones m<sup>3</sup>/día corresponden a gasoductos conectados con Uruguay y con futuras miras al mercado del sur de Brasil (Ej: Gasoducto Cruz del Sur).

La estrategia seguida por las empresas fue, por consiguiente, invertir en aquellos proyectos cuya contratación en dólares se hallaba garantizada por tratarse de acuerdos de largo plazo con países vecinos. En cambio minimizaron el riesgo de inversión en el mercado interno aun cuando la elevada rentabilidad les hubiese permitido ampliar el sistema con nuevos gasoductos. De hecho, las tarifas de transporte se calcularon sobre la base de la recuperación de las inversiones requeridas para la construcción de un nuevo gasoducto ideal de 1000 km. de longitud y se modularon por distancia. Entre las posibles razones de tal conducta se hallan las siguientes: a) para los inversores resultaba claro que la dolarización implicada en el plan de convertibilidad no era sustentable a largo plazo dado que se basaba en una moneda fuertemente sobrevaluada; b) desde el punto de vista de la maximización del valor presente neto de las inversiones resultaba conveniente ampliar la capacidad de transporte al máximo mediante el aumento de la potencia de compresión por tratarse de inversiones de menor magnitud con idéntico resultado respecto de los ingresos obtenidos; c) resultaba previsible que el mercado interno crecería a menor ritmo que el externo, debido a la madurez del sistema y a las propias condiciones recesivas que crearía el plan de convertibilidad. En efecto, durante el período 1993-2001 los únicos mercados dinámicos dentro del territorio nacional fueron el uso del gas para generación eléctrica debido al fuerte impulso dado a la generación térmica mediante ciclos combinados (5,2% a.a) y el uso vehicular o GNC (11,8% a.a). En cambio, tanto la industria como el sector residencial y comercial crecieron a tasas mucho más bajas (2,8% a.a.; 2,2% a.a. y -0,9% a.a. respectivamente). Cabe aclarar que en el caso del sector industrial el crecimiento registra los consumos del sector oficial y de grandes comercios y servicios que optaron por categorías tarifarias correspondientes a industrias. Es por esto que su crecimiento aparece negativo. En cambio, las estadísticas del consumo de los grandes usuarios industriales, que representan el 83% del consumo total industrial, muestran que el crecimiento entre 1995 y 2003 fue de tan sólo 0,9% a.a.

Por lo tanto, al no existir inversiones obligatorias dentro de las reglas de juego impuestas por el Marco Regulatorio, la expansión del sistema no ha respondido a previsiones de la demanda a largo plazo. Aun cuando se ha argumentado que la "pesificación" de las tarifas tras la devaluación ha sido la causante de la ausencia de nuevas inversiones y del cuello de botella principal de la llamada "crisis energética", la evidencia empírica muestra que la expansión de la capacidad de transporte se detuvo prácticamente en 1999.

## **E. Análisis de la sustentabilidad de la convertibilidad y de la legitimidad de los reclamos de "seguridad jurídica" por parte de las empresas privatizadas**

El reclamo por la seguridad jurídica por parte de las empresas privatizadas que operan en los segmentos regulados, se deriva de la supuesta ruptura unilateral de las reglas de juego por parte del gobierno argentino. En efecto, la Ley de Emergencia Económica y Social dictada a comienzos del año 2002, tras la devaluación del peso y el abandono de la convertibilidad, implicó la pesificación de las tarifas de transporte y distribución y el congelamiento parcial de los precios del gas en boca de pozo. No así del petróleo y sus derivados. Dichas tarifas fueron establecidas en los contratos en pesos convertibles equivalentes a dólares a la paridad 1 a 1 y sufrieron ajustes indexatorios por medio del Índice de Precios Mayoristas de los Estados Unidos cada seis meses, existiendo cláusulas de dolarización. Las licencias fueron otorgadas por un plazo inicial de 35 años, de los cuales habían transcurrido 9 en el momento de la ruptura.

Sin embargo resultaba claro para todos los expertos nacionales e internacionales que la sustentabilidad de la convertibilidad en el largo plazo era inviable debido principalmente a que reposaba en una fuerte sobrevaluación de la moneda local.<sup>4</sup> Por otra parte, si bien han sido muchas las discusiones acerca de cuál es el nivel de paridad real que podría ser considerado de equilibrio para la Argentina, tanto el análisis teórico como el empírico señalaban, sin dejar lugar a dudas, que el nivel vigente durante la convertibilidad se hallaba bien lejos de toda definición posible de paridad de equilibrio.

La demostración objetiva de la no sustentabilidad de la convertibilidad reposa en varios elementos: a) la comparación histórica de largo plazo entre la paridad vigente durante la convertibilidad y la que rigió durante la mayor parte del tiempo en este país; b) la inducción del nivel de tipo de cambio vigente a un desequilibrio comercial de tipo estructural; c) la creciente necesidad de financiamiento externo para sostener la demanda anual de divisas; d) los efectos desestructurantes sobre el aparato productivo y su grado de integración interno debido a la sustitución de producción local por la de origen externo; e) los efectos de tal desestructuración sobre el nivel de empleo y por lo tanto sobre la generación de pobreza estructural creciente; f) la no convergencia fiscal, en tanto todo ajuste del gasto provocaba una simultánea caída de los ingresos fiscales como consecuencia del aumento de la recesión económica estructural; g) la escasa incidencia de la reducción del costo laboral en el aumento de la "competitividad" de los productos nacionales frente a los importados, debida tanto a la casi nula absorción de mano de obra por parte de la industria, como a la baja incidencia del costo laboral dentro de la formación de precios de los productos industriales. La serie de cuadros y gráficos presentados en el Anexo N° I permiten apreciar las afirmaciones anteriores en cuanto al grado de sobrevaluación monetaria, su efecto sobre la balanza comercial y el endeudamiento, como así también sobre el nivel de desempleo y pobreza. Del mismo modo se presenta a modo de síntesis una estimación del destino de la demanda de divisas provistas a través de los fondos prestados y avalados por el FMI.

Por consiguiente, el fin de la convertibilidad era un hecho predecible científicamente desde sus mismos comienzos. Es bien sabido que un esquema tal de tipo de cambio fijo y sobrevaluado resultaba además propicio para ataques especulativos, tal como los descritos por Krugman desde 1977, atribuibles "al resultado natural del comportamiento de los inversores de maximizar sus beneficios". Economistas de la talla de Stiglitz, Krugman, Tysson y numerosos académicos de prestigio en dictámenes para el FMI coincidieron en que los ataques especulativos son sistémicos y ampliamente exitosos aun en economías sanas y sin déficit fiscal y que los blancos más vulnerables son los sistemas de tipo de cambio fijo.

<sup>4</sup> La paridad real con base en 1986 igual a 1, era próxima a 2 a 1 lo que significa más del 100% de sobrevaluación monetaria respecto al valor teórico de equilibrio; el valor de la paridad promedio para 1913-2002, excluyendo los períodos de apreciación, resulta en 0,99, casi idéntico al vigente en 1986 y de 1,17 cuando se considera el promedio simple de la serie completa desde 1913 a 2002. Pero con respecto al valor de 1987 y 1988, el grado de apreciación a inicios de la convertibilidad ha sido de 132% y 107% respectivamente y de 186% respecto a 1989, lo que hace al cambio brusco de orientación macroeconómica imposible de no percibir como causa de la futura desestructuración del aparato productivo y del "ataque especulativo" del año 2001.

En el caso argentino las recomendaciones para establecer una salida ordenada de la convertibilidad fueron muchas al menos desde 1995, cuando se produjo la devaluación en México ("Efecto Tequila"), y cuando más tarde sobrevinieron las crisis asiática y rusa y la devaluación en Brasil, principal socio argentino del Mercosur. En 1997 el propio Paul Krugman lo recomendó y en diciembre de ese año hubo presiones del FMI para devaluar; en la Convención Nacional de Bancos de ese año el escenario se hallaba previsto (ADEBA, 1997).<sup>5</sup> Sin embargo, al menos dos razones pueden contribuir a explicar la extensión del esquema por otros cuatro años a pesar de dichas recomendaciones y advertencias: 1- nadie estaba dispuesto a afrontar el costo político y social de la devaluación; 2- se necesitaba un plazo próximo a los diez años para que los inversionistas de los sectores privatizados vieran cumplidas sus expectativas de rentabilidad. De hecho el valor de referencia para la privatización de los activos de Gas del Estado se calculó sobre dicho período a una tasa de descuento del 16,8%, la cual incluía una prima de "Riesgo País".

De esta forma, al no haber sido establecido un plazo de duración para la convertibilidad, en tanto una ley puede ser legítimamente derogada por otra por razones de fuerza mayor o interés público, los reclamos de seguridad jurídica son altamente cuestionables aun cuando en los contratos de concesión y licencia se explicitara o insinuara la virtual dolarización de las tarifas por la totalidad del plazo de su vigencia.

En tal sentido caben al menos dos preguntas básicas: a) ¿Podrían ser internalizadas en la economía tarifas tres veces más altas sin causar un verdadero descalabro macroeconómico y agravar aun más el deteriorado marco social y económico de la Argentina?; b) Si los bancos alegan como argumento jurídico "el hecho del príncipe"<sup>6</sup> para no hacer frente a su compromiso con los ahorristas que tenían depósitos en dólares no garantizados por el Estado tratándose de entidades que disponen de activos para hacer frente a dichos reclamos, no sería lógico que la Argentina utilizara el mismo tipo de argumento en tanto la ruptura de las reglas de juego fueron provocadas por una autoridad supranacional como el FMI, que pasó abruptamente de conceder préstamos anuales del orden de los 10.000 millones de dólares anuales, a su súbita interrupción a mediados del año 2001.

En esta situación, los reclamos por seguridad jurídica se pueden contextualizar en lo que Stiglitz ha denominado como característica de los 90: "encontrar en las reglas", y que el derecho en Occidente denomina "fraude a la ley". Es decir, respetar un marco jurídico cuidando de no rozar el tenor literal de sus palabras, pero soslayando la finalidad o designio del mismo.

Más adelante se verá que las empresas transportistas y distribuidoras de gas se endeudaron en el exterior por 2.703 millones de dólares, más que el valor pagado por la totalidad de los activos, y que el 73% de dicho endeudamiento se produjo entre el año 2000 y 2001. Al mismo tiempo habían obtenido utilidades por más de 3.800 millones de dólares, 88% de las cuales fueron repartidas como dividendos. Acumularon también fondos de amortización por 1.600 millones de dólares y pagaron intereses por 1.037 millones (UNIREN, 2004).

Antes de concluir este capítulo atinente a las relaciones entre la convertibilidad y el cuestionamiento de la legitimidad de los reclamos de "seguridad jurídica", es conveniente remarcar un hecho más. Durante el período marzo a julio del año 2001 se produjo el ataque especulativo previsto. El sistema financiero transfirió activos en dólares al exterior por alrededor de 20000 millones de dólares, simultáneamente a los bancos se les permitió transformar su encaje en dólares billete por títulos de la deuda pública. Como se dijo antes, en 1999 Repsol pagó alrededor de 13.158 millones de dólares por el 88,5% del paquete accionario de YPF, con una proporción de deuda

---

<sup>5</sup> Cf. Diario Clarín, suplemento económico, 10-10-1993 notas de R. Frigerio y M. Lascano; Nota de W. Rhodes (Citycorp) "Banqueros preocupados por la sobrevaluación del peso", Clarín, 26-4-1994; *Ámbito Financiero*, 1-6-1995; *Ámbito Financiero*, 12-6-1995, p 20; *Ámbito Financiero*, 3-12-1997, p 13. *Ámbito Financiero*, 16-05-1998, p 6.

<sup>6</sup> El "hecho del príncipe" es un término que proviene de la literatura jurídica correspondiente a los aspectos financieros. Se deriva un orden del Estado irresistible para el deudor en el sentido en que éste no podrá superar el obstáculo que aquel le impone y en consecuencia se halla en la absoluta imposibilidad de ejecutar la obligación.

bancaria muy elevada. Hacia junio del año 2001 pudo cancelar una suma que según distintas fuentes oscilaría entre un mínimo de 4.100 y alrededor de 4.500 millones de euros,<sup>7</sup> lograda supuestamente con la venta de sus activos en Indonesia. Pero es sabido que el grueso del capital de Repsol-YPF provino de sus activos en Argentina y también es sabido que los principales accionistas de dicha compañía eran fondos de pensión de los Estados Unidos y los grupos BBVA y La Caixa (R. Kozulj, 2002), todos operando en Argentina. Por consiguiente, aquellos grupos que lograron transferir dólares al exterior y devolvieron a los ahorristas bien sea depósitos pesificados a la relación 1,4, bien sea plazos fijos o fondos comunes de inversión también pesificados o en el cese de pago, lograron ganancias extraordinarias a través de la diferencia cambiaria, en especial durante el período del ajuste excesivo (*overshooting*) cuando la relación cambiaria rozó los 3,8 pesos por dólar. Por consiguiente parte de dicha cancelación de deuda pudo haber sido lograda mediante el ataque especulativo.

Es sabido que el propio gobierno español requirió al grupo BBVA informaciones acerca de sus operaciones en el exterior y el giro de divisas a sus filiales en los denominados "paraísos fiscales" (Cecchini, D. y Zicolillo, J., 2002).

## F. Conclusiones

La reforma del sector energético argentino fue considerada durante casi toda la década del 90 como altamente exitosa. Los parámetros para juzgar tal éxito consistieron en que las empresas petroleras redujeron sus costos (N. Gadano, 1998), lograron elevados niveles de rentabilidad al igual que las transportistas y distribuidoras de gas, al tiempo que la expansión de la producción de gas y petróleo fue impresionante. La tasa de crecimiento de la producción de petróleo fue de alrededor del 4,4% a.a. y la de gas del 5,5% a.a. durante toda una década. Los precios mayoristas de la energía eléctrica disminuyeron drásticamente tras las reformas gracias a la introducción de los ciclos combinados que mejoraron la eficiencia global del sistema. Sin embargo, las razones de tales "éxitos" se debieron fundamentalmente a factores cuya sustentabilidad en el largo plazo resultaba imposible, como por ejemplo: a) la expansión basada en costos marginales decrecientes; b) la explotación intensiva de reservas ya descubiertas sin suficientes inversiones en exploración; c) una elevada rentabilidad basada en costos hundidos, magras inversiones e internalización de precios internacionales por medio de una fuerte sobrevaluación monetaria y d) una regulación débil y complaciente con los intereses de las empresas, que les permitió endeudarse sin conocer ni fiscalizar si dicha deuda guardaba relación alguna con las inversiones reales. De hecho en los balances de las empresas se consideran como inversiones la revalorización de los activos, la incorporación de obras financiadas y pagadas por terceros y la activación de gastos superiores a los 250 mil dólares aun si se trata de gastos de mantenimiento como por ejemplo el de las plantas compresoras.

La crisis provocada por la caída de la convertibilidad puso en evidencia la enorme vulnerabilidad de todo el sistema energético. Manifestó los peligrosos vacíos legales de las reformas, la dificultad del Estado para retomar el control del sector energético sobre la base de "derechos adquiridos" por las empresas privadas durante una década, las presiones internacionales condicionantes de la marcha de la macroeconomía y la escasa respuesta de las señales de precios para inducir inversiones genuinas que garanticen la expansión del sistema y el abastecimiento futuro. Por otra parte el modelo, propuesto como ejemplar para ser aplicado en toda la región, tuvo como consecuencias un alto costo económico y social. Si bien es cierto que la devaluación aumentó aun más los índices de pobreza e indigencia, es evidente que la misma era previsible desde los mismos comienzos de las reformas y consecuencia directa de la sobrevaluación previa (R. Kozulj y

<sup>7</sup> En efecto, según declaraciones oficiales Repsol redujo drásticamente su deuda. En sólo un año, un 46% de un total de 8.960 millones de euros que tenía de deuda en junio del 2001. Es decir en más de 4.100 millones de euros. Sin embargo en una nota periodística se señala que la deuda de Repsol-YPF era antes de esa fecha de 20.800 millones de euros (3.460 billones de pesetas), Cf. Julian González, *Repsol YPF se propone recortar su deuda en 832.000 millones de pesetas en 2000*, *El Mundo*, 22-10-2001.

otros 1993; R. Kozulj, 1995). Las complejas relaciones entre la convertibilidad, las privatizaciones y los reclamos de seguridad jurídica han sido por lo general pocas veces bien comprendidas o aceptadas. El uso del sector energético como sector predominantemente especulativo y financiero, constituye una de las mayores dificultades a superar en la actualidad, sin que medie una profunda reforma del marco legal. Sin embargo, el poder adquirido por las empresas del sector energético (y el sector financiero fuertemente vinculado a ellas) se oponen rotundamente a aceptar estos hechos, lo que dificulta toda negociación razonable. Al mismo tiempo la concesión irrestricta a sus demandas implicaría profundizar aun más la brecha social generada por las reformas y los fracasos previos durante los ochenta y los noventa en lo que respecta a lograr un desarrollo sustentable a largo plazo.

## **II. Análisis de la crisis energética del año 2004**

---

La crisis energética argentina fue presentada a comienzos del año 2004 sobre la base de argumentos que pretendían un alto grado de objetividad aun cuando eran cuestionables a la luz de la evidencia empírica. A fin de comprender la crítica que se efectuará a tales argumentos, parece conveniente presentarlos de modo ordenado para luego proceder a su análisis y obtener las conclusiones pertinentes.

### **A. Los elementos constitutivos de la crisis tal como fueron difundidos**

El argumento central fue que debido a la pesificación del precio del gas en boca de pozo y el congelamiento de las tarifas de transporte y distribución las empresas no realizaron las inversiones necesarias para atender a la demanda. Ésta, por su parte, se afirmaba había crecido de un modo imprevisto debido a los siguientes factores: a) los bajos precios del gas alentaron un consumo desmedido en todos los sectores; b) la recuperación de la actividad industrial incrementó la demanda de gas; c) por tratarse de un año hidrológicamente pobre, la demanda de gas para generación eléctrica creció en forma súbita e imprevista; d) el fuerte incremento del consumo de GNC desde la devaluación, a causa de la congelación de los precios del gas y la liberalización del precio de los hidrocarburos líquidos y sus derivados. Este conjunto de factores simultáneos halló a las empresas productoras frente a la incapacidad de atender la demanda, por lo cual comenzaron los cortes a los usuarios interrumpibles. Por su parte el gobierno, a

través de la Secretaría de Energía, ordenó el recorte de los volúmenes exportados, dada la prioridad de abastecer el mercado interno tal como se hallaba previsto en las autorizaciones de exportación otorgadas por dicho organismo. Las amenazas de corte se extendieron al sector no interrumpible y las previsiones de demanda para el año 2004 llegaron a señalar un déficit del orden de los 15 millones de m<sup>3</sup>/día (prácticamente un incremento del orden del 15% respecto a la demanda del año 2003). Por consiguiente el período de cortes se extendería en los días pico del período mayo a septiembre del 2004, cuando lo habitual era que los días de corte abarcaran el período junio-agosto.

En general las cifras fueron presentadas en términos comparativos difíciles de evaluar en su real magnitud desde una perspectiva de largo plazo. Por ejemplo, las cifras de consumo industrial o de demanda para generación eléctrica, se realizaron comparando cifras mensuales respecto a años anteriores, caracterizados por la recesión del año 2002, o la abundancia hidrológica durante el año 2003.

## **B. El análisis a la luz de la evidencia empírica disponible y del contexto macroeconómico**

No es difícil asumir que la crisis energética fue sobredimensionada de un modo intencional con el objeto de acelerar y forzar a las autoridades a otorgar aumentos del precio del gas en boca de pozo lo que era una aspiración de los productores manifestada ya entre los años 2002 y 2003 y que, además, formaban parte de las pautas programáticas para el sector energético que circularon los eventuales candidatos a ocupar el máximo cargo de la Secretaría de Energía durante la campaña electoral del año 2003.

Ello se deduce a partir del hecho de que la crisis de abastecimiento de gas se presentó en los meses del período estival y otoñal, cuando la demanda se halla lejos de los picos invernales que son propios del sistema argentino. De hecho la crisis de inyección de gas se presentó en un nivel total de demanda no superior a los 80 a 105 millones de m<sup>3</sup>/día, cuando el sistema tenía una capacidad de alrededor de 120 millones de m<sup>3</sup>/día y era capaz de superar ese pico. En tal sentido vale mencionar que en agosto de 2003 la capacidad de producción registrada fue de 161,2 millones de m<sup>3</sup>/día, por lo cual parece extraño que en el período de la "crisis", no se hubiese podido satisfacer una producción requerida estimada como máximo en 138 millones de m<sup>3</sup>/día asumiendo una relación de demanda/producción de 0,76.<sup>8</sup>

Aun cuando en los párrafos precedentes se han mostrado indicios de que la supuesta crisis energética ha sido sobredimensionada como elemento de presión para obtener mejoras de precios, es conveniente analizar algunas cifras adicionales. Ellas permitirán apreciar de modo objetivo si realmente la crisis se halló constituida por los elementos antes descritos y en qué grado puede ser considerada grave como había sido presentada. Para ello se formulan las siguientes preguntas: a) ¿Ha crecido la demanda de un modo imprevisto?; b) ¿Existen restricciones en la capacidad de transporte?; c) ¿Falta gas en Argentina, las reservas son suficientes, en qué plazo y bajo qué circunstancias no lo serían?; d) ¿Las inversiones no se realizaron por falta de rentabilidad?; e) ¿Se trata de corregir una distorsión de los precios relativos que origina una seria distorsión en la asignación eficiente de los recursos energéticos y productivos?

---

<sup>8</sup> Esta relación corresponde al promedio registrado en el período 1988-2003 sobre la base de datos de ENARGAS y la Secretaría de Energía. El coeficiente de variabilidad (desvío estándar/promedio) es del 1%, lo que muestra la estabilidad de dicha relación en los últimos 15 años. La demanda de marzo del 2004 fue del orden de los 105 miles de millones m<sup>3</sup>/día.

## C. El comportamiento de la demanda

### 1. Demanda total y sectorial

El cuadro 1 muestra el comportamiento de la demanda entre 1993 y 2003. Una de las principales conclusiones que se extrae de la lectura de las cifras presentadas es que la demanda interna del año 2003 es inferior a la registrada en el año 2000 en plena recesión. Cuando se incluyen las exportaciones, cuyo crecimiento se comportó de un modo totalmente previsto por la Prospectiva del año 2002 de la Secretaría de Energía, se constata que el crecimiento de la demanda total fue tan sólo de un 4,3% respecto a aquel mismo año, lo que supone un crecimiento interanual de tan sólo el 1,4%. Por consiguiente los incrementos totales de demanda se hallaron por debajo de las previsiones más pesimistas.

Sin embargo, cuando se analiza el crecimiento de la demanda del primer trimestre del año 2004 con respecto a idéntico período del año 2003 (cuadro 2), se registra un incremento de la demanda del orden del 24% para el mercado interno, impulsado principalmente por un incremento de 40% en la demanda de centrales eléctricas, un 18% de la demanda industrial y un 12% del mercado vehicular. Sobre esta base se publicitó el inusual incremento de la demanda como causa de la crisis, que según se afirmaba en los medios era impulsada además por los bajos precios del gas. En tal sentido obviamente ni las industrias, ni las centrales eléctricas pueden presentar una elevada elasticidad precio de la demanda: ningún industrial ni generador consumen más porque los precios sean bajos, en especial si se considera que el proceso de sustitución por fuel oil fue completado hacia mediados de los noventa. Nótese que el consumo residencial creció tan sólo el 1%.

Pero aun estas cifras son altamente engañosas porque se hallan demasiado influidas por factores coyunturales, en especial por las fluctuaciones de la actividad industrial y por las de la demanda para generación eléctrica altamente dependiente de las condiciones hidrológicas. Así, si se compara el promedio del consumo del primer trimestre del 2004 con el de 1999 y se obtiene la tasa interanual equivalente, el incremento de la demanda total resultante es de tan sólo un 3%.

**Cuadro 1**  
**EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA POR TIPO DE USUARIO 1993-2003**

*(En millones de m<sup>3</sup>/día)*

Año	Residencial	Comercial	Entes Oficiales	Industria	Centrales eléctricas	SDB	GNC	Total mercado interno	Total exportaciones	Total demanda
1993	15,4	2,4	1,6	21,2	16,3	0,8	2,1	59,8		59,8
1994	15,5	2,4	1,0	24,1	15,7	0,8	2,6	62,1		62,1
1995	15,8	2,6	0,6	25,2	19,6	0,7	2,8	67,2		67,2
1996	16,0	2,5	0,7	25,6	23,9	0,7	3,0	72,4	0,0	72,4
1997	15,9	2,7	0,7	26,7	23,6	0,7	3,5	73,8	1,9	75,6
1998	16,1	2,6	0,8	27,1	23,4	0,8	3,9	74,7	8,5	83,2
1999	18,0	2,8	0,9	26,8	29,3	0,9	4,1	82,7	11,6	94,3
2000	19,1	2,9	0,9	27,3	29,9	0,9	4,6	85,6	13,4	99,0
2001	18,4	2,8	1,0	26,4	24,4	0,9	5,1	78,9	16,7	95,5
2002	18,2	2,7	1,0	26,8	21,3	1,0	5,6	76,7	16,3	93,0
2003	18,9	2,8	1,1	29,3	24,0	1,1	7,2	84,5	18,8	103,3

**Fuente:** elaboración propia con datos del Enargas, Datos Operativos, serie de consumos mensuales por tipo de usuario y datos de exportación directa y a través del sistema de transporte.

**Cuadro 2**  
**EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA POR TIPO DE USUARIO**



**INCREMENTOS DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2004 RESPECTO A IGUAL PERÍODO DE 2003 Y 1999**

(en porcentajes)

Período	Residencial	Comercial	Entes Oficiales	Industria	Centrales eléctricas	SDB	GNC	Total
Promedio enero-febrero de 2004/promedio (enero febrero del 2003)	1	12	4	19	40	12	24	24
Promedio enero-febrero del 2004/promedio enero febrero de 1999 en % equivalente interanual.	1	3	5	6	-2	10	15	3

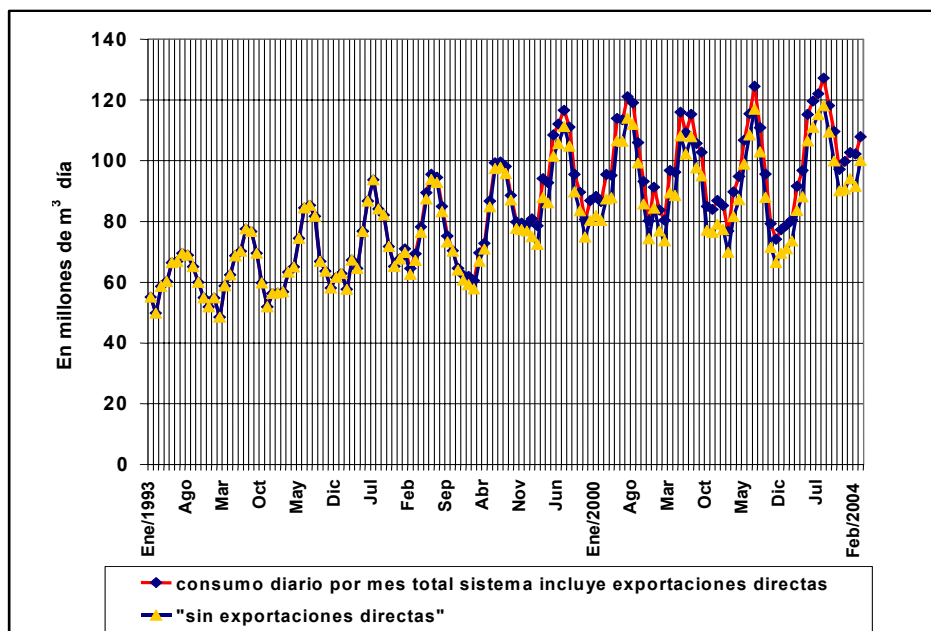
**Fuente:** elaboración propia con datos del Enargas. Datos Operativos, serie de consumos mensuales por tipo de usuario.

De este modo se constata que si bien el incremento durante el primer trimestre de 2004 ha sido significativo respecto al del año 2003, considerando años anteriores los incrementos de la demanda podían ser perfectamente previstos. El caso del incremento de la demanda de GNC obviamente es el único explicable en términos de los precios relativos, dado que la pesificación del precio del gas y la liberación de los precios de los derivados en un contexto de fuertes alzas del precio internacional del crudo, indujeron a una masiva conversión del parque automotor. No obstante el peso del mercado de GNC en el total de la demanda interna de gas es del 9% y del 7% respecto a la demanda total.

De este modo ni la demanda para generación eléctrica ni la industrial presentan valores demasiado alejados de los ya registrados. Por otra parte, es obvio que resulta aventurado realizar pronósticos anuales sobre la base de la demanda de un solo trimestre.

La representación de la evolución de la demanda en términos de millones de m<sup>3</sup> diarios entre enero de 1993 hasta marzo del 2004 se muestra en el gráfico 1.

**Gráfico 1**  
**DEMANDA INTERNA Y TOTAL MENSUAL EN MILLONES DE M<sup>3</sup>/DÍA**  
(promedio mensual período enero 1993-marzo 2004)



**Fuente:** elaboración propia con datos del Enargas. Datos Operativos, serie de consumos mensuales por tipo de usuario y datos de exportación directa y a través del sistema de transporte.

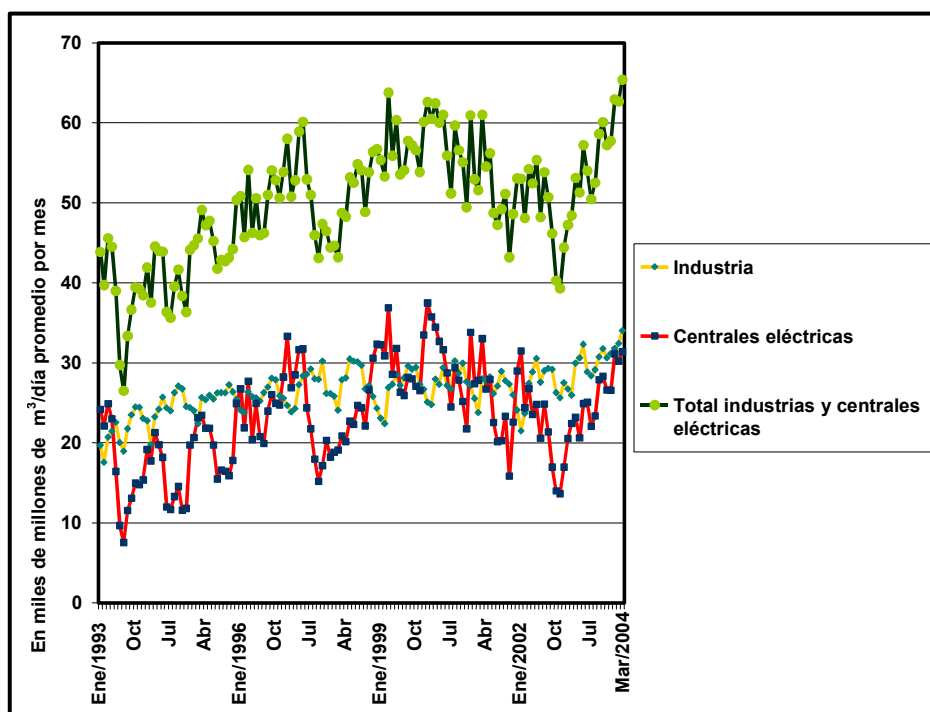
**2. Demanda industrial y para generación térmica**

El gráfico 2 muestra la evolución de los consumos de gas natural del sector industrial y eléctrico a través de una serie mensual para el período enero de 1993 a marzo del 2004.

Gráfico 2

**DEMANDA INDUSTRIAL Y PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA**

(en miles de millones de m<sup>3</sup>/día promedio mensual período enero 1993-marzo de 2004)



**Fuente:** elaboración propia con datos del Enargas. Datos Operativos, serie de consumos mensuales por tipo de usuario.

Del mismo se desprende que mientras la demanda industrial alcanzada en marzo de 2004 supera el límite registrado en el pasado (lo que muestra también los signos de recuperación de la industria tras la devaluación), la demanda de gas para generación eléctrica se halla por debajo de los registrados históricamente. Sin embargo la suma de ambas cifras registra que el pico de marzo de 2004, es sólo superior en un 2,5% al registrado en marzo del año 1999.

Por consiguiente la crisis energética no pudo tener como causa un incremento imprevisto de la demanda impulsada por estos dos sectores tal como fue difundido, ni tampoco por el incremento en la demanda total como se demostró en los puntos anteriores.

## D. Las restricciones en la capacidad de transporte

La capacidad de transporte sufrió una evolución que la hizo alcanzar los 120 millones de m<sup>3</sup>/día desde prácticamente el año 2000, a partir de una capacidad inicial en 1993 que rondaba los 70 millones de m<sup>3</sup>/día. El déficit de capacidad de transporte suele producirse de modo habitual en los días pico en el período junio-agosto, lo que da lugar justamente a la categoría de usuarios interrumpibles.

Si se observa el gráfico 1, se puede apreciar que la demanda total del sistema presenta puntas en el límite de dicha capacidad desde el año 2000. Sin embargo, la crisis energética entre febrero y

abril del 2004 no pudo haberse debido a la falta de capacidad de transporte debido a que los volúmenes demandados fueron inferiores a dicha capacidad.

No obstante, resulta claro que la tendencia creciente de la demanda requiere de la expansión del sistema de transporte y que las empresas transportistas no han realizado obras para acompañar el abastecimiento interno en el mediano y largo plazo. De este modo de no ser ampliada la capacidad de transporte el sistema sufriría restricciones crecientes en el período invernal, en particular si la demanda para generación correspondiese a la de años hidrológicamente pobres. En este contexto el Estado anunció la construcción de nuevos gasoductos a ser financiados con fondos fiduciarios.

De lo anterior se deriva que la falta de inversiones no se ha debido sólo a la pesificación de las tarifas tras la devaluación del año 2002, dado que tampoco fueron realizadas entre los años 1999 y 2001 cuando las tarifas eran las previstas para la expansión de largo plazo.

## E. Acerca de la situación de las reservas

Uno de los efectos más curiosos de la crisis energética del año 2004 es que la Argentina pasó súbitamente de ser un país gasífero a ser un país con insuficiencia de gas que requiere con urgencia recurrir a las reservas de Bolivia para complementar su capacidad de producción y abastecimiento.

Las exportaciones argentinas fueron decididas sobre la base de reservas suficientes como para inducir a Chile y a otros países vecinos a abastecerse con el gas proveniente de Argentina. Sobre esta base la Secretaría de Energía autorizó la exportación de entre 469 y 201 millones de m<sup>3</sup> de gas según los datos divergentes de las prospectivas de dicha Secretaría correspondientes respectivamente a los años 1997/1998 y 1999.<sup>9</sup> Las exportaciones comenzaron en el año 1996 y más precisamente a partir de 1997. Se construyeron así, como ya fue mencionado, diez gasoductos de exportación con una capacidad que totaliza los 42,6 millones de m<sup>3</sup>/día de los cuales el 77% se orienta al mercado chileno.

La cifra más baja de las exportaciones autorizadas representaba el 29% de las reservas probadas y el 21% de las reservas probadas más las probables.<sup>10</sup>

Los datos acerca de las reservas y de la producción que publica la Secretaría de Energía (SE) corresponden desde 1992 a la información que suministra el Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG), organismo que es dirigido por las empresas productoras de hidrocarburos. La última publicación oficial de la SE acerca de reservas por áreas corresponde al año 2002. Desde entonces las cifras se presentan reclasificadas a través de la página WEB de dicho organismo y resultan difíciles de comparar con las anteriores, y aun difíciles de interpretar debido a que totalizan reservas a fechas distintas en forma de sumatoria, lo que es incorrecto.

Argentina contaba a inicios del año 2002 con 763 millones m<sup>3</sup> de *reservas probadas*, que se redujeron a 664 millones m<sup>3</sup> a fines del mismo año. El motivo de esta reducción fue que se realizó una reclasificación de las reservas entre *reservas probadas* y *probables* como consecuencia de las condiciones económicas imperantes, es decir, debido a la pesificación de los precios del gas en boca

---

<sup>9</sup> La diferencia se explica en un 97% por los distintos volúmenes autorizados desde la cuenca del noroeste en las correspondientes publicaciones de la Secretaría de Energía.

<sup>10</sup> La Resolución ex-Secretaría de Energía y Minería N° 482/1998 define como *reservas* a “aquellas cantidades de hidrocarburos que se espera recuperar a partir de acumulaciones conocidas a una fecha determinada”. Las *reservas probadas* son aquellas cantidades de gas que de acuerdo al análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con “razonable certeza” sobre la base de ser comercialmente recuperables, a partir de una fecha dada, de reservorios conocidos, bajo condiciones económicamente determinadas, métodos operativos y reglamentaciones gubernamentales. “Razonable certeza” es definida en un nivel de confiabilidad del 90%. Las *reservas probables* son aquellas *reservas no probadas* que sobre la base del análisis de los datos geológicos y de ingeniería, se estima como más “probables” que sean económicamente recuperables. “Probable”: implica que tienen un nivel de confiabilidad del 50% de ser recuperadas.

de pozo. Sin embargo no se conoce que una reclasificación semejante se haya producido entre 1989 y 2001 cuando los precios del gas mejoraron súbitamente.

De todos modos, lo cierto es que ni la Argentina podía ser considerado un país gasífero a mediados de los noventa, cuando se decidió el rumbo exportador, ni tampoco puede ser considerado un país sin gas. En realidad el problema pasa por otro lado.

Los principales actores de la industria petrolera argentina, han sido también los principales actores en muchos países de la región a través de distintos modos de participación. En el caso concreto de Bolivia se han concentrado en la búsqueda de gas principalmente con miras al mercado de Brasil. Sin embargo, tanto la política de Petrobrás como el desarrollo del mercado de gas en Brasil, aunados a los grandes descubrimientos o incorporación de reservas de Bolivia, crearon un excedente en dicho país.

En efecto, Bolivia posee alrededor de 1966 millones m<sup>3</sup> de gas entre reservas probadas y probables. Repsol-YPF a través de Andina y la ex Maxus controla el 35% de dichas reservas; la empresa Total el 14% y Petrobras otro tanto. Es decir que los tres principales oferentes de gas en Argentina, son también operadores del 63% de las reservas de Bolivia.

De este modo, aun cuando a través de la Resolución 208/2004 se estableció un acuerdo de precios y niveles de producción para frenar la crisis de " falta de capacidad de inyección", los precios de importación desde Bolivia son más altos que los fijados en dicha resolución y permiten evacuar las reservas a un precio superior al que obtendrían en otros mercados. Aun la salida conjunta de las reservas bolivianas por Ilo en Perú con las de Camisea, aportarían a Bolivia un net back para su gas inferior al resultante de las exportaciones por ductos y además ambos proyectos no son excluyentes.

Los ejercicios prospectivos realizados señalan que lo más grave es que la Argentina se hallaría en condiciones de abastecer tanto su mercado interno como el externo hasta alrededor del año 2010-2012, sin realizar ningún esfuerzo exploratorio.

De este modo, en ausencia de un marco legal que obligue a las empresas a invertir en exploración, o bien permita hacerlo al Estado en las áreas privatizadas bajo concesión, el país corre un serio riesgo de quedarse sin gas para el futuro y pasar a depender de modo creciente de las importaciones de Bolivia.

Aun cuando la exploración cero es una hipótesis extrema, resulta claro que las señales de precios no han bastado para incentivar la exploración en el país, dado que las mismas señales y la propia rentabilidad obtenida en Argentina, han permitido justamente desplazar las inversiones hacia cuencas regionales con mejores perspectivas geológicas. En otras palabras, el precio en Argentina que igualase el costo de oportunidad con países como República Bolivariana de Venezuela para el petróleo y como Bolivia para el gas, jamás podrían ser internalizados en la economía nacional.

Por consiguiente, las incógnitas son al menos dos: a) ¿cuál es el nivel real de reservas ya descubiertas (aunque no declaradas) de la Argentina?; b) ¿será el Estado capaz de modificar la legislación de modo tal de obligar a las empresas a realizar inversiones en exploración o realizarlas con éxito por su propia cuenta? Sobre estos aspectos se volverá en el capítulo tres.

## **F. Análisis acerca de la supuesta falta de rentabilidad de la actividad**

Si bien el tratamiento exhaustivo de este punto se abordará en los capítulos siguientes, en particular en el capítulo tres y cinco, resulta conveniente adelantar en esta sección las primeras conclusiones. Si bien es cierto que el precio del gas se redujo como consecuencia de su pesificación

a alrededor de un tercio de su valor previo, por medio de las resoluciones 180/2004 y 181/2004, y más particularmente la 208/2004, se logró corregir el sendero de recuperación gradual. Las dos primeras resoluciones permitieron liberar las contrataciones de grandes usuarios que actualmente pagan precios dolarizados en un nivel muy próximo al de la convertibilidad. La segunda establece aumentos graduales que llevarán a una generalización del aumento del precio del gas hacia julio del año 2005, situación similar a la que rigió al inicio de la desregulación.

Pero en este contexto se ha olvidado que las empresas productoras de hidrocarburos han recibido beneficios extraordinarios debido al alza internacional del precio del crudo, que aun con retenciones como las vigentes, han originado una rentabilidad superior a la que rigió durante todo el período de la convertibilidad. Se ha estimado que la renta excedente supera con creces el efecto de la pesificación del gas.

El cuadro 3 revela que en la peor hipótesis posible (hipótesis I) la situación fue neutral desde el punto de vista de los ingresos, mientras que en las realistas medias (hipótesis II y III), la situación post-convertibilidad, aplicada tan sólo al upstream, produjo una sobrerenta respecto a la estimada en promedio para el mejor período de la convertibilidad (1994-2001). Dicha sobrerenta de ingresos se estima del orden de los 1.000 millones de dólares, ello sin considerar la disminución de costos, sin tomar en cuenta que no han invertido en exploración y sin computar los efectos de los precios internacionales y disminución de costos en el upstream, en especial para las empresas integradas.

Como luego se verá, las inversiones en exploración han disminuido en la Argentina después del proceso de privatizaciones y más aun tras el contexto del año 2002 en adelante. Ello a pesar de la sobrerenta que tal contexto les proporcionó. Por consiguiente, esto significa que la hipótesis de un progresivo agotamiento de las reservas descubiertas a pesar de la mejora en los precios del gas tras la resolución 208/2004 es una hipótesis a considerar como de probable ocurrencia si el Estado no interviene rápidamente.

Cuadro 3

**ESTIMACIÓN DE LA DIFERENCIA DE INGRESOS DE LOS PRODUCTORES DE HIDROCARBUROS EN LA SITUACIÓN PROMEDIO DURANTE Y DESPUÉS DE LA CONVERTIBILIDAD**

Hipótesis	Total de ventas de GN en el mercado interno (miles de m <sup>3</sup> al año)	Precio medio convertibilidad (dólares/ m <sup>3</sup> )	Precio medio post-convertibilidad <sup>a)</sup> (dólares/ m <sup>3</sup> )	Diferencia (dólares/ m <sup>3</sup> )	Monto anual de la diferencia (en millones de dólares)
Única	30829937	0,0461	0,0165	0,0297	(914,5)
	Total de ventas de Petróleo en (miles de m <sup>3</sup> al año)	Precio medio convertibilidad (dólares/barril)	Precio medio post-convertibilidad (dólares/barril) con retenciones <sup>b)</sup>	Diferencia	Monto anual de la diferencia
Hipótesis I	43 521,0	18,9	22,4	3,5	959,5
Hipótesis II	43 521,0	18,9	25,6	6,7	183,5
Hipótesis III	43 521,0	18,9	26,4	7,5	2 054,5

**Fuente:** estimaciones propias con datos del Enargas y de la Secretaría de Energía.

**Nota** explicativa: en la última columna de la fila uno se estima la pérdida de renta ocasionada por la "pesificación" de los precios del gas. En las filas subsiguientes se realizan estimaciones del ingreso petrolero adicional obtenido por los productores como consecuencia de los mayores precios del crudo bajo tres hipótesis de precios netos de retenciones y según cantidades vendidas en el mercado interno y externo.

a) Sin considerar los efectos de las Resoluciones 180, 181 y 208 del año 2004.

b) Estimaciones que consideran los diversos niveles de precio del crudo en el mercado interno y los precios netos de retenciones de las exportaciones.

Hipótesis I precio Mercado interno y externo = 24 dólares/barril se aplican retenciones del 20% a las exportaciones. Las proporciones son mercado interno (MI)= 66.6% y mercado externo (ME)=33,4%.

Hipótesis II precio MI y ME= 28 dólares/barril. Retenciones a las exportaciones del 25%. Las proporciones son mercado interno (MI)= 66.6% y mercado externo (ME)=33,4%.

Hipótesis III precio MI = 29 dólares por barril y externo neto dólares 28.5 (retenciones 25%); las proporciones son mercado interno (MI)= 66.6% y mercado externo (ME)=33,4%.

Nótese que el ejercicio no incluye el acuerdo a 32.5 dólares por barril logrado ni el reciente sistema de retenciones móviles que arrojaría un precio neto máximo de 24 dólares por barril para el precio de exportación.

## G. El problema de la distorsión de los precios relativos

Tras la pesificación de las tarifas, las ventajas relativas del gas respecto a los sustitutos han crecido en todos los sectores de consumo. No obstante, se debe tener en cuenta que históricamente, desde los comienzos de la industria del gas en Argentina, este combustible fue competitivo en todos los mercados como parte de una política deliberada. Por consiguiente, el argumento del crecimiento de la demanda impulsado por la disminución de los precios carece de fundamento, salvo en lo que concierne al consumo de GNC. Tal como se ha dicho, ni la demanda residencial, ni la comercial, ni la industrial, ni la del sector de generación eléctrica, se comportan por las señales de precios. Las dos primeras obedecen al crecimiento de la población urbana, la mejora de las viviendas y sobre todo al déficit grado día. La demanda industrial depende del nivel de actividad y la de generación eléctrica del nivel de hidraulicidad.

## H. Conclusiones

A partir del análisis efectuado se concluye que la crisis energética ha sido sobredimensionada con el objeto de lograr aumentos en los precios del gas en boca de pozo, justificar las importaciones de Bolivia y obtener del Estado el financiamiento para obras de expansión en infraestructura, además de constituir un fuerte elemento de presión política frente a un gobierno al que desde su comienzo se buscó restar legitimidad. En tal sentido no debe ser olvidado que el actual gobierno accedió al poder sin que se produjera una segunda vuelta electoral, en la cual según los sondeos realizados, hubiese ganado por una fuerte mayoría. En tal sentido, frente a la ruptura institucional del año 2001 y los reclamos de la sociedad, un poder político fortalecido hubiese constituido un escollo difícil de superar en las negociaciones por la deuda externa, el *default* y el tema de las tarifas de las empresas de servicios públicos privatizados durante los noventa.

Sin embargo desde el punto de vista objetivo y mas allá de todo juicio acerca de la intencionalidad, las actuales medidas para superar la crisis han favorecido aun más a los actores mas concentrados de la industria del gas, tal como ocurrió durante los noventa lo que pone de manifiesto la complejidad de la situación argentina y la debilidad de sus instituciones gubernamentales.

### **III. El análisis de la oferta y su restricción actual**

---

En este capítulo se profundizan algunas de las cuestiones planteadas en el capítulo 2, relativas al tema restricción de la oferta y de las reservas. En particular se responderá a las siguientes preguntas: a) ¿Puede la capacidad de producción caer súbitamente, cuáles serían las razones técnicas?; b) ¿Argentina considerado un país gasífero a mediados de los noventa, dejó de serlo súbitamente?; c) ¿Faltan reservas o capacidad de producción a corto plazo?

#### **A. La caída de la producción y sus posibles razones**

Los productores alegaron no estar preparados para enfrentar una demanda creciente e imprevista como la que se produjo en el primer trimestre del año 2004. Entre los argumentos utilizados se señaló una caída de presión en Loma la Lata a causa de una insuficiencia de reinyección para atender la demanda. Aunque nunca fue admitido públicamente, expertos del sector señalaron también el cierre de algunos yacimientos por considerarlos antieconómicos.

El gráfico 3 muestra la serie de gas entregado total por el yacimiento Loma la Lata, el gas reinyectado a formación y el retenido en planta en el período enero 1993 a diciembre de 2003, según la información suministrada sobre la base de la resolución N° 319 de la Secretaría de Energía de la Nación. Allí se observa una caída de la reinyección a fines del año 2003. Sin embargo, ni el crecimiento de la demanda, ni el nivel de reservas remanentes parecen poder explicar

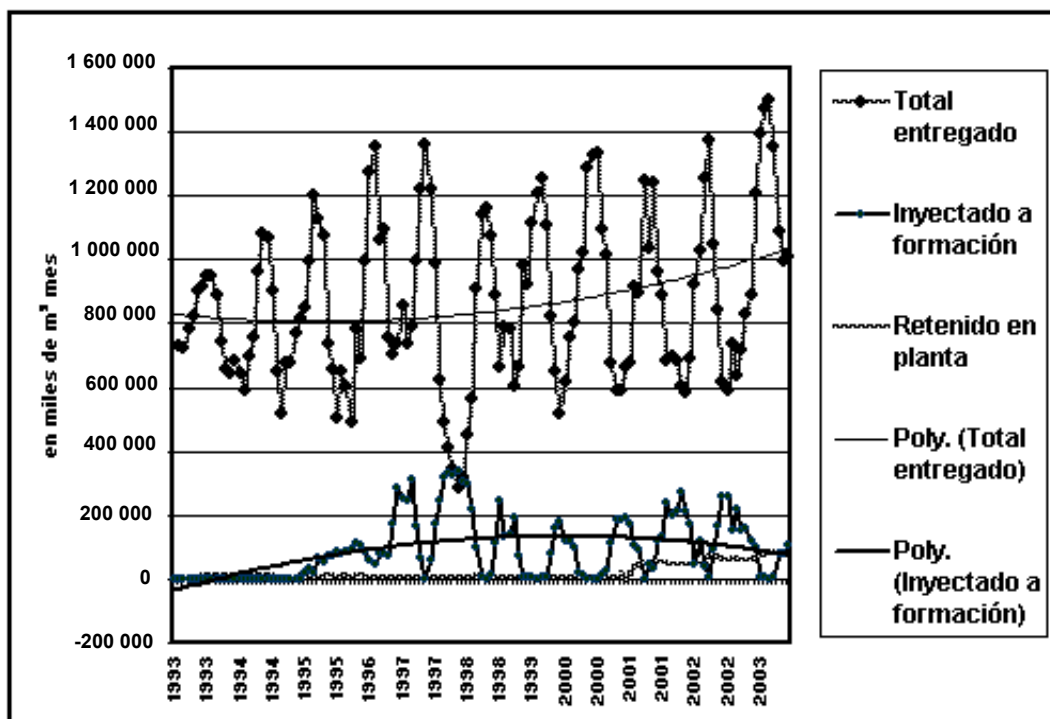


una severa restricción de la oferta durante el período inmediatamente posterior. En caso de que el yacimiento se hubiese despresurizado, se estaría ante una grave negligencia por parte del operador, dado que se trata del yacimiento que abastecería, según los datos de la SE y del ENARGAS, en promedio al 52% del mercado interno y en los meses punta llega a representar más del 70%,<sup>11</sup> si se toman las cifras de gas entregadas por este yacimiento respecto al total del consumo interno.

En todo caso la ausencia de inversiones sería el motivo último de tal situación, y como se ha visto, ésta no podría ser justificada por una falta de rentabilidad. El precio recibido por el gas de la cuenca neuquina durante el año 2003 se situó en los 0,55 dólares/MBTU, y el costo estimado de explotación y desarrollo (sin exploración) en Loma la Lata se estima en 0,26 dólares/MBTU.

Gráfico 3

**EVOLUCIÓN DEL GAS ENTREGADO, DE LA REINYECCIÓN A FORMACIÓN Y DEL GAS RETENIDO EN PLANTA EN EL YACIMIENTO LOMA LA LATA. PERÍODO ENERO 1993 A DICIEMBRE 2003**



**Fuente:** Elaboración propia sobre la base de datos de la Resolución N° 319 de la Secretaría de Energía de la Nación. Le pediría agregar este texto debajo del gráfico de Loma La Lata que le adjunto.

**Nota:** El 5 de agosto del año 2000 y en el marco de la negociación de la extensión de la concesión del yacimiento Loma La Lata, Repsol YPF proyectaba la posibilidad de incrementar la producción de 75 millones de barriles equivalentes de petróleo a 100 millones de barriles equivalentes de petróleo hacia el año 2004-2005. Es decir un 33%. Tras la pesificación del precio entre 2002 y 2003, alegó la declinación del yacimiento y problemas de orden técnico. Es decir que en la propuesta de Repsol-YPF la producción de Loma La Lata podía aportar más de 15 millones de metros cúbicos diarios a la oferta, con lo cual no hubiera habido déficit interno ni corte de exportaciones.

Sin embargo, a nivel país la capacidad de producción registrada en agosto del 2003 superaba ampliamente la demanda del primer trimestre, tal como se ha mostrado en el punto anterior. Lo mismo cabe para el propio yacimiento Loma la Lata en tanto su producción entre junio y agosto del año 2003 excede en un 61% el promedio del gas entregado por este yacimiento en el primer

<sup>11</sup> Sin embargo la calidad de la información puede ser puesta en duda debido a que la capacidad de los gasoductos que conectan la cuenca neuquina con los centros de consumo (NEUBA I Y II y Centro Oeste) son inferiores a dicha capacidad de entrega registrada en los meses punta.

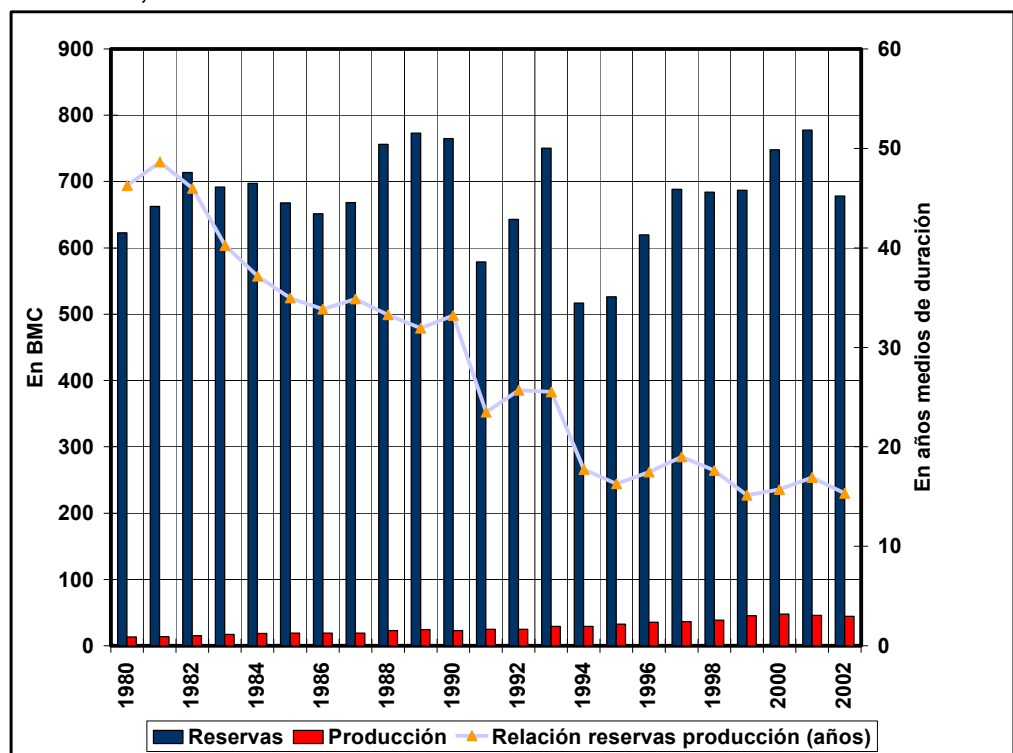
trimestre del 2003 incrementado en un 24%, que es la cifra de aumento de la demanda registrada en el primer trimestre del 2004 respecto a la del 2003.

De este modo, si bien no se puede descartar totalmente la existencia de problemas técnicos, la evidencia empírica es insuficiente para probarlo y el tema ameritaría un análisis técnico a nivel de cada yacimiento, lo que excede las posibilidades de este trabajo. Pero aun así la ausencia de inversiones es un hecho grave, en especial si se estaba registrando un aumento de la demanda sostenido desde mediados del año 2003. Por lo tanto el contexto explicativo de la crisis mas convincente es el que relaciona la restricción de oferta con la presión por obtener mayores precios y justificar las importaciones desde Bolivia, dado que de este modo los mismos operadores obtendrán los aumentos requeridos llevando a dolarizar el precio del gas en el mercado interno, tal como era reclamado desde el año 2002.

## B. La evolución de las reservas y de la relación media reservas producción

El gráfico 4 muestra la evolución de la duración media de las reservas desde 1980 al año 2002.

Gráfico 4  
RESERVAS, PRODUCCIÓN Y RELACIÓN RESERVAS-PRODUCCIÓN. PERÍODO 1980-2002



Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía, BP Statistical Review y Enargas.

Los datos revelan con mucha claridad la relativa estabilidad del volumen total de reservas comprobadas a pesar de las dos reclasificaciones a la baja ocurridas entre 1989 y 1991 y en el año 2002. Por consiguiente, la Argentina fue y sigue siendo un país con reservas, pero no un país gasífero a pesar de ser el país con mayor penetración del gas natural en su matriz energética. La relación reservas producción promedio, cuando se define la política exportadora, era de 16 años y se mantuvo en un nivel promedio de 17 años entre 1995 y 2002. Es sólo a partir de la reclasificación

de reservas que baja a 13 años. Aun así los esfuerzos exploratorios y descubrimientos necesarios para sostener el nivel de la demanda interna y externa ya comprometida deberán ser de una magnitud similar o superior a la ocurrida en el pasado, dependiendo ello del horizonte de reservas que se considere prudente sostener para los próximos 20 años.

Los esfuerzos de exploración privados han sido bajos como ya se ha repetido en este trabajo, y no es de esperar que se incrementen.

El Estado no dispone de información propia ni respecto a la producción ni respecto a las reservas, por lo cual la información puede ser incierta.

Las grandes reservas ya descubiertas en Bolivia en manos de idénticos operadores a los que concentran el mercado argentino, vuelve poco probable que se realicen grandes esfuerzos de exploración privada, aun cuando los precios se dolaricen en el 2005 a un nivel próximo al que rigió durante la convertibilidad.

Por consiguiente, se concluye que a corto plazo no faltan ni reservas ni capacidad de producción, salvo que los productores adopten estrategias restrictivas.

## **IV. El contexto de los costos y de los precios tras el abandono de la convertibilidad**

---

Siendo la actividad de la industria de los hidrocarburos una actividad conjunta de explotación de petróleo y gas, los precios y costos de cada producto determinan en forma conjunta el nivel de ingresos y rentabilidad del sector en el *upstream*.

Aun cuando la tendencia a separar los precios de ambos productos y valorizarlos de modo separado ha comenzado a ser una práctica corriente de las compañías petroleras desde que el gas comenzó a tomar mayor importancia en la matriz energética mundial desde los años ochenta, y en especial durante los noventa, no siempre dicha discriminación fina se ha realizado respecto a los costos de cada producto.

En especial, en el caso argentino, los costos del gas suelen estimarse como si la totalidad de la producción proviniese de yacimientos de gas libre. Esto se verá en el capítulo 5.

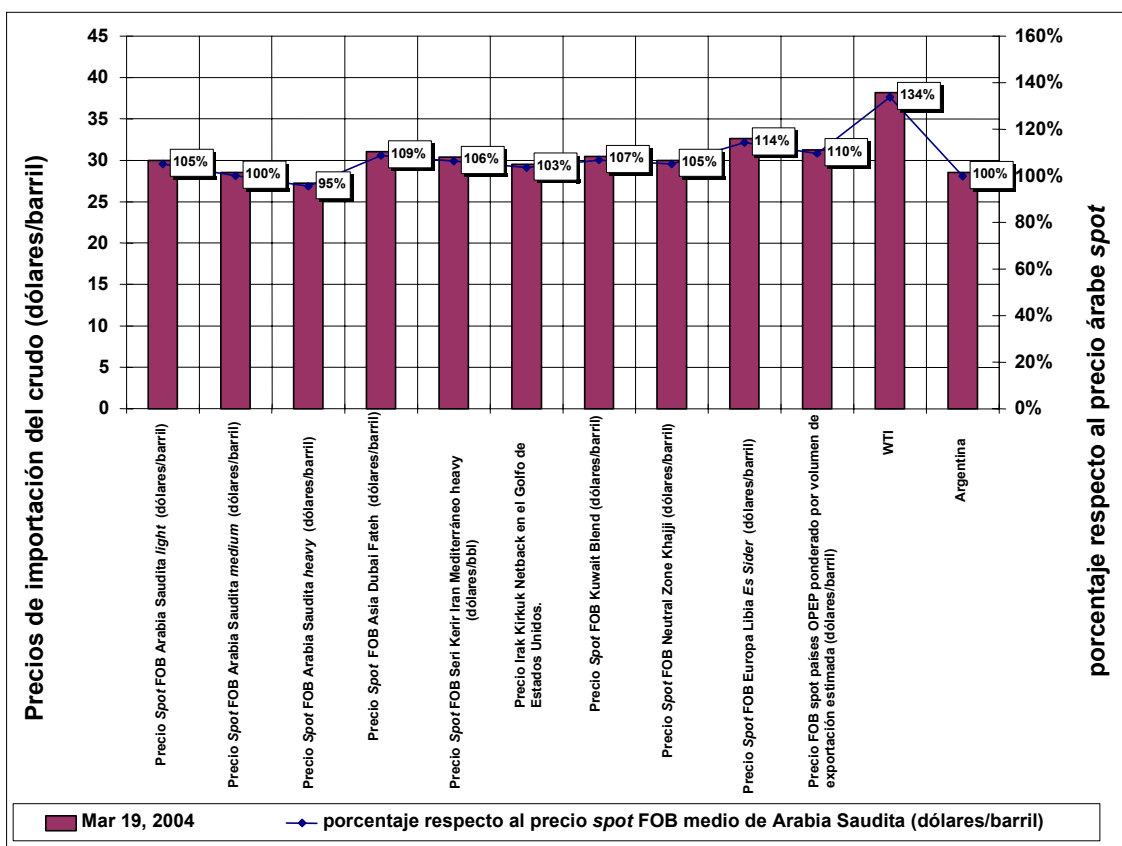
Interesa analizar aquí la evolución de los precios del crudo en el mercado interno e internacional y los precios del gas para extraer en el próximo punto conclusiones acerca de la rentabilidad del sector en Argentina antes y después de la convertibilidad.

## A. Evolución de los precios del crudo y del gas natural

Es usual utilizar como referencia del precio internacional al WTI. Sin embargo, este precio de referencia no es el que rige la totalidad de las transacciones internacionales. Durante la convertibilidad la paridad con el WTI se mantuvo en un promedio del 86% de dicho valor con un coeficiente de variabilidad del 6%. Es decir, hubo años en que se alineó a un nivel del 74% y otros en los que rondó el 89%. Pero una buena referencia para el crudo la constituyen los precios medios de importación que rigen el mercado mundial. para tener una idea el gráfico 5 brinda una imagen de los niveles de precios a marzo del 2004.

Gráfico 5

### PRECIOS MEDIOS DE IMPORTACIÓN DEL CRUDO EN EL MERCADO MUNDIAL



Fuente: estimaciones propias con datos de OPEP.

Se puede observar que a esta fecha los precios de Argentina continuaron como previsto por los decretos de desregulación petrolera, la tendencia de los precios internacionales.

Las diferencias de estos precios se pueden observar también a través de las cifras del cuadro 4.

En el año 2004 se presentan dos situaciones una tras el primer acuerdo de precios estabilizando el barril en 28,50 frente al precio WTI de 36,77 dólares/barril. La segunda corresponde al acuerdo tras la trepada del precio del WTI a más de 40 dólares por barril. Sin embargo, los precios de exportación del crudo argentino responden al precio medio de importación y sólo ellos se hallan sujetos a retenciones, las que fueron primero del 20% y luego del 25%. A partir de agosto de 2004 se ha establecido un régimen de retenciones móviles que limita bastante más la captación de la renta petrolera. Sin embargo, dadas las diferencias entre los precios de

importación para las empresas no integradas y el "precio acuerdo", las transacciones se realizan al nivel próximo al acuerdo y las empresas integradas lo trasladan a formación de precios de los derivados. Por lo tanto el precio medio de ingresos por ventas de crudo resulta de una ponderación de precios y volúmenes transados en el mercado interno y externo.

**Cuadro 4**

**EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DEL CRUDO EN EL MERCADO INTERNACIONAL  
Y EN EL MERCADO INTERNO**  
(En dólares por barril)

Año	Precios medios ponderados de importación de todos los países importadores	Precios de importación Spot Estados Unidos	Precios Argentina mercado interno
1990	18,9	18,9	18,2
1991	24,7	24,1	17,9
1992	16,2	15,4	17,1
1993	14,7	13,9	15,9
1994	12,4	11,5	14,4
1995	16,6	16,0	15,7
1996	19,6	19,5	19,4
1997	18,3	17,8	19,3
1998	11,8	11,6	12,1
1999	17,1	16,8	16,9
2000	27,1	26,7	28,5
2001	22,8	21,6	24,8
2002	23,5	22,9	24,0
2003	27,1	26,6	27,1
2004 a)	29,3	29,0	28,5
2004 b)	29,3	29,0	32,0

**Fuente:** estimaciones propias con datos de OPEP y Secretaría de Energía de la Nación.

**Notas:** a) estimación de la situación media del primer acuerdo de precios entre productores y refinadores. 2004 b) precio estimado de venta de los productores a los refinadores tras el segundo acuerdo.

De todos modos surge que a pesar de las retenciones los precios que reciben las empresas petroleras resulta más alto que el vigente durante la convertibilidad.

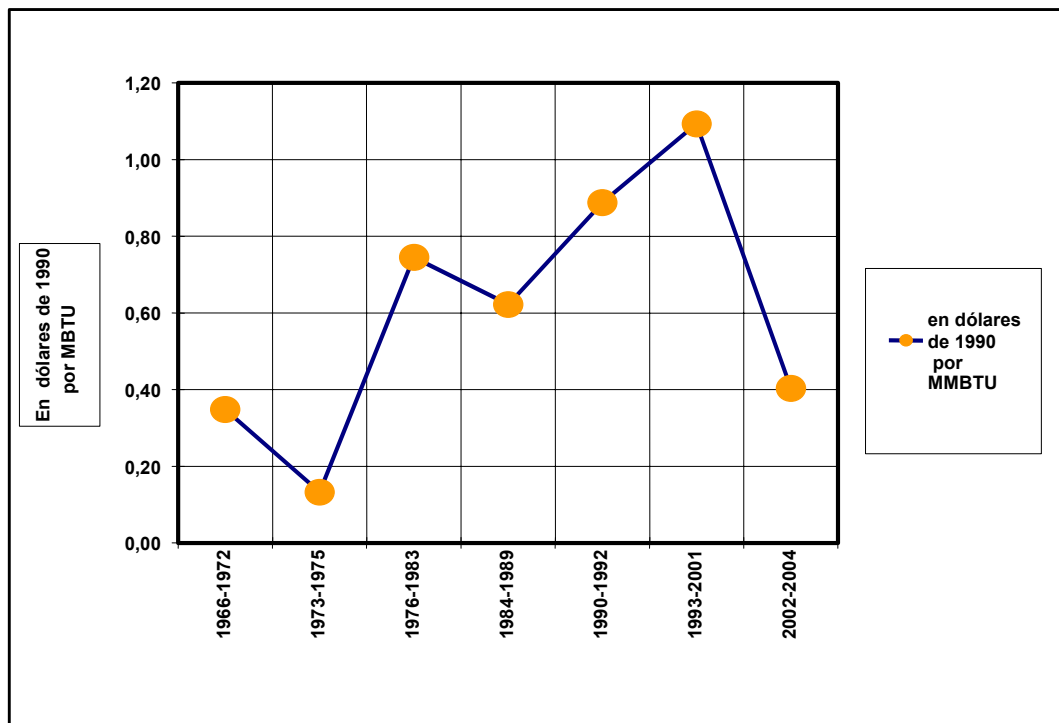
Con respecto a los precios del gas, la pesificación causó una disminución respecto a los valores previos, de un orden próximo a la tasa de devaluación, aunque no idéntico en tanto se autorizaron precios estacionales más altos. De todos modos los valores oscilaron entre los 0,4 a 0,55 dólares por MBTU frente a los precios de 1 a 1,5 dólares/MBTU vigentes desde la desregulación del sector para las diversas cuencas, correspondiendo el más bajo al gas de la cuenca austral y el más elevado al de la cuenca neuquina.

Una estimación del nivel de precios medios expresados en dólares constantes de 1990 para el gas en boca de pozo se presenta en el gráfico 6.

Ahora bien, aun sin el efecto del aumento concedido tras la firma de la resolución 208/2004, se verá que la rentabilidad conjunta del sector aumentó luego de la ruptura de la convertibilidad tanto por disminución de costos como por efecto del aumento de los precios del crudo.

Gráfico 6

**ESTIMACIÓN DE LOS PRECIOS MEDIOS DEL GAS EN BOCA DE POZO ANTES Y DURANTE LA DESREGULACIÓN Y LUEGO DE LA EMERGENCIA DEL AÑO 2002**



Fuente: Estimaciones propias con datos de YPF, Gas del Estado y ENARGAS.

Nota: No incluye ajustes por exportación, ventas a grandes usuarios ni lo dispuesto por la Resolución 208/2004.

## B. Acerca de la rentabilidad de la industria de los hidrocarburos antes y después de la convertibilidad en el *upstream*

Aun cuando se ha adelantado parte del contenido de este capítulo en los anteriores, aquí se profundiza el tema, considerando en particular los costos del gas, los costos conjuntos declarados para un barril equivalente de petróleo por la principal empresa productora y los precios que reciben los productores por ambos productos.

El argumento central en torno a la crisis se relaciona con la pesificación de las tarifas y su insuficiencia para realizar inversiones de expansión de la capacidad de producción. Es decir, la crisis se define no como una insuficiencia de capacidad de transporte, lo que sí era de esperar, sino como una crisis de insuficiencia de capacidad de inyección. Es ella la que justifica los cortes de exportaciones a Chile.

Sobre este hecho, como se dijo, existen varias lecturas posibles, pero básicamente dos no totalmente excluyentes. La primera es que la capacidad de producción existe y la oferta fue restringida de modo arbitrario, en especial para desplazar el centro de gravedad de las operaciones gasíferas a Bolivia y monetizar reservas a precios más elevados. La segunda es que a pesar de hallarse frente a señales de recuperación de la demanda de gas las empresas no invirtieron en desarrollo de pozos de gas, desplazando la actividad hacia áreas específicamente petroleras. Es decir que en este segundo caso se registra una declinación de la producción de gas debida a las señales de precios internos al margen del tema desplazamiento de la producción gasífera hacia Bolivia.

Cuadro 5a

**ESTIMACIÓN DE LA RENTA CONJUNTA DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS A LOS NIVELES DE PRODUCCIÓN DEL AÑO 2003: SITUACIÓN DE PRECIOS Y COSTOS PROMEDIO DURANTE EL PERÍODO 1994-2001<sup>12</sup>**

Situación convertibilidad: crudo interno dólares/barril 19,8 crudo exportado dólares/barril 1,25 gas interno 1,25 dólares/MBTU gas de exportación 1,05 dólares /MBTU	Ingresos en miles de dólares	Costos BEP (miles de dólares)	Utilidades (en miles de dólares)
Gas nacional	1 422 570	<b>Se estiman los costos del BEP en la situación-convertibilidad= 6,97 dólares/barril</b>	
Exportaciones de gas	282 946		
Petróleo en el mercado interno	3 447 549		
Exportaciones de crudo	1 726 271		
Ingresos y costos de producción totales	6 879 336	3 579 684	
Regalías máximas 12%		825 520	
Ingresos Brutos (3%)		206 380	2 267 752
Impuesto a las ganancias 35%		793 713	
<b>Estimación de renta neta</b>			1 474 039

Fuente: estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía, Enargas y N.Gadano (1998).

Cuadro 5b

**ESTIMACIÓN DE LA RENTA CONJUNTA DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS A LOS NIVELES DE PRODUCCIÓN DEL AÑO 2003: SITUACIÓN MEDIA 2003-2004 SIN AJUSTE DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL**

Situación post-convertibilidad: crudo interno dólares/barril 28,5 crudo exportado dólares/barril 24,5 gas interno 0,445 dólares/MBTU gas de exportación 1,05 dólares /MBTU	Ingresos (en miles de dólares)	Costos BEP (miles de dólares)	Utilidades (En miles de dólares)
Gas nacional antes de la Resolución 208/2004	506 435	<b>Se estiman los costos del BEP en la situación post-convertibilidad= 4.6 dólares/barril</b>	
Exportaciones de gas	282 946		
Petróleo en el mercado interno	5 198 685		
Exportaciones de crudo	2 237 758		
Ingresos y costos de producción totales	8 225 824	2 362 488	
Regalías máximas 12%		987 099	
Ingresos Brutos (3%)		246 775	4 629 462
Impuesto a las ganancias 35%		1 620 312	
<b>Estimación de renta neta</b>			3 009 150

Fuente: estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía, Enargas y N. Gadano (1998).

<sup>12</sup> Cantidades y factores de conversión considerados para el cálculo de ingresos y costos de la producción de hidrocarburos: gas Mercado interno = 30.830 de millones de m<sup>3</sup> al año; gas exportado = 7.300 millones de m<sup>3</sup> al año; total gas = 38.130 millones de m<sup>3</sup>/año = 104 millones de m<sup>3</sup>/día (Conversión precio de 1 m<sup>3</sup> de gas = precio por MBTU/27,09); Crudo Mercado Interno = 182.410 miles de barriles/año; crudo exportado = 91.337 miles de barriles/año; total crudo vendido = 273.747 miles de barriles/año = 43.521 miles de m<sup>3</sup> año (conversión 6,29 barriles por m<sup>3</sup>).



**ESTIMACIÓN DE LA RENTA CONJUNTA DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS A LOS NIVELES DE PRODUCCIÓN DEL AÑO 2003: SITUACIÓN MEDIA 2003-2004/5 CON AJUSTE DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL SEGÚN RESOLUCIÓN 208/04**

<b>Situación post-convertibilidad:</b> crudo interno dólares/barril 28,5 crudo exportado dólares/barril 24,5 gas interno 1,028 dólares/MBTU gas de exportación 1,05 dólares /MBTU	<b>Ingresos</b> (en miles de dólares)	<b>Costos BEP</b> (miles de dólares)	<b>Utilidades</b> (en miles de dólares)
Gas nacional con Resolución 208/2004	1 169 922	<b>Se estiman los costos del BEP en la situación post-convertibilidad=4,6 dólares/barril</b>	
Exportaciones de gas	282 946		
Petróleo en el mercado interno	5 198 685		
Exportaciones de crudo	2 237 758		
Ingresos y costos de producción totales	8 889 311	2 362 488	
Regalías máximas 12%		1 066 717	
Ingresos brutos (3%)		266 679	5 193 426
Impuesto a las ganancias 35%		1 817 699	
<b>Estimación de renta neta</b>			3 375 727

**Fuente:** estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía, Enargas y N.Gadano (1998).

De hecho tampoco la producción petrolera presenta los niveles de 1999, lo que indica un panorama general de declinación de la producción de hidrocarburos debido a la ausencia de inversiones en exploración durante los noventa.

Se argumenta en cambio que tanto la recesión desde 1999, como el contexto de precios hasta el año 2001 no alentaron a las empresas a aumentar su capacidad de producción y menos aun a realizar inversiones en exploración para incorporar nuevas reservas. De este modo, el aumento de precios del crudo y la pesificación de los precios del gas después del año 2001, hallaron a las empresas frente a dos situaciones disímiles (altos precios del crudo y bajos para el gas) y con una capacidad de producción al límite.

Sin embargo, aun cuando se pueda aceptar parcialmente este hecho el mismo no parece suficiente en términos explicativos. En efecto, objetivamente, la rentabilidad de las empresas productoras ha sido tras la devaluación del peso, mucho mayor que la que rigió en promedio durante los años en que se mantuvo el régimen de la convertibilidad (cuadros 5 a, b y c y gráfico 7). Esto fue efecto tanto de la disminución del costo local, como del alza del precio internacional del crudo, como actualmente del ajuste del precio interno del gas que hacia julio del año 2005 superará el nivel de un dólar por millón de BTU.

Según un estudio acerca del desempeño de las empresas del sector energético argentino (N. Gadano, 1998), “La privatización permitió a YPF reducir significativamente sus costos operativos. Mediante la aplicación de técnicas más eficientes, el costo de extracción de petróleo y gas, medido en dólares por barril de petróleo equivalente, cayó de 4,18 en 1992 a 2,56 dólares/BEP. También se redujeron los costos en la industria refinadora. De acuerdo a información de YPF, el costo total de procesamiento cayó de US\$ 3,43 por barril en 1995 a US\$ 2,88 por barril en 1997”.

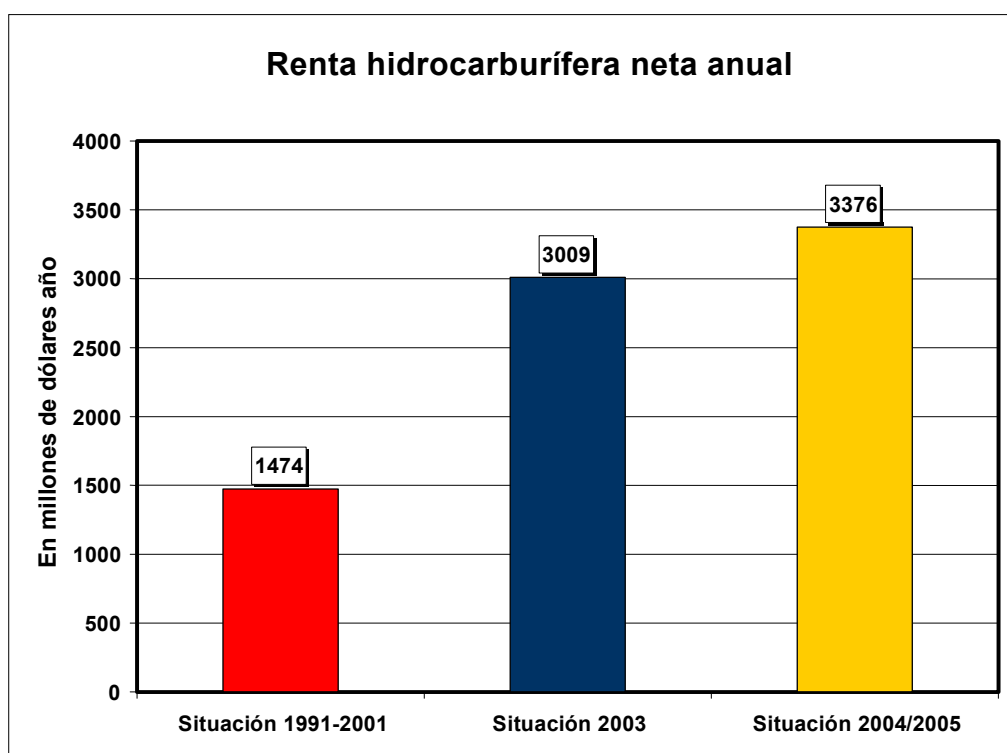
El cuadro 6 muestra la evolución del costo de producción total de un barril equivalente de petróleo según los datos de YPF S.A. durante el período 1992-1997 y una estimación del costo actual considerando el nivel de incremento de los costos en el orden del 90% (Índice de precios mayoristas incluyendo los productos importados) y un tipo de cambio de \$ 2,9 por dólar.

**Cuadro 6**  
**ESTIMACIÓN DE COSTOS TOTALES DE PRODUCCIÓN POR BARRIL**  
**EQUIVALENTE DE PETRÓLEO**  
*(en dólares/barril)*

Costos/Año	1992	1993	1994	1995	1996	1997	2003*
Extracción	4,18	3,68	3,00	2,72	2,56	2,55	1,67
Desarrollo	2,40	3,20	3,50	3,61	3,15	3,40	2,23
"Finding"	0,60	0,70	1,95	1,25	1,39	1,02	0,67
Total	7,18	7,58	8,45	7,58	7,10	6,97	4,57

**Fuente:** Estimaciones propias sobre la base de datos publicados por N. Gadano, (1998) quien cita *YPF Annual Report* como fuente original, para el período 1992-1997. Para estimar el costo en el año 2003 se considera un incremento de 90% en el costo interno y una tasa de cambio de \$ 2,9 por dólar.

**Gráfico 7**  
**ESTIMACIÓN DE LA RENTA PETROLERA ANTES Y DESPUÉS DE LA CONVERTIBILIDAD.**  
**ESTIMACIONES SOBRE CANTIDADES DEL AÑO 2003**



**Fuente:** estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía, Enargas y N. Gadano (1998).

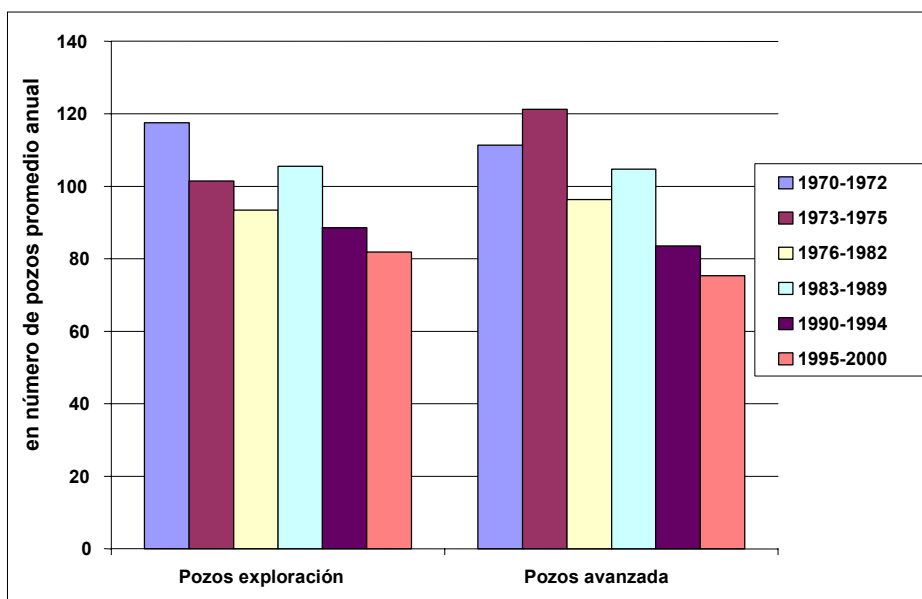
Por consiguiente, la evidencia empírica es concluyente: a pesar de las retenciones y de la pesificación de los precios del gas, la renta neta de los productores es actualmente muy superior a la que obtuvieron durante el período de a convertibilidad. Más aun tras la resolución 208/04 y ello sin considerar las ganancias por la importación de gas desde Bolivia realizada por los mismos actores dominantes que se desempeñan en el mercado argentino.

## C. La evolución de la actividad exploratoria

Ha sido usual presentar la declinación de la actividad exploratoria como una consecuencia de la pesificación. Sin embargo, un análisis de largo plazo muestra que tanto los pozos de exploración como los de avanzada han venido disminuyendo desde la desregulación, lo que era de esperar en la medida en que las empresas operan en Argentina con criterios de maximización del flujo de fondos y minimización de riesgo minero. Por otra parte es probable que las reservas descubiertas sean superiores a las declaradas. La información oficial reposa en el suministro de datos del IAPG, siendo inexistente un control o auditoría de reservas independiente.

Gráfico 8

### EVOLUCIÓN DE LOS POZOS DE EXPLORACIÓN Y AVANZADA PERFORADOS POR PERÍODOS DESDE 1970 HASTA EL AÑO 2000



Fuente: elaboración propia con datos de la secretaría de Energía e IAPG.

Entre los años 2001 y 2003, el número medio se mantuvo por debajo de los 20 pozos anuales, lo que muestra la gravedad de haber perdido el control de los recursos hidrocarburíferos. No sólo las empresas pueden restringir la oferta, sino que su estrategia financiera puede conducir a un progresivo agotamiento de los yacimientos, de modo tal que el país se pueda hallar frente a una crisis real a mediano plazo.

## **V. El comportamiento financiero en los segmentos de transporte, distribución y análisis crítico del acuerdo con los productores de gas**

---

En este capítulo se abordan dos cuestiones: la primera responde al comportamiento de las empresas transportistas y distribuidoras respecto a su política de inversiones y de endeudamiento; la segunda considera la validez de las estimaciones de costos del gas en boca de pozo que avalaron los aumentos concedidos a través de la Resolución 208/2004.

### **A. El comportamiento financiero de las empresas de transporte y distribución de gas**

Las empresas que operan en los segmentos de transporte y distribución de gas han acumulado beneficios que superan con creces la inversión inicial. Sin embargo, los transportistas de gas no realizaron su expansión sobre la base de nuevos gasoductos, salvo en el caso de aquellos destinados a la exportación. Como se señaló, el incremento en la capacidad se basó, en el caso del abastecimiento al mercado interno, en el aumento de la capacidad de compresión y algunos *loops*. Ello porque su objetivo fue maximizar el rendimiento

de sus inversiones bajo reglas de mercado. Sin embargo, el nivel de las tarifas de transporte fue calculado sobre la base de la recuperación del capital necesario para la construcción de un nuevo gasoducto de tipo ideal de 1.000 km de longitud y 30 pulgadas de diámetro. La mejor evidencia de que los inversores no apostaron a la estabilidad de las reglas de la convertibilidad fue su falta de previsión para el abastecimiento a largo plazo y la realización de la expansión troncal únicamente con miras al mercado externo.

De este modo la insuficiencia de capacidad de transporte prevista para los próximos años, se financiará mediante fondos fiduciarios. Se tiene en mente que los fondos provendrán del sistema previsional privatizado y se recuperarán mediante tarifas.

En el caso de las distribuidoras la expansión se basó en el aporte de terceros interesados a los cuales se les compensó sólo mediante una parte de sus desembolsos reales. Estas reglas fueron posibles tanto porque la autoridad regulatoria lo permitió, como porque los usuarios se hallaban interesados en acceder al gas natural habida cuenta del precio de sustitutos como el GLP y el kerosene.

A pesar de lo anterior, las transportadoras y distribuidoras de gas rechazan los aumentos ofrecidos por la Unidad Renegociadora de Contratos del Ministerio de Economía (UNIREN), destinados a compensar los efectos de la pesificación tarifaria. Uno de los socios de la Transportadora de Gas del Norte (TGN), la empresa CMS Energy, la cual además ha construido gasoductos de exportación directa (es decir fuera del sistema de transporte que abastece el mercado interno), ha iniciado acciones frente al CIADI, tribunal internacional del Banco Mundial. Las restantes empresas han expresado seguir el mismo camino en caso de que el gobierno no cumpla con las cláusulas de dolarización de las tarifas.

El cuadro 7 presenta una estimación de la expansión de la capacidad de transporte y distribución para el mercado interno, expresado en longitud de gasoductos, incrementos de potencia y crecimiento de ventas.

Por otra parte el cuadro 8 presenta una comparación entre las utilidades obtenidas, su distribución como dividendos y el endeudamiento de las empresas.

De la lectura de estas cifras no es difícil concluir que la estrategia de endeudamiento externo fue altamente especulativa. El reparto de dividendos aseguró la remisión de utilidades al exterior durante el período de vigencia de la convertibilidad. Las fechas de endeudamiento se dan sobre el final del período, sin relación con las inversiones (las que en todo caso fueron realizadas antes del 2000). De este modo el argumento de no poder hacer frente a los compromisos financieros tras la pesificación tiene un doble propósito: a) un argumento objetivo frente a los acreedores, b) un instrumento para presionar en favor de la dolarización y alegar incapacidad para realizar nuevas inversiones.

Cuadro 7

**ESTIMACIÓN DEL INCREMENTO DE LA CAPACIDAD Y DEL MERCADO INTERNO  
EN LOS SEGMENTOS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN**

Empresa	Incremento en la longitud de los gasoductos para el mercado interno	Incremento de la potencia en plantas compresoras	Incremento de las ventas de distribuidores 1993-2001
TGS	1%	29%	
TGN	9%	61%	
Metrogas	22%		0,2%
BAN y Litoral	25%		23%
Centro	-2%		16%
Camuzzi Sur	26%		24%
Camuzzi Pampeana	21%		18%
Cuyana	72%		58%
Gasnor	33%		15%
Total	27%	39%	17%

Fuente: Elaboración propia con datos del ENARGAS.

Cuadro 8

**DEUDA, COSTO DEL FINANCIAMIENTO, UTILIDADES E INVERSIONES  
NETAS DE LAS COMPAÑÍAS LICENCIATARIAS DE GAS**

Licenciatarias	Total en millones de dólares		Porcentaje de la deuda contraída en los años 2000 y 2001 sobre deuda total	Gastos financieros 1992-2001	Dividendos pagados 1992-2001	Reinversión de utilidades	Inversión neta 1993-2001- según balances (incluye revalorización)
	Deuda en millones de dólares	Deuda contraída entre el 1-1-00 y el 31-12-01					
TGS	1 094	638	58%	460	1 179	220	954
TGN	591	489	83%	269	170	251	815
Metrogas	421	421	100%	160	399	12	335
BAN y Litoral	247	91	37%	105	533	52	199
Centro	38	38	100%	16	169	16	
Camuzzi Sur	102	102	100%	23	179	18	215
Camuzzi Pampeana	102	102	100%	17	228	69	182
Cuyana	31	25	78%	-3	176	28	71
Gasnor	76	57	76%	-10	108	7	93
Total	2 703	1 963	73%	1 037	3 141	673	2 864

Fuente: elaboración propia con datos de la UNIREN (2004).

Nótese que la cifra de endeudamiento supera las inversiones netas totales cuando se descuenta la provisión de dividendos no distribuidos, aun cuando esta cifra de inversiones incluye una revalorización comercial de los activos.

Las cifras del cuadro 7 muestran que el incremento de la expansión física fue del orden del 27% para el sistema de transporte y distribución en cuanto a longitud de la infraestructura y del 40% en cuanto a la capacidad de compresión. Estas cifras se comparan favorablemente con el crecimiento total del mercado interno, del orden del 31% entre 1993 y 2001, pero de sólo el 17% para el conjunto de las empresas de distribución, en tanto crecieron las ventas directas de productores a grandes usuarios. Por consiguiente, la cifra de inversión neta que surge de los balances y que representa más que el doble del valor total pagado por los activos privatizados en 1992, obviamente se halla sobrevaluada en términos de su correspondencia con las obras realizadas.

Sin embargo, la orientación de las inversiones hacia el mercado externo queda evidenciada en el cuadro 9.

Como allí se observa, las empresas han invertido 964 millones de dólares, de los cuales 528 corresponden a TGN (ello representaría el 65% de las inversiones netas presentadas en el cuadro 8 correspondientes a TGN).

De lo anterior no es difícil concluir que la crisis de expansión del sistema de transporte, la que sin embargo no fue la desencadenante de la crisis de abastecimiento de lo que transcurre del 2004, se relaciona con la estrategia financiera de las empresas transportistas en el marco de una estabilidad de reglas que era considerada precaria desde sus mismos comienzos. Las previsiones de demanda hubiesen conducido a detectar la necesidad de una ampliación basada en nuevos gasoductos hacia el período 2003-2005. Pero el comportamiento de las empresas fue obviamente racional: maximizaron beneficios, protegieron y recuperaron sus inversiones y se orientaron hacia los mercados más rentables a largo plazo, desplazando el riesgo hacia terceros, internalizando en sus costos los intereses pagados a veces a grupos financieros ligados a las propias empresas. Lo inexplicable es el supuesto implícito en las reglas de juego establecidas en el Marco Regulatorio respecto a los nexos automáticos entre rentabilidad e inversión para garantizar el abastecimiento a largo plazo del mercado interno, la ausencia de inversiones obligatorias y la falta de control del ENARGAS sobre la aplicación del endeudamiento externo.

En tal sentido el informe elaborado por la UNIREN ha sido concluyente:

...el ENTE sólo conoce los montos en los que las empresas se han endeudado, pero no sus aplicaciones, y no puede asegurar si se han endeudado o no para realizar inversiones u obras de actividades no reguladas u otras que no hacen a la directa prestación del servicio.....(p. 189- Informe UNIREN sobre Grado de cumplimiento de los contratos de concesión de distribución y transporte de gas natural).

En los próximos 10 años se requerirá crear una capacidad de transporte del orden de los 30 a 40 millones de m<sup>3</sup>/día, lo que supone la construcción de uno o dos nuevos gasoductos. Hacia el 2020 la capacidad para el mercado interno deberá crecer entre los 70 y 95 millones de m<sup>3</sup>/día. Sin embargo, a corto plazo el déficit previsto para el mes pico y día pico ronda los 4 a 10 millones de m<sup>3</sup>/día.

Según se ha anunciado Techint a través de Tecgas, construiría un nuevo gasoducto desde la cuenca del norte hacia el noreste y se ampliaría la capacidad del gasoducto del sur. Ambos proyectos serían financiados con fondos fiduciarios cuya constitución se halla en discusión, aunque es previsible que participen de ellos los Fondos de Pensión. De este modo si bien el problema puede ser resuelto, es claro que ello implica la modificación parcial de las reglas de juego diseñadas en los noventa. En este contexto los reclamos empresarios respecto a los perjuicios causados por la pesificación de las tarifas aparecen desmedidos.

Cuadro 9

## GASODUCTOS DE EXPORTACIÓN DESDE ARGENTINA

Gasoducto	Operador	Situación	Cabecera-Terminal	Diámetro-Longitud	Inversión (en millones de dólares)	Capacidad (en millones de m <sup>3</sup> /día)
Norandino	TGN	operativo 10-1999	Gasoducto del Norte-Paso Jama Chile	20"/380 Km.	241	5
Atacama	CMS Energy	operativo 6-1999	Cnel. Cornejo-Paso Jama Chile	20"/531 Km.	230	9
Gasandes	TGN	operativo 7-1997	La Mora-Paso Maipo Chile	24"/313 Km.	162	10
Pacífico	Nova Gas International	operativo 12-1999	Loma La Lata-Paso Buta Martín Chile	20" y 24"/296 Km.	150	3,5
Methanex YPF	Repsol-YPF	operativo 5-1999	El Cóndor-Poseión	12"/8 Km.	2	2
Methanex SIP	Sipetrol	operativo 8-1999	Cabo Vírgenes-Dungeness	8"/12 Km.	3	1,3
Methanex PAN	Bridas SAPIC	operativo 1-1997	San Sebastián-Bandurrias	10"/48.5Km.	7	2
TGM	TGN	operativo 8-2000	Aldea Brasileira-Uruguayana	24"/450 Km.	125	2,8
Petrouruguay	TGN	operativo 10-1998	Gdto. Entrerriano-Pte.Int. Artigas Uruguay	10"/15 Km.	4	1
Cruz del Sur	British Gas	operativo 12-2002	Punta Lara-Colonia	24"/55 Km. 18"/38 Km.	40	6
Total					964	42,6

Fuente: R. Kozulj (2004).

Por otra parte parece necesario incluir en el análisis el comportamiento de Repsol YPF, en virtud de que sus últimos pasos evidentes son:

- Decide participar en la ampliación del gasoducto Norte de TGN. Este gasoducto recibe inyección en Refinor (ex Campo Durán), a pocos kms de la frontera con Bolivia y pasea el gas por el NO, Centro, Litoral y Buenos Aires.
- Decide no participar de la ampliación del gasoducto Centro Oeste de TGN, que trae a Bs As gas de NQN, donde teóricamente tiene su centro de operaciones y es productor mayoritario de gas.
- Tampoco participa de la ampliación del gasoducto Sur de TGS, a pesar de ser accionista de Metrogas y productor de gas en las áreas australes.
- Decide participar del nuevo gasoducto del NEA (Proyecto Teggas), que traería gas boliviano con una traza que tocaría las provincias del NEA y que llegaría en dos años a los 20 millones de m<sup>3</sup> día, para un mercado total de unos 125 millones m<sup>3</sup>/día en ese entonces.
- Advierte al gobierno que con estas retenciones (a la exportación de crudo) no habrá inversiones, pero nunca en su historia ha ganado tanto como con este precio del barril.
- Está buscando petróleo en Campos, la supercuenca brasilera *off-shore* a invitación (licitación) de la OPB.



Este desplazamiento del centro de gravedad de sus operaciones respecto a la producción de gas hacia Bolivia se explica no sólo por la supuesta "inestabilidad jurídica" de la Argentina, sino porque es una forma de monetizar reservas descubiertas en aquel país y además posicionarse favorablemente en la nueva integración que se va perfilando en la Región, entre el gas de Bolivia, Brasil y Argentina. Esta nueva situación perjudica tanto a Chile como a la Argentina; en el primer caso porque las garantías de suministro son más vulnerables y en el segundo porque el país no podrá gozar plenamente de las ventajas comparativas que le proporcionaba tener el gas más barato de la región.

## **B. Análisis de la Resolución 208/2004**

Se trata de un acuerdo firmado entre la Secretaría de Energía y los productores de gas que supone una suba progresiva desde el precio actual del gas en boca de pozo hasta llegar a un valor de un dólar por MBTU en julio de 2005 aplicable a todos los grandes usuarios que contraten capacidad en firme a las distribuidoras. A fin de ese año el aumento alcanzará también a los usuarios residenciales.

En el anexo II de la Resolución 208/2004 se estipulan los volúmenes máximos a ser entregados por los productores bajo la modalidad *take or pay*. El volumen máximo acordado es de 78,5 millones m<sup>3</sup>/día, 52% de los cuales corresponden a Repsol-YPF. Durante el año 2003 el total de la demanda doméstica fue de 84 millones m<sup>3</sup>/día. El 37% de dicho volumen corresponde a usuarios firmes por naturaleza (residencial, comercial, público y GNC); el 63% restante corresponde a usuarios industriales y usinas, los cuales también contratan en firme la mayor parte de su demanda. De este modo el acuerdo de precios no supone aumentos respecto a las cantidades entregadas previamente, ni una ampliación de reservas y capacidad de producción acorde a los incrementos previstos de la demanda interna y externa. Esto es preocupante si se considera que los fundamentos para fijar dicho precio son altamente cuestionables como se demostrará a continuación.

## **C. Análisis de los fundamentos de los costos económicos del gas en boca de pozo que respaldan la Resolución 208/2004**

Existen en la Argentina diversas estimaciones de costos del gas natural, efectuadas en distintos momentos, con diversos criterios y situación de los precios relativos. Es llamativo que la actual estimación de costos del gas realizada por la Secretaría de Energía (Grieco, L.F y otros, 2003) resulte en un precio superior al que rigió, por ejemplo, para el gas de la cuenca austral durante toda la convertibilidad, que fue considerado como precio piso en el momento inicial de las reformas de 1992/3 uniforme para todas las cuencas y que dio lugar a fuertes rentas de localización cuando se desreguló el precio del gas en boca de pozo a fines de 1993. Esto en particular debido a que los precios relativos actuales deberían favorecer una reducción de costos, aun admitiendo que una parte importante de los equipos utilizados tienen componentes importadas. Por otra parte el costo estimado como promedio país en dólares 1,08 millones BTU, supera las estimaciones de costos basadas en distintos estudios del propio IAPG, las utilizadas por la Fundación Bariloche para la construcción de la Matriz de Insumo-Producto del sector energético realizada por el INDEC para 1997, durante 1998-2000, y las previas realizadas por expertos del sector.

Desde el punto de vista conceptual el cálculo realizado contiene algunos elementos llamativos que explican el alto costo resultante en el citado estudio de la SE de agosto de 2003. A continuación se realizan las observaciones pertinentes:

1. Un primer problema de base, resulta de la asignación del 100% de las inversiones requeridas para poner en producción yacimientos de gas puro y condensado, al gas natural. Esto sólo debería ser así si se considerara que todo el gas nacional proviene y provendrá en el futuro de yacimientos gasíferos puros. En Argentina, como veremos a continuación, la mayor parte del gas proviene de yacimientos de condensados (50%), los que a la vez en general contienen petróleo, y su producción es relevante (ej.: en el caso de Loma La Lata la producción de 1999 de Loma la Lata-Sierra Barrosa fue de 7,5 millones de barriles. Si esta producción es vendida a 28 dólares/barril (incluyendo el efecto de la retención), ello representa un ingreso total de 211 millones de dólares al año. Otro caso lo constituye por ejemplo, la inversión total calculada en el estudio para desarrollar el proyecto Sierras Blancas-Lotena que es de 178 millones de dólares (página 46). En consecuencia no solo se debería considerar en el flujo de fondos los ingresos derivados de la venta del gas, sino que además en este tipo de yacimientos se debería utilizar algún criterio de asignación de las inversiones compartidas entre el gas y el petróleo.(por ejemplo siguiendo el criterio del contenido calórico o valor económico de la producción, preferiblemente este último).
2. Analizando la producción de gas de Argentina, en cuanto a su origen por tipo de yacimiento y la relación Gas-Petróleo o Gas-Oil Relation (GOR) de la producción de esos yacimientos, se puede clasificar como Gasíferos puros aquellos con  $GOR > 10000$ , de Condensado GOR entre 5000 y 10000 y de Gas asociado a Petróleo aquellos con  $GOR < 5000$ . A partir de dicha clasificación se extraen las siguientes conclusiones:

En Argentina existen alrededor de 176 áreas en producción. De éstas, sólo 17 áreas son gasíferas puras, 15 de condensado y 144 de petróleo con gas asociado. Acerca de la producción proveniente de estos yacimientos se tienen las siguientes proporciones:

- El 17,8% proviene de yacimientos de gasíferos puros.
- El 50% de yacimientos de condensado.
- Y el 32,2% de yacimientos de gas asociado al petróleo.

Por este motivo el no considerar los precios del crudo dentro de la ecuación económica para la determinación de los costos del gas constituye un error metodológico importante, dado que se estarían contabilizando los costos de producción de parte del crudo producido únicamente al gas natural, teniendo por consiguiente un costo nulo el petróleo extraído junto al gas.

A nivel de las reservas de hidrocarburos por yacimiento de los que contienen reservas de gas de todo tipo, alrededor del 35% de las reservas totales de dichos yacimientos corresponden a crudo y 65% a gas.

Si se considera el precio del crudo a 28 dólares por barril, la relación de precios del crudo respecto al gas a los precios vigentes es de casi 9 a 1, relación que sería aun superior a 4 a 1 si se duplicaran los precios del gas.

Este es un elemento que no puede ser ignorado a riesgo de producir serias distorsiones económicas.

3. Es llamativa la baja proporción de costos de exploración respecto al total del costo determinado en el estudio de referencia respecto a estimaciones previas. Ello corresponde a que se han utilizado costos casi idénticos para los pozos de exploración y para los de avanzada y desarrollo, llegando en un caso a duplicar el costo unitario de un pozo de avanzada al costo de uno exploratorio en el mismo yacimiento, lo cual necesita algún tipo de aclaración o bien se trata de un error.

Por otra parte, el costo unitario por pozo parece elevado en función de algunas comparaciones puntuales posibles sobre la base de yacimientos con profundidades similares en la misma cuenca. Téngase en cuenta que el costo estimado en otros estudios para Loma la Lata es próximo a 0,50 dólares/MBTU si se incluyen los costos de exploración y de sólo 0,26 dólares/MBTU si se excluyen estos. A nivel país sin costos de exploración el valor durante la convertibilidad fue calculado en 0,45 dólares/MBTU.

4. Es inaceptable el precio utilizado de dólares 19 por barril para el condensado (GLP; motonafta virgen). En la formación de precios de una garrafa de 10 kg. el precio del GLP mayorista es de 6,62 pesos lo que equivale a 231 dólares por tonelada, es decir 36,80 dólares por barril. Esto redundaría en la elevación del cálculo de costo del gas en boca de pozo al igual que el no considerar el crudo que se produce junto al gas en una buena parte de los casos, tal como se señaló más arriba.

**Cuadro 10**

**COSTOS POR POZO UTILIZADO EN EL ESTUDIO ENCARGADO POR LA SECRETARÍA DE ENERGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE GAS EN BOCA DE POZO**

Cuenca	Descripción	Costo por pozo en millones de dólares/pozo
Cuenca Noroeste	Costo Unitario Pozo Exploratorio (5200m) CNOe	23,0
	Costo Unitario Pozo Avanzada (5200m) CNOe	19,3
	Costo Unitario Pozo Desarrollo (5200m) CNOe	18,2
	Costo Unitario Pozo Exploratorio (6200m) CNOe	16,0
	Costo Unitario Pozo Avanzada (6070m) CNOe	14,7
	Costo Unitario Pozo Desarrollo (6070m) CNOe	14,4
Cuenca Neuquina	Costo Unitario Pozo Exploratorio (1350m) CNQ	0,57
	Costo Unitario Pozo Avanzada (1300m) CNQ	0,91
	Costo Unitario Pozo Desarrollo (1300m) CNQ	0,59
	Costo Unitario Pozo Exploratorio (2000m) CNQ	0,71
	Costo Unitario Pozo Avanzada (1900m) CNQ	0,73
	Costo Unitario Pozo Desarrollo (1900m) CNQ	0,75
	Costo Unitario Pozo Exploratorio (3200m) CNQ	1,97
	Costo Unitario Pozo Avanzada (3200m) CNQ	1,96
	Costo Unitario Pozo Desarrollo (3200m) CNQ	2,0
	Costo Unitario Pozo Exploratorio (3200m) CNQ	1,53
Cuenca Austral	Costo Unitario Pozo Avanzada (3200m) CNQ	1,6
	Costo Unitario Pozo Desarrollo (3200m) CNQ	1,6
	Costo Unitario Pozo Exploratorio (Onsh 1750m) CAUs	1,25
	Costo Unitario Pozo Avanzada (Onsh 1700m) CAUs	0,59
	Costo Unitario Pozo Desarrollo (Onsh 1700m) CAUs	0,6
	Costo Unitario Pozo Exploratorio (Off 1200m) CAUs	7,9
	Costo Unitario Pozo Desarrollo (Off 2332m) CAUs	11,8

**Fuente:** estimaciones propias sobre la base de (Grieco, L.F y otros, 2003).

5. Acerca de los costos de inversión utilizados.

Si se realiza una estimación del costo medio por pozo utilizado en el estudio encargado por la SE, se tienen los resultados del cuadro 11. Como se puede observar, el resultado es muy sensible a la distribución por cuencas que se suponga. En la hipótesis I, se toma como aproximación una distribución acorde a la producción por cuenca, mientras que la ponderación por tipo de pozo corresponde a la del año 2000. En cuanto a la profundidad

en cada cuenca se realiza un promedio simple. El resultado que se obtiene es de 11,7 millones de dólares por pozo, los que si son multiplicados por el número promedio de pozos perforados entre 1990 y 2000, arroja un monto hipotético de inversiones del orden de los 12.000 millones de dólares al año. En la hipótesis II se suponen los costos más bajos correspondientes a los de la cuenca neuquina. En tal caso el costo medio del combinado de pozos de exploración, avanzada y explotación se ubicaría en los 5 millones de dólares por pozo y las necesidades de inversión resultantes serían del orden de los 5.240 millones de dólares al año. Ambas cifras superan con creces las que son posibles de inferir a través de los datos disponibles.

**Cuadro 11**

**ESTIMACIÓN DEL COSTO MEDIO POR POZO RESULTANTE DE LOS DATOS UTILIZADOS  
COMO BASE PARA LOS CÁLCULOS DEL COSTO DEL GAS NATURAL**

Tipo de pozo	%	Cuenca Noroeste	Cuenca Neuquina	Cuenca Austral	Total	N° total de Pozos (promedio 1990-200)
Ponderaciones Hipótesis I		20%	60%	20%	100%	1 057
Exploración	6%					Inversiones resultantes por año (millones de dólares)  12 345
Avanzada	11%					
Explotación	83%					
Costo medio por pozo (millones de dólares)	100%	6,6	3,0	2,1	11,7	
Tipo de pozo	%	Cuenca Noroeste	Cuenca Neuquina	Cuenca Austral	Total	
Ponderaciones Hipótesis II		0%	100%	0%	100%	
Exploración	6%					Inversiones resultantes por año (millones de dólares)  5 240
Avanzada	11%					
Explotación	83%					
Costo medio por pozo (millones de dólares)	100%	0,0	5,0	0,0	5,0	
Tipo de pozo	%	Cuenca Noroeste	Cuenca Neuquina	Cuenca Austral	Total	

**Fuente:** estimaciones propias sobre la base de (Grieco, L.F y otros, 2003).

En efecto, los datos del cuadro 12 corresponden a los de los balances de YPF respecto a las inversiones anuales en el upstream doméstico entre 1994 y 1997 (N. Gadano, 1998). Si se infiere la cifra total de inversiones en el upstream del sector hidrocarburífero sobre la base de los pozos realizados por YPF respecto al total de pozos, se obtiene que las inversiones anuales serían del orden de los 2800 millones, cifra más razonable e inferior entre un 23% y 50% a las que resultarían de los costos de inversión estimados en el cuadro 11.

Cuadro 12

**INVERSIONES DE YPF Y ESTIMACIONES DEL TOTAL DE INVERSIONES  
EN EL UPSTREAM DOMÉSTICO 1994-1997**

Inversiones en upstream doméstico	1994	1995	1996	1997
Exploración	313	315	237	202
Desarrollo	791	1 312	949	760
Otros	51	114	53	113
Total (en millones de dólares)	1 155	1 741	1 239	1 075
Participación estimada de YPF (%)	43%	46%	46%	47%
Total estimado en millones de dólares	2 717	3 775	2 665	2 287

Fuente: estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía y N. Gadano (1998).

## D. Conclusiones

Si bien el tema requeriría de un estudio de mayor profundidad, los ejercicios realizados muestran que los datos de base utilizados en el estudio corresponden a caso extremos que, generalizados, producen una sobreestimación del costo de gas en boca de pozo. Si además se considera que el acuerdo no supone inversiones en exploración, que los operadores tienen reservas descubiertas en Bolivia de una magnitud considerable y que además los datos sobre las reservas ya descubiertas en Argentina son inciertos, se puede concluir que el aumento de precios obedeció al poder de las empresas de desabastecer el mercado, lo que a su vez es una consecuencia directa de: a) el marco legal que rige la actividad y b) del total retiro del Estado de la actividad empresarial en el área energética.

Por todo lo anterior no se justifica el precio resultante del estudio analizado y en todo caso sería aplicable al gas proveniente de yacimientos nuevos, mientras que al gas proveniente de áreas en explotación y con reservas comprobadas auditadas debería aplicarse un precio que cubra los costos de explotación. Basta comentar aquí que durante la segunda crisis petrolera ocurrida en los Estados Unidos en 1978, se tomaron dos medidas exitosas consistentes en regular los precios del gas viejo con una indexación progresiva y se establecieron precios más altos para el gas que provendría de actividad exploratoria de riesgo genuino. En caso de ser aplicada una medida de semejante naturaleza en Argentina ello permitiría ofrecer estímulos razonables a la inversión exploratoria, al tiempo que se atenuaría el impacto de los mayores precios del gas previstos recientemente. El precio medio surgiría de una estimación razonable de costos. Ella debería imputar como ingresos los provenientes del crudo y de los condensados a los precios realmente percibidos por los productores.

### 1. El futuro de las exportaciones desde Argentina

La crisis de la industria del gas ha tenido entre sus peores consecuencias la inestabilidad en el suministro de gas a Chile. Las interrupciones, aun sin ser demasiado graves ni duraderas en el tiempo, han dejado secuelas de importancia. Al día de la fecha y hasta tanto se regularice el normal abastecimiento continúan habiendo cortes. Ello es grave debido a la alta dependencia de Chile del gas provisto por Argentina. Si bien es de esperar que la producción se ajuste al ritmo de la demanda en el corto y mediano plazo, el cumplimiento del suministro implicará para Argentina tanto la necesidad de hallar o incorporar nuevas reservas, como reforzar su garantía de suministro interno a

través de importaciones desde Bolivia. Como es sabido este último país presentaba resistencias a la posibilidad de que su gas fuese exportado hacia Chile, aun por la vía de terciarización del comercio con Argentina. El reciente *referendum* realizado en Bolivia acerca de este tema relajó la tensa relación existente a comienzos del 2004.

La construcción del nuevo gasoducto del Norte por la vía del noreste y la ampliación del gasoducto del norte y del sur, permitirán abastecer el mercado interno con una menor presión sobre la cuenca neuquina y del noroeste argentino, lo cual favorece el cumplimiento de las exportaciones a Chile. Sin embargo la ausencia de una acción concertada entre Argentina y Chile para negociar mayores niveles de inversión en la cuenca neuquina con Repsol-YPF y la dificultad de resolver la cuestión geopolítica entre Bolivia y Chile generan situaciones indeseables y de vulnerabilidad tanto para Argentina, como para Chile, mientras que Brasil pasará a ser un actor dominante a pesar de ser un país importador. Ello tanto por su dominio a través de Petrobrás del comercio con Bolivia, como por las asociaciones estratégicas que se van estableciendo con Repsol-YPF.

De todos modos son tres las conclusiones relevantes: 1) Argentina deberá hallar reservas de magnitud considerable y no dispone por el momento de una política exploratoria consistente; 2) la prospectiva del mercado potencial de Chile indicaría la posibilidad de haber ampliado el comercio de gas a partir de la próxima década, pero la reciente crisis puede conducir a un cambio respecto a la política energética de ese país; 3) el cuadro planteado conduce a la necesidad de una estrategia integral de abastecimiento integrando reservas de Bolivia, lo que encarece el precio del gas en Argentina y puede requerir de una solución política al antiguo conflicto entre Chile y Bolivia, en particular en el mediano a largo plazo.

A continuación se presentan los análisis cuantitativos respecto al volumen de reservas a incorporar para garantizar el abastecimiento a Chile y al mercado interno argentino en los próximos 20 años, y una estimación del mercado potencial máximo de gas en Chile, basado en la sustitución en todos los sectores de consumo de los combustibles de uso calórico. Esta proyección hipotética se compara con la capacidad actual del sistema de transporte de gas desde Argentina a Chile con el fin de determinar a partir de qué período podría haber sido ampliado el comercio de gas, o bien a partir de qué momento se detendría la penetración de este energético en la matriz de este último país.

## **2. Las implicancias de la demanda total sobre las reservas y necesidades de nuevos descubrimientos**

En el cuadro 13 se presentan las estimaciones de descubrimientos necesarios para satisfacer la demanda interna y externa bajo cuatro hipótesis distintas, todas con un horizonte al año 2020.

En las primeras dos se trata de satisfacer la demanda total hasta agotar las reservas al año 2020, en un caso las probadas y, en el otro, las probadas más las probables.

Las hipótesis tres y cuatro consideran el abastecimiento de los mercados y la necesidad de establecer un horizonte mínimo de reservas acorde a una relación media reservas producción de 10 años en el año 2020.

El mercado interno crece bajo escenarios de incrementos del PBI del 3 y 4% a.a. y supone elasticidades inferiores a la unidad. El volumen acumulado de exportaciones en el Escenario I es de 304.787 millones de m<sup>3</sup> y de 327.322 millones de m<sup>3</sup> en el Escenario II. Estas cifras se obtienen de las demandas que permitirían los gasoductos de exportación ya existentes y los que se hallan en estudio avanzado. Corresponden a un volumen intermedio de las exportaciones autorizadas en las prospectivas de 1987 y 1989, que son respectivamente de 469.750 y 201.239 millones de m<sup>3</sup>.

Cuadro 13

**ESTIMACIÓN DE LOS DESCUBRIMIENTOS NECESARIOS PARA ABASTECER LA DEMANDA INTERNA Y EXTERNA**

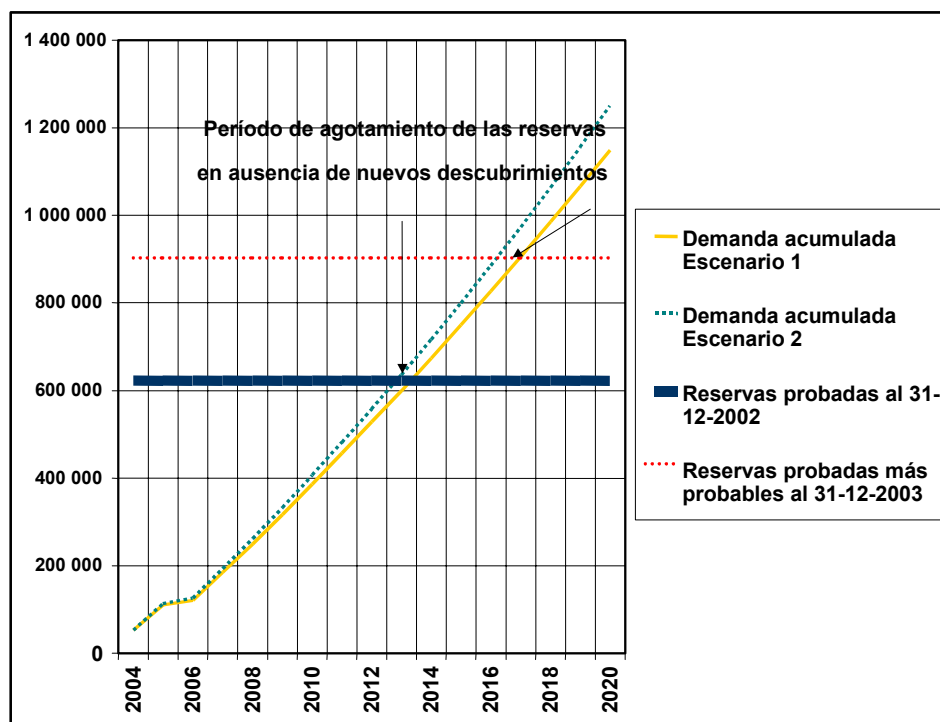
(En millones de m<sup>3</sup>/año)

Descubrimientos requeridos (en millones de m <sup>3</sup> /año)	Escenario I crecimiento de la economía doméstica 3% a.a. y contratos de exportación existentes	Escenario II crecimiento de la economía doméstica 4% a.a. y contratos de exportación existentes+ampliaciones a Chile y Brasil de proyectos en estudio	Descripción de las hipótesis
Hipótesis 1	38 862	44 968	Reservas probadas agotamiento total 2020
Hipótesis 2	22 386	28 492	Reservas probadas+ probables agotamiento total 2020
Hipótesis 3	75 393	81 498	Reservas probadas relación R/P= 10 años en el 2020
Hipótesis 4	58 916	65 022	Reservas probadas+ probables relación R/P= 10 años en el 2020

Fuente: estimaciones propias.

Gráfico 9

**ESTIMACIÓN DEL PERÍODO DE AGOTAMIENTO DE LAS RESERVAS SEGÚN LAS PROYECCIONES DE DEMANDA ACUMULADA 2004-2020 EN AUSENCIA DE NUEVOS DESCUBRIMIENTOS**



Fuente: Elaboración del autor con datos de Fundación Bariloche y Secretaría de Energía.

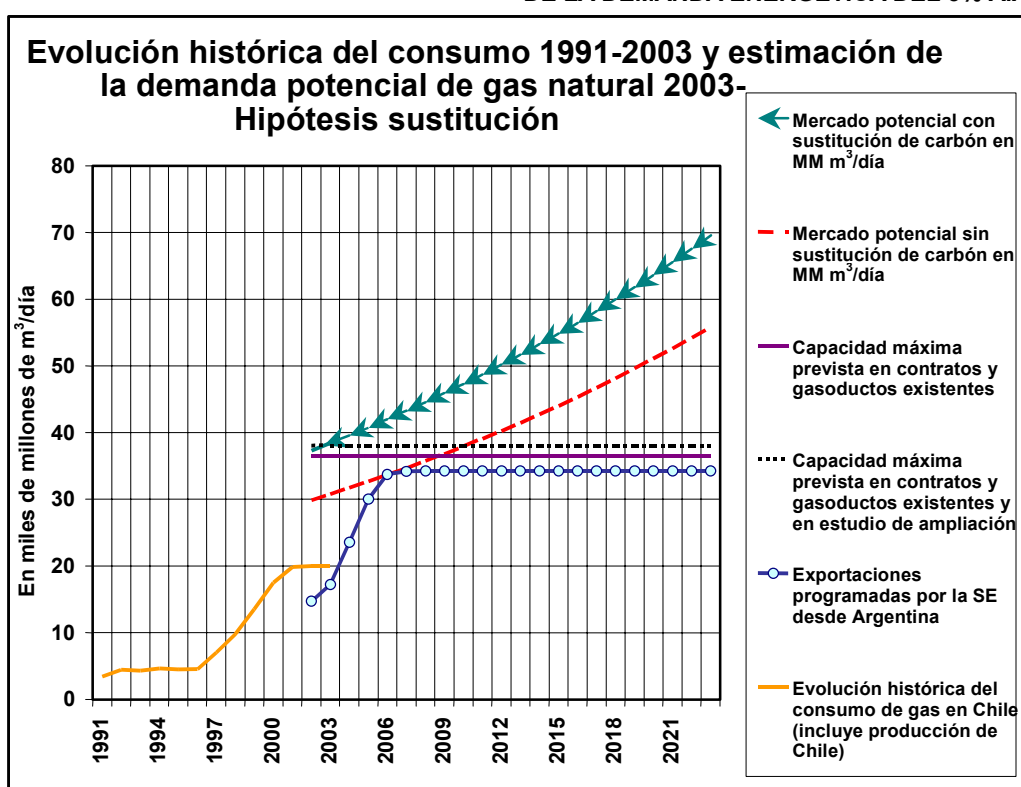
La conclusión, expresada en el gráfico 9, es que los productores aun disponen de un período de alrededor de entre 8 y 12 años<sup>13</sup> de reservas suficientes para satisfacer la demanda aun sin incorporar nuevas reservas. Sin embargo el país necesitaría que invirtieran en exploración si desea mantener la actual estructura de oferta de gas dentro de la matriz energética total. Los descubrimientos en tal caso deberían ser superiores a los logrados durante las últimas dos décadas.

### 3. Acerca de la evolución de la demanda potencial de gas en Chile

Al igual que en el caso anterior, se realiza un ejercicio simplificado con el fin de determinar la evolución de la demanda de gas en Chile, la que proviene en su totalidad de los gasoductos de exportación de Argentina descritos en los capítulos anteriores.

El ejercicio consiste en estimar la demanda potencial máxima de gas natural en cada sector, la cual puede crecer en forma progresiva o bien como máximo de modo instantáneo, es decir tomando en cada año el 100% del mercado disputable. De este modo se delimitan los bordes del sendero real y se lo compara tanto con la capacidad de los gasoductos como con la evolución de la demanda entre 1996/1997 y 2003.

Gráfico 10  
HIPÓTESIS MERCADO POTENCIAL MÁXIMO PARA UN CRECIMIENTO GLOBAL  
DE LA DEMANDA ENERGÉTICA DEL 3% A.A.

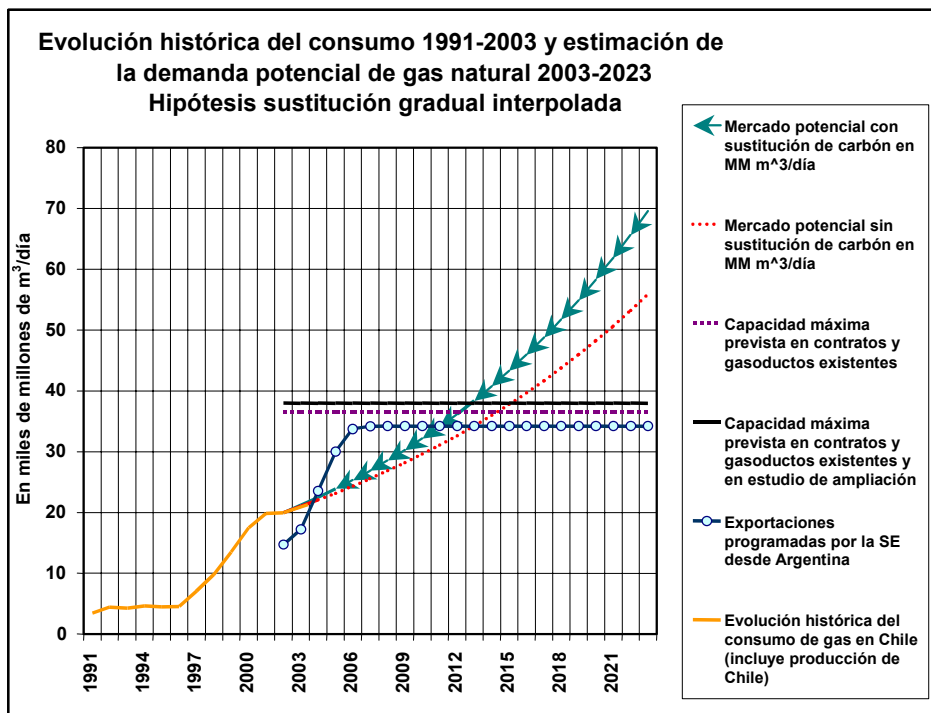


Fuente: estimaciones propias con datos de la CNE de Chile, serie de Balances energéticos 1991-2002 y Prospectiva 2002 de la SE, Argentina.

<sup>13</sup> Es claro no obstante que sería imposible mantener una producción de tal magnitud si los yacimientos fuesen declinando hasta agotarse, por lo cual esta estimación tiene tan solo un carácter aproximado e hipotético a fin de determinar la posible racionalidad de los actores.



**HIPÓTESIS MERCADO POTENCIAL EVOLUTIVO PARA UN CRECIMIENTO GLOBAL DE LA DEMANDA ENERGÉTICA DEL 3% A.A.**



**Fuente:** estimaciones propias con datos de la CNE de Chile, serie de Balances energéticos 1991-2002 y Prospectiva 2002 de la SE, Argentina.

El ejercicio señala que entre los años 2011 y 2015, la capacidad de los gasoductos sería insuficiente si el gas siguiera penetrando en la matriz energética chilena.

Dadas las restricciones de oferta desde Argentina en caso de que no aumente sus reservas de modo considerable, es de prever que si bien Argentina se halla en condiciones de abastecer la demanda interna y externa hasta fines de la presente década o un poco más allá de la misma (2015), tendrá problemas para hacerlo después de ese horizonte. A corto y mediano plazo la resolución de la crisis parece depender de las inversiones que realice el sector privado, lo que se considera sucederá tras la firma de la Resolución 208/2004.

La integración de las reservas de Bolivia parece un hecho inevitable en el contexto legal vigente y además responde a un interés objetivo de los operadores.

## VI. Conclusiones y recomendaciones

---

A lo largo de los distintos capítulos se han analizado los trasfondos de la crisis energética argentina y sus complejas componentes. En tal sentido, por una parte se han cuestionado los argumentos que han sido utilizados, tales como ausencia de inversiones por falta de rentabilidad tras la pesificación, súbito e inesperado aumento de la demanda y caída de la capacidad de producción. Por otra, se han analizado las causas en relación con la estrategia financiera de las empresas del sector energético, tanto en el sector del *upstream*, como en los segmentos de transporte y distribución. Se ha afirmado que estos comportamientos fueron permitidos por un marco legal encuadrado en lo que podría denominarse una "regulación débil", basada en la creencia de que las reglas de mercado transforman de modo automático una rentabilidad elevada y relativamente segura en inversiones localizadas en el mismo territorio en el cual se han obtenido estas utilidades.

La retirada del Estado sobre el control de los recursos energéticos, considerados como estratégicos en cualquier país del mundo, ha sido en Argentina de una magnitud cuantitativa y cualitativa sin precedentes.

La seguridad jurídica brindada bajo el supuesto de que la convertibilidad podía ser viable a largo plazo, no fue creída seriamente por ningún inversor. La sobrevaluación de la moneda fue denunciada desde casi los mismos comienzos de la convertibilidad por diversos especialistas, analistas financieros y calificadoras de riesgo. Las señales de que se trataba de un plan diseñado para una década se

hallaban implícitas en los cálculos de rentabilidad que acompañaron los pliegos de licitación de Gas del Estado, y los supuestos de rentabilidad se cumplieron con creces. En el caso de los productores de hidrocarburos, el marco legal les permitió internalizar precios internacionales aun en un contexto de fuerte alza de los precios del crudo y sólo recientemente se ha acotado la renta con un sistema de retenciones móviles. Pero aun así, y sin haber recurrido a la dolarización de los precios del gas en boca de pozo, los productores obtienen una renta excedente respecto a la obtenida durante la vigencia de la convertibilidad. Dicha renta será mayor aun cuando se concreten los progresivos aumentos del gas tras la Resolución 208/2004.

Sin embargo, el marco legal permite y ha permitido a las empresas restringir la oferta. Las autoridades tienen escasos medios para evitar un virtual desabastecimiento y escasos medios para auditar capacidades de producción y reservas de modo independiente. El corte de los volúmenes exportados a Chile acarrió al país una mala imagen, pero se hallaba previsto en las autorizaciones de exportación la prioridad de abastecer el mercado interno. Por otra parte, era el único instrumento disponible para poner freno al desabastecimiento del mercado interno fuese este intencional o causado por ausencia de inversiones previas.

Pero detrás de esta crisis se halla otro motivo que no ha sido explicitado ni por los productores ni por las autoridades, y se relaciona con la presencia común de actores que operan reservas de gas en la región y buscan valorizarlas. Como se dijo, el mercado de gas regional y la integración, no han hallado hasta ahora un camino claro resultante de las proyecciones de demanda a mediano plazo (R. Kozulj, 2004). Bolivia posee tantas reservas como Argentina en cuanto a reservas probadas pero sus reservas totales las duplican, al menos a partir de la información oficial de ambos países. Su mercado interno es pequeño, el *net back* para proyectos de GNL es inferior a los precios que pueden obtener por sus exportaciones a través de gasoductos. El descubrimiento de las reservas de Santos en Brasil, con capacidad de ser puestas en producción en el 2008, compiten con las ampliaciones del gasoducto de exportación de Bolivia a Brasil. Por lo tanto, frente a las restricciones de precios en Argentina, forzar la integración es una estrategia maximizadora racional para los operadores. No solo crean renta, sino que generan las condiciones para continuar con la dolarización del precio del gas en Argentina que a diferencia del petróleo no es una *commodity*.

Se ha visto también que las mayores demandas de inversión se requerirán en transporte y que ya se han creado medios para financiarlos que en cierto modo modifican el espíritu de la regulación vigente.

La dolarización de precios y tarifas fijadas a niveles internacionales en el mercado local no tienen precedentes en Argentina, salvo a través de la sobrevaluación monetaria como la vigente durante los diez años de la convertibilidad. Nadie ha estimado los puntos de PIB que se perderían localmente si la Argentina cediera a las aspiraciones de las empresas de modo irrestricto. Es curioso que mientras a nivel internacional se estima que el conjunto de la economía deja de crecer en 0.4% por cada 10 dólares de aumento del precio del barril de crudo (AIE, 2004) ( lo que implica un incremento del precio del 33% cuando el crudo pasa de 30 a 40 dólares/barril, y del 25% cuando pasa de 40 a 50 dólares/barril), nadie haya estimado que significaría para Argentina un aumento del 100% de las tarifas. Cada punto del PIB, implica una suma del orden de los 2.000 millones de dólares. El sendero actual de la tasa de cambio, corresponde al de equilibrio de largo plazo de Argentina, y modificarlo implicaría más desempleo, pobreza y endeudamiento.

Las soluciones que se han propuesto se refieren a modificar la base de cálculo y la tasa de descuento de las empresas transportistas habida cuenta del valor pagado por los activos en licencia, de la recuperación del capital durante el período 1993-2001, las inversiones realizadas y proyectadas y la inviabilidad de considerar tasas de descuento tan elevadas. Las inversiones deberían ser obligatorias e inscritas en el marco de proyecciones de demanda interna y externa. Las empresas rechazan absolutamente este planteo y pretenden que se cumplan los contratos celebrados en condiciones que son totalmente distintas a las de la convertibilidad.

Por su parte, en lo que se refiere a exploración, los incentivos de mercado no han funcionado. Se requeriría también establecer un cronograma de inversiones mínimas para incrementar reservas. Bajo el actual marco legal esto no es posible. Sin embargo el gobierno podría renegociar la extensión de los contratos de concesión a cambio de compromisos de inversión, aplicar la ley de hidrocarburos vigente y hasta rescindir concesiones. También podría establecer auditorías y fiscalizaciones sobre niveles de producción y reservas y disponer de exploración a través de la nueva empresa estatal de energía ENARSA. Pero todo ello requiere la modificación del esquema legal e institucional establecido en los noventa. Es decir, es necesario reformar la reforma.

Para ello se requiere un poder político sólido y unidad de criterios, cosa que se halla lejos de ocurrir dada la constelación de poder efectivo en este país.

Así, si bien no se descarta el avance hacia esta línea de acción, lo más probable es que se produzca una integración forzada financiada en parte por el Estado a través de su superávit fiscal y que se integren los cuantiosos Fondos de Pensión del Sistema Previsional privatizado en 1994, los cuales obtendrían una recuperación a largo plazo de sus capitales por la vía de las tarifas.

Las exportaciones, es de prever, proseguirán su curso, aunque es difícil pensar en que logren aumentarse sobre la base de las reservas de Argentina salvo que ello provenga de una eficaz acción conjunta entre Argentina y Chile, lo que supone cambios de enfoque geopolítico poco probables.

La lección más importante aprendida del caso argentino y de la reciente crisis energética, es que las reglas de mercado y la ausencia de un Estado regulador fuerte o empresario, son incompatibles con el objetivo de garantizar el abastecimiento futuro al menor costo, tal como se expresa retóricamente como fundamento central de las reformas de los noventa.

Por el contrario, el estudio muestra cómo las empresas del sector energético pueden convertirse en instrumentos de especulación financiera, alejadas de un compromiso serio con los objetivos empresariales que deberían serles propios. El objetivo de maximizar el valor presente neto de las inversiones no parece compatible con la seguridad de abastecimiento a bajo costo, en ausencia de un fuerte control y regulación por parte del Estado, menos aun en un contexto de economía globalizada, dominada a nivel regional por actores comunes.

## Glosario

---

ADEBA: Asociación de Bancos de Argentina.

AIE: Agencia Internacional de Energía.

BBVA: Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, holding financiero que posee acciones (entre otras empresas) de Repsol-YPF y Banco Francés.

BTU: *British Thermal Unit* equivalente a 0, 252 kilocalorías.

CA: Cuenca Austral.

CIADI- en inglés ICSID: *International Center for Settlement of Investment*, su traducción es Centro Internacional de Arbitraje de Inversiones, es el Tribunal Internacional del Banco Mundial que arbitra litigios internacionales de tipo comercial en materia de contratos y cuestiones financieras ligadas a inversiones internacionales.

CMS Energy: Empresa que opera distintos sistemas en Argentina.

CNO: Cuenca Noroeste.

CNQ: Cuenca Neuquina.

ENARGAS: Ente Nacional Regulador de Gas.

ENARSA: Empresa Nacional de Energía Sociedad Anónima, recientemente creada en Argentina.

FMI. Fondo Monetario Internacional.

GLP: Gas Licuado de Petróleo.

GNC: Gas Natural Comprimido.

IAPG : Instituto Argentino de Petróleo y Gas.

INDEC: Instituto Nacional de Estadísticas y Censos.

LOOPS: tramos de gasoductos que aumentan la capacidad total del sistema de transporte de gas sin ampliar la red troncal.

MBTU: Millón de BTU.

Metrogas S.A. y BAN: Distribuidoras de gas en la Ciudad de Buenos Aires, Metrogas S.A. abastece la zona sur de la ciudad y Gran Buenos Aires; BAN (Buenos Aires Norte) abastece la zona norte del GBA (Gran Buenos Aires).

NEA: No este de la Argentina (comprende las provincias de Entre Ríos, Corrientes, Chaco, Misiones y Formosa).

NEUBA I Y II se trata de dos gasoductos que conectan Neuquén con Buenos Aires y pertenecen al sistema de TGS.

NQN: Provincia del Neuquén.

SDB (citado en cuadro 1) Subdistribuidoras de gas.

SE: Secretaría de Energía de la Nación.

Tecgas: empresa petrolera subsidiaria de *Techint*.

TGN: Transportadora de Gas del Norte.

TGS: Transportadora de Gas del Sur.

TIR: Tasa Interna de Retorno (es la tasa a la que un proyecto devuelve año por año las inversiones realizadas).

UNIREN: Unidad de Renegociación de Contratos, organismo del Ministerio de Economía y Producción.

UNIREN: Unidad Renegociadora de Contratos del Ministerio de Economía.

WTI. West Texas Intermediate, tipo de crudo utilizado como referente para los precios internacionales y utilizado en Argentina para la definición de los precios internos como un porcentaje de dicho precio.

YABOG Yacimientos Bolivianos de Gas.

YPF S.A.: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad Anónima.

YPF: Yacimientos Petrolíferos Fiscales.

## Bibliografía

---

- ADEBA, (1997), Convención Nacional de Bancos '97: La Argentina en el Mundo, Foro del MERCOSUR, Buenos Aires, 19 al 21 de mayo.
- AIE, (2004), Energy Outlook, París.
- Banco Central de la República Argentina (BCRA) (2002)  
[www.bcr.gov.ar/comunes/p000](http://www.bcr.gov.ar/comunes/p000), Boletín Estadístico del Banco Central de la República Argentina, febrero.
- British Petroleum, BP (2003), *Statistical Review*, Londres.
- Caruso, N., (2003), Argentina, Estudios Sectoriales: Componente Gas Natural y Derivados, CEPAL, Buenos Aires, marzo.
- Cecchini, D. y Zicolillo, J. (2002), Los nuevos conquistadores, el papel del gobierno y las empresas españolas en el vaciamiento de Argentina, Siglo XXI, *FOCA investigation 23*, Buenos Aires.
- Comisión Nacional de Energía de Chile, (CNE) (2003), Serie de Balances energéticos 1991-2002, Santiago de Chile.
- Enargas, Boletines anuales años 1994 a 2002, Buenos Aires.
- (2004), Datos operativos, serie de consumos mensuales por tipo de usuario y datos de exportación directa y a través del sistema de transporte. Buenos Aires, Argentina
- Frenkel, R., Damill, M y Juvenal, L. (2003), Las cuentas públicas y la crisis de la convertibilidad en Argentina, CEDES, Buenos Aires.
- Frenkel R (2003), *From the boom in capital inflow to financial traps, Initiative for Policy Dialogue, Capital Markets Systems in Transition Task Force*, Barcelona, España, 2-3 de junio.
- Galano, N. (1998), Determinantes de la inversión en el sector petróleo y gas de Argentina, CEPAL, LC/L.1152, octubre. Gas del Estado (1992), Privatization Project, estudios realizados por la consultora internacional Stone y Webster (S&W), Pistrelli-Diaz y Asociados, junio de 1992.

- González, J.Repsol YPF, se propone recortar su deuda en 832.000 millones de pesetas en 2002. *El Mundo*, octubre 22.
- Grieco, L.F. González Naya, J.R. Köholdorfer (2003), Estimación del costo del gas en cabecera de gasoducto troncal. Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, Secretaría de Energía, Buenos Aires, agosto.
- Kozulj, R. y Bravo V. (1993), La política de desregulación petrolera argentina. Antecedentes e impactos, Bibliotecas Universitarias del Centro Editor de América Latina (CEAL). Buenos aires, octubre.
- Kozulj, R. (2002 a), Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles, CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura No. 46, Santiago de Chile, julio.
- (2002 b), Los desequilibrios de la economía argentina: una visión retrospectiva y prospectiva a diez años de la convertibilidad, revista Comercio Exterior, Banco Nacional de México, agosto.
- (2000), Resultados de la reestructuración de la industria del gas en Argentina. CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura No. 14, Santiago de Chile, noviembre.
- (1995), Uso y Abuso de la paridad cambiaria como instrumento de política económica, en Desarrollo y Energía, IDEE/FB, vol. IV, No. 8.
- (1994), El nuevo marco regulatorio y la privatización de gas del Estado ¿acceso abierto o acceso cerrado? Desarrollo y energía, vol. 2 No. 4, IDEE/FB.
- Ongaro, Cena y Carluccio (2001). El proceso de privatizaciones en Argentina desde la perspectiva de la balanza de pagos. Ministerio de Economía, Buenos Aires.
- OPEP (2003): Reporte anual año 2002.
- Secretaría de energía de la república Argentina (2003): Prospectiva 2002, página 95, Buenos Aires, mayo.
- Resolución 319 de la Secretaría de Energía de la nación.
- Resoluciones 18-/2004 y 181/2004.
- Resolución ex – Secretaría de Energía y Minería N° 482/1998.
- Unidad de renegociación y análisis de contratos de servicios públicos, UNIREN, (2004), Informe de grado de cumplimiento de contratos de concesión de transporte y distribución de gas natural, Ministerio de Economía y Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, abril.



## **Anexo**

---

## Análisis de los elementos objetivables de la sobrevaluación monetaria y sus efectos

El análisis de la sobrevaluación y su no sustentabilidad se basa en los siguientes elementos:

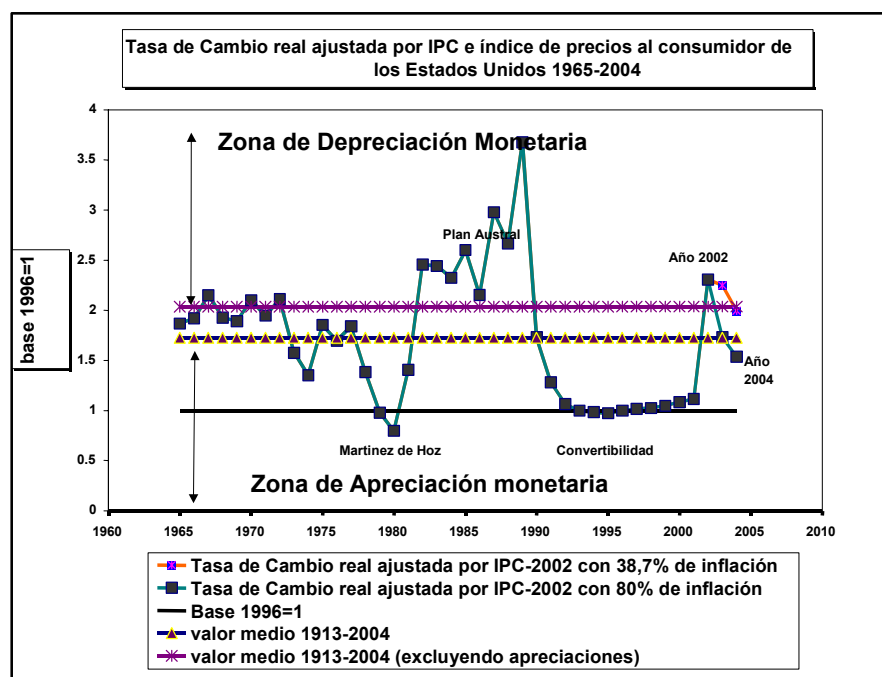
- La comparación histórica de largo plazo basada en los indicadores de precios al consumidor interno, de los Estados Unidos y el nivel de la tasa de cambio nominal.
- El efecto sobre el saldo de la balanza comercial.
- El nivel creciente de endeudamiento y la señal "sombra" de la relación Deuda externa/PIB a paridad de equilibrio.
- El proceso de fuga de divisas ocurrido entre marzo y junio del 2001.
- El destino del endeudamiento externo medido a través de la demanda de divisas durante la convertibilidad.
- Los efectos sobre el empleo y la pobreza.

Los siguientes cuadros y gráficos presentan de modo objetivo esta situación.

### a) La sobrevaluación

Gráfico A-1

#### EVOLUCIÓN DE LA TASA DE CAMBIO REAL 1965-2004



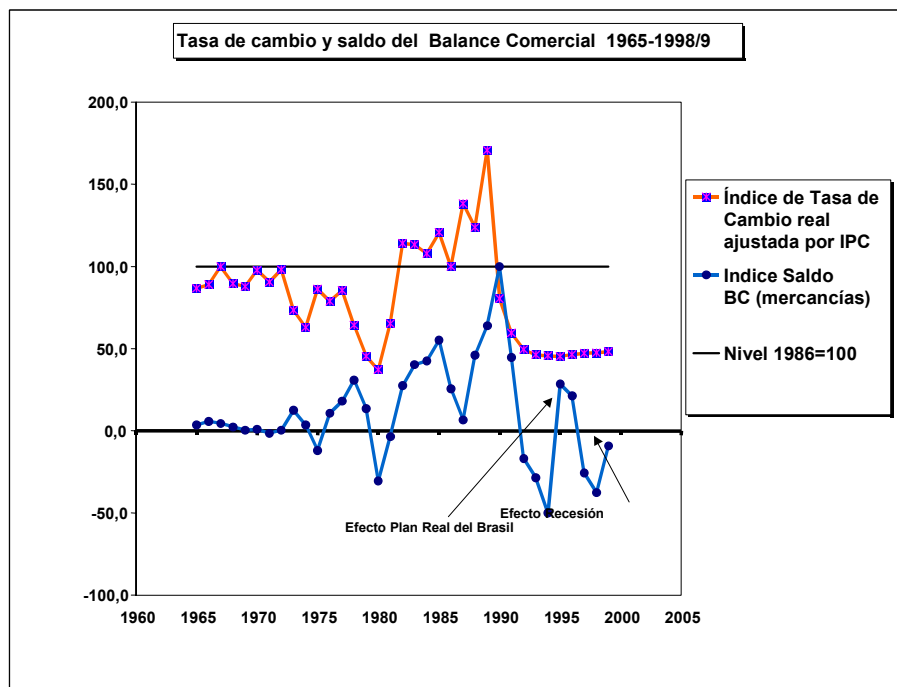
Fuente: elaboración propia con datos de INDEC, Boletines Informativos de Techint, Anexos estadísticos varios números.

**b) Efecto sobre el comercio exterior**

La cuenta de mercancías muestra un comportamiento similar al del tipo de cambio real tal como se representa en el gráfico A-2.

Gráfico A-2

**EFFECTOS DE LA SOBREVALUACIÓN SOBRE EL SALDO COMERCIAL EXTERNO**



Fuente: estimaciones propias con datos de Techint, Boletines Informativos, Anexos estadísticos, Informes de Coyuntura de FIDE y datos del Ministerio de Economía.

El planteo formal de la regresión lineal por el método de mínimos cuadrados entre estas variables es un modelo econométrico que considera la correlación entre: el índice de saldo de la balanza comercial cuenta de mercancías como variable dependiente (ISBCM) y como variables independientes, 1) el índice de la tasa de cambio real según IPC y desfasado un año respecto a la variable dependiente ISBCM (TCR2); 2) el efecto de la simultaneidad entre la apreciación de las monedas en Argentina y Brasil en los años 1996 y 1997 desfasados también 1 año como variable de tipo binario denominada (PlanReal ) y 3) el efecto de la sobredemanda de divisas en períodos de alta inestabilidad como 1976-1985 y 1988-1991, es decir desde el Proceso hasta la convertibilidad con excepción del Plan Austral 1986-87, variable binaria denominada (INEST76858891).

Los resultados de la ecuación resultantes de correr el software Eviews version 3.0 se presentan a continuación, siendo los valores de ISBCM y TCR2 los que dan lugar a los del gráfico A-2 presentado más arriba.

$$ISBCM = 0.6169850822 * TCR2 + 28.04972943 * INEST76858891 + 57.04553496 * PLANREAL - 67.05121387$$

**Cuadro A-1**

**RESULTADO DE LAS REGRESIONES ENTRE TIPO DE CAMBIO REAL Y  
SALDO DE LA BALANZA COMERCIAL**

Variable Dependiente: ISBCM  
Método: Mínimos Cuadrados  
Fecha: 26/02/01  
Serie: 1966 1998  
Observaciones: 33

Variable	Coefficiente	Error Estándar	Estadístico-t	Prob.
TCR2	0.616985	0.055093	11.19896	0.0000
PLANREAL	57.04553	8.583198	6.646186	0.0000
INEST76858891	28.04973	4.114194	6.817795	0.0000
C	-67.05121	6.046451	-11.08935	0.0000
R-cuadrado	0.885695	Media de la variable dependiente		12.16094
R-cuadrado ajustado	0.873870	E.S. variable dependiente		31.14293
E.S de la regresión	11.06033	Akaike info criterio		7.757819
Suma del cuadrado de los residuos	3547.595	Schwarz criterio		7.939214
Simil Log	-124.0040	F-Estadístico		74.90239
Durbin-Watson Estad.	2.031488	Prob(F-estadístico)		0.000000

**Fuente:** estimaciones propias con datos de Techint, Boletines Informativos, Anexos estadísticos, Informes de Coyuntura de FIDE y datos del Ministerio de Economía.

Como se puede apreciar, los resultados son muy satisfactorios desde el punto de vista de su confiabilidad, lo que permite utilizar el modelo para realizar algunos ejercicios prospectivos sin pretender más que extraer de su uso tendencias robustas<sup>14</sup> y conclusiones de peso, de carácter conceptual más que de una extrema precisión, respecto al virtual impacto de una devaluación para corregir las cuentas externas. Esto último se hará más adelante.

Basta aquí haber dejado sentado que la correlación entre el tipo de cambio real según IPC y el saldo en la cuenta de mercancías es existente y estadísticamente significativa.

El cuadro A-2 presenta la matriz de correlaciones entre las variables.

**Cuadro A-2**

**MATRIZ DE CORRELACIONES**

	ISBCM	TCR2	PLANREAL	INEST76858891
ISBCM	1.000000	0.756241	0.105290	0.578870
TCR2	0.756241	1.000000	-0.314383	0.292912
PLANREAL	0.105290	-0.314383	1.000000	-0.218033
INEST76858891	0.578870	0.292912	-0.218033	1.000000

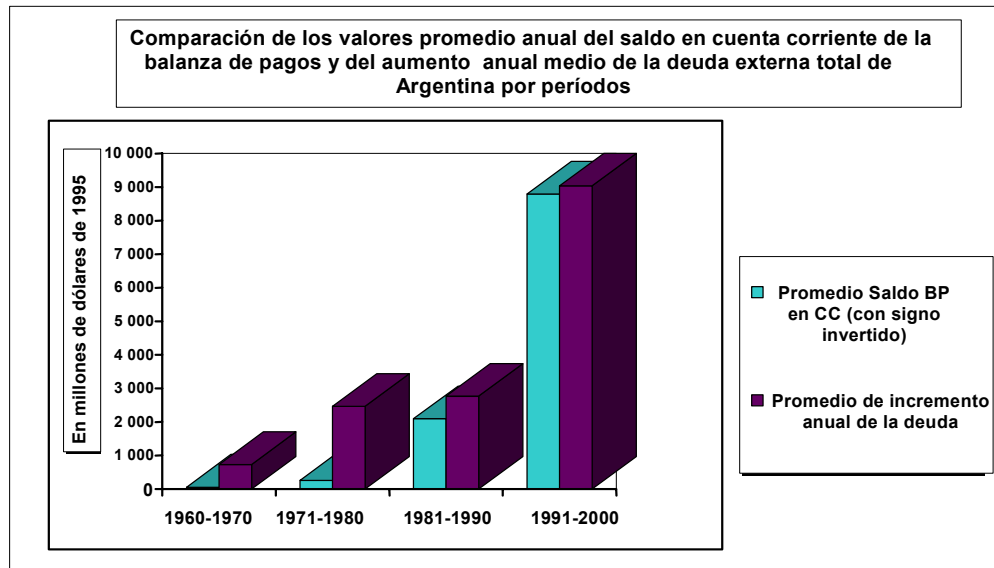
**Fuente:** estimaciones propias con datos de Techint, Boletines Informativos, Anexos estadísticos, Informes de Coyuntura de FIDE y datos del Ministerio de Economía.

<sup>14</sup> Se han ensayado otros modelos alternativos y el valor del coeficiente que afecta a ISBCM según variaciones de TCR2 es muy estable.

**c) El nivel creciente de endeudamiento y la señal "sombra" de la relación Deuda externa/PIB a paridad de equilibrio**

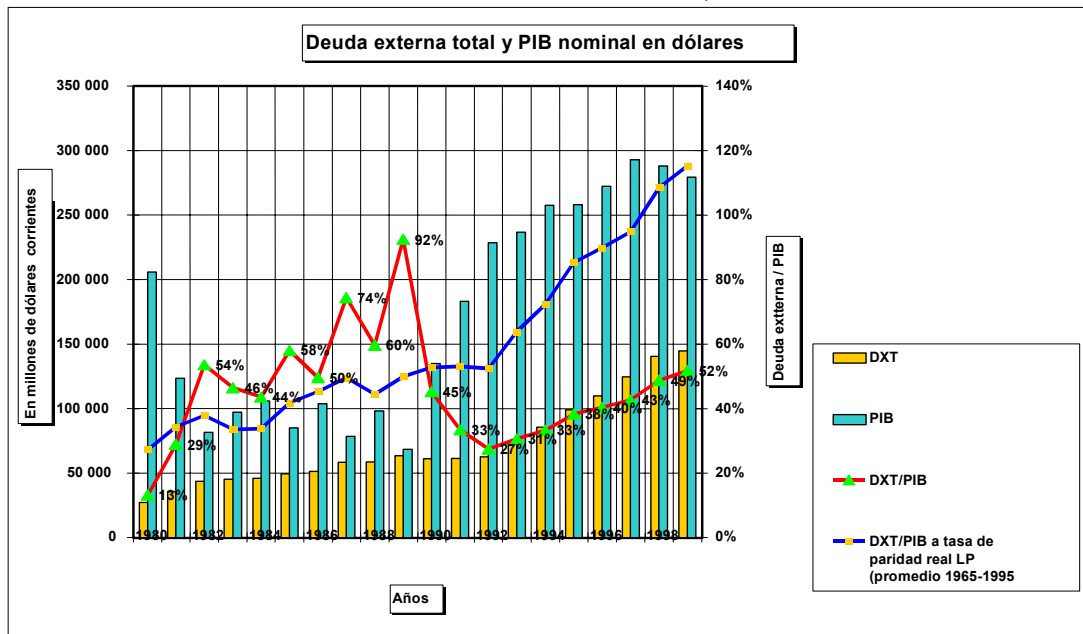
En tanto los restantes componentes del saldo en cuenta corriente se derivan en cierto modo del nivel de deuda previa, resulta claro que la apreciación de la moneda es factor causal de primer orden en la génesis de la deuda externa. El gráfico N° A-3 muestra la similitud entre el endeudamiento promedio anual por sub-períodos y el monto promedio de los saldos en cuenta corriente.

**Gráfico A-3**  
**SALDO EN CUENTA CORRIENTE Y ENDEUDAMIENTO EXTERNO REGISTRADO**



Fuente: estimaciones propias con datos de Informes de Coyuntura de FIDE y Ministerio de Economía.

**Gráfico A-4**  
**ANÁLISIS DE LA EVOLUCIÓN LA "SOMBRA" RIESGO PAÍS A MEDIDA QUE EL ENDEUDAMIENTO CRECE**



Fuente: estimaciones propias con datos de Informes de Coyuntura de FIDE y Ministerio de Economía.

d) El proceso de fuga de divisas ocurrido entre marzo y junio del 2001

Cuadro A-5

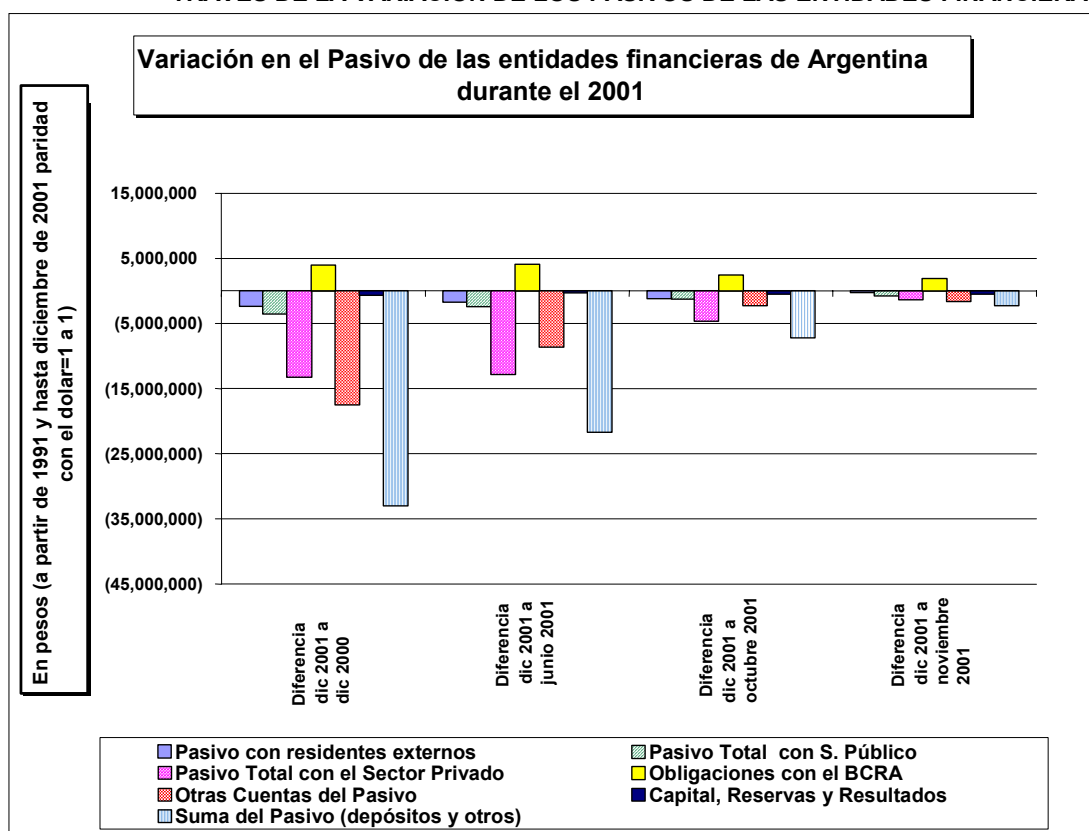
ESTIMACIÓN DEL DESTINO DEL ENDEUDAMIENTO EXTERNO A TRAVÉS DE LA DEMANDA DE DIVISAS

Rubros de demanda de divisas	Período 1992-1999	
	en millones de dólares	en porcentajes
Saldo negativo (mercancías)	22 327	27,3%
Intereses pagados totales	14 000	17,1%
<i>Intereses (privatizadas)</i>	5 830	7,1%
Utilidades y Dividendos Totales	19 594	23,9%
<i>Utilidades (privatizadas)</i>	7 536	9,2%
Incremento medio de nivel de reservas	15 336	18,7%
Resto de Financiamiento Externo	10 631	13,0%
Total del Incremento en la Deuda Externa	81 888	100,0%

Fuente: elaboración propia con datos de Ongaro, Cena y Carluccio, El proceso de privatizaciones en Argentina desde la perspectiva de la balanza de pagos, Ministerio de Economía, Buenos Aires, 2001.

Gráfico A-6

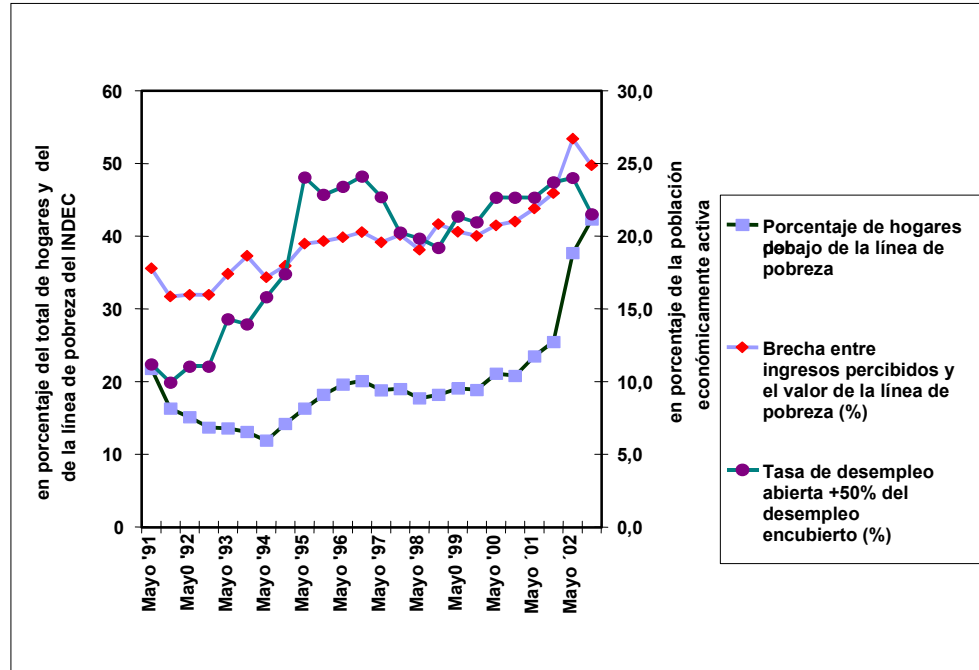
EL PROCESO DE AGOTAMIENTO DE RESERVAS DURANTE EL AÑO 2001 VISTO A TRAVÉS DE LA VARIACIÓN DE LOS PASIVOS DE LAS ENTIDADES FINANCIERAS



Fuente: elaboración propia con datos del BCRA [www.bcra.gov.ar/comunes/p000](http://www.bcra.gov.ar/comunes/p000) Boletín Estadístico del Banco Central de la República Argentina, febrero de 2002.

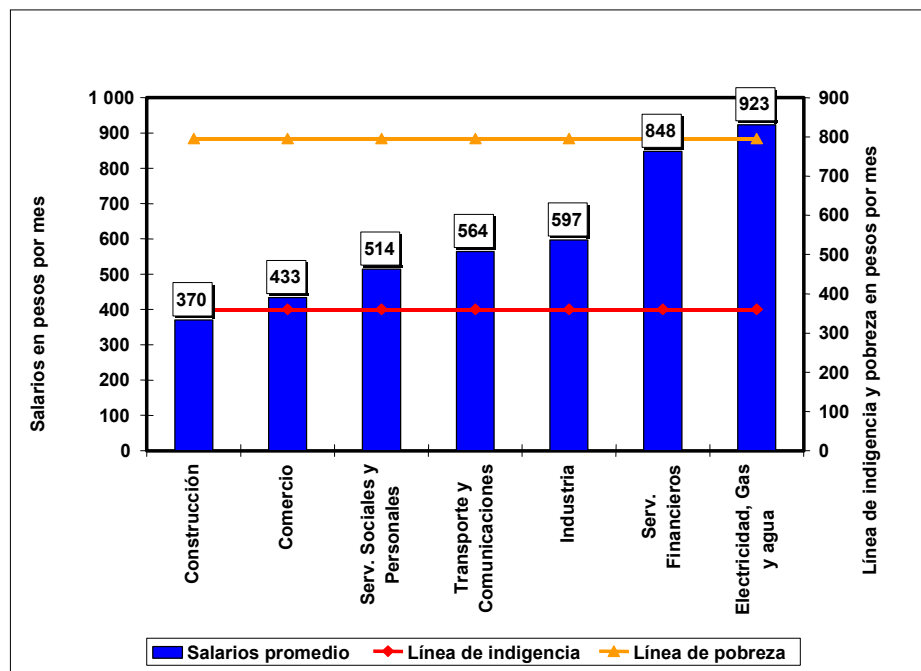
e) Los efectos cruzados entre desempleo, pobreza y devaluación consecuente a la sobrevaluación y ataque especulativo

Gráfico A-7  
EFECTOS DE LA SOBREVALUACIÓN MONETARIA Y LA PREDICTIBLE DEVALUACIÓN SOBRE EL NIVEL DE DESEMPEÑO Y LA POBREZA ESTRUCTURAL



Fuente: INDEC, EPH.

Gráfico A-8  
NIVEL SALARIAL MEDIO Y LÍNEA DE POBREZA E INDIGENCIA



Fuente: elaborado con datos de INDEC y del Sistema Previsional, salarios promedio declarados.



NACIONES UNIDAS

Serie

CEPAL

recursos naturales e infraestructura

## Números publicados

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



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

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

75. Desarrollo de infraestructura y crecimiento económico: revisión conceptual, Patricio Rozas y Ricardo Sánchez (LC/L.2182P), N° de venta S.04.II.G.109 (US\$ 10,00) agosto de 2004. [www](#)
76. Industria minera de los materiales de construcción. Su sustentabilidad en Sudamérica, Marcela Cárdenas y Eduardo Chaparro (LC/L.2186-P), N° de venta S.04.II.G.114 (US\$ 10,00), octubre de 2004. [www](#)
77. La industria del gas natural en América del Sur: situación y posibilidades de integración de mercados, Roberto Kozulj (LC/L.2195-P), N° de venta S.04.II.122 (US\$ 10,00) octubre de 2004. [www](#)
78. Reformas e inversión en la industria de hidrocarburos de países seleccionados de América Latina, Humberto Campodónico, (LC/L.2200-P), N° de venta S.04.II.130 (US\$ 10,00) octubre de 2004. [www](#)
79. Concesiones viales en América Latina: situación actual y perspectivas, Alberto Bull (LC/L.2207-P), N° de venta S.04.II.G.131 (US\$10,00), septiembre de 2004. [www](#)
80. Mercados (de derechos) de agua: experiencias y propuestas en América del Sur, Andrei Jouravlev (LC/L.2224-P), N° de venta S.04.II.G.142 (US\$10,00), noviembre de 2004. [www](#)
81. Protección marítima y portuaria en América del Sur, Ricardo J. Sánchez, Rodrigo García, María Teresa Manosalva, Sydney Rezende, Martín Sgut (LC/L.2226-P), N° de venta S.04.II.G.145 (US\$ 10.00), noviembre de 2004. [www](#)
82. Puertos y transporte marítimo en América Latina y el Caribe: un análisis de su desempeño reciente, Ricardo J. Sánchez (LC/L.2227-P), N° de venta S.04.II.G.146 (US\$ 10.00), noviembre de 2004. [www](#)
83. Perspectivas de sostenibilidad energética en los países de la Comunidad Andina, Luiz Augusto Horta (LC/L.2240-P), N° de venta S.04.II.G.160 (US\$ 10,00), septiembre de 2004. [www](#)
84. Determinantes del precio *spot* del cobre en las bolsas de metales, Juan Cristóbal Ciudad (LC/L.2241-P), N° de venta S.04.II.G.161 (US\$ 10,00), octubre de 2004. [www](#)
85. Situación y tendencias recientes del mercado del cobre, Juan Cristóbal Ciudad, Jeannette Lardé, Andrés Rebolledo y Aldo Picozzi (LC/L.2242-P), N° de venta S.04.II.G.162 (US\$ 10,00), octubre del 2004. [www](#)
86. El desarrollo productivo basado en la explotación de los recursos naturales, Fernando Sánchez Albavera (LC/L.2243-P), N° de venta S.04.II.G.163 (US\$ 10.00), diciembre del 2004. [www](#)
87. La mujer en la pequeña minería de América Latina: El caso de Bolivia, Eduardo Chaparro (LC/L.2247-P), N° de venta S.05.II.G.5 (US\$ 10,00), marzo del 2005. [www](#)
88. Crisis de la industria del gas natural en Argentina, Roberto Kozulj (LC/L.2282-P), N° de venta S.05.II.G.34 (US\$ 10,00), marzo del 2005. [www](#)

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

1. Las reformas energéticas en América Latina, Fernando Sánchez Albavera y Hugo Altomonte (LC/L.1020), abril de 1997. [www](#)
2. Private participation in the provision of water services. Alternative means for private participation in the provision of water services, Terence Lee y Andrei Jouravlev (LC/L.1024), mayo de 1997 (inglés y español). [www](#)
3. Procedimientos de gestión para un desarrollo sustentable (aplicables a municipios, microrregiones y cuentas), Axel Dourojeanni (LC/L.1053), septiembre de 1997 (español e inglés). [www](#)
4. El Acuerdo de las Naciones Unidas sobre pesca en alta mar: una perspectiva regional a dos años de su firma, Carmen Artigas y Jairo Escobar (LC/L.1069), septiembre de 1997 (español e inglés). [www](#)
5. Litigios pesqueros en América Latina, Roberto de Andrade (LC/L.1094), febrero de 1998 (español e inglés). [www](#)
6. Prices, property and markets in water allocation, Terence Lee y Andrei Jouravlev (LC/L.1097), febrero de 1998 (inglés y español). [www](#)
8. Hacia un cambio en los patrones de producción: Segunda Reunión Regional para la Aplicación del Convenio de Basilea en América Latina y el Caribe (LC/L.1116 y LC/L.1116 Add/1), vol. I y II, septiembre de 1998. [www](#)
9. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. La industria del gas natural y las modalidades de regulación en América Latina, Humberto Campodónico (LC/L.1121), abril de 1998. [www](#)
10. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Guía para la formulación de los marcos regulatorios, Pedro Maldonado, Miguel Márquez e Iván Jaques (LC/L.1142), septiembre de 1998. [www](#)
11. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Panorama minero de América Latina: la inversión en la década de los noventa, Fernando Sánchez Albavera, Georgina Ortiz y Nicole Moussa (LC/L.1148), octubre de 1998. [www](#)
12. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Las reformas energéticas y el uso eficiente de la energía en el Perú, Humberto Campodónico (LC/L.1159), noviembre de 1998. [www](#)

- 13 Financiamiento y regulación de las fuentes de energía nuevas y renovables: el caso de la geotermia, Manlio Coviello (LC/L.1162), diciembre de 1998. [www](#)
- 14 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Las debilidades del marco regulatorio eléctrico en materia de los derechos del consumidor. Identificación de problemas y recomendaciones de política, Patricio Rozas (LC/L.1164), enero de 1999. [www](#)
- 15 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Primer Diálogo Europa-América Latina para la Promoción del Uso Eficiente de la Energía (LC/L.1187), marzo de 1999. [www](#)
- 16 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Lineamientos para la regulación del uso eficiente de la energía en Argentina, Daniel Bouille (LC/L.1189), marzo de 1999. [www](#)
- 17 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la Energía en América Latina”. Marco Legal e Institucional para promover el uso eficiente de la energía en Venezuela, Antonio Ametrano (LC/L.1202), abril de 1999. [www](#)

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

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