

---

**recursos naturales e infraestructura**

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

Roberto Kozulj



NACIONES UNIDAS



**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 hidrocarburífera 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.

预览已结束，完整报告链接和二维码如下：

[https://www.yunbaogao.cn/report/index/reportId=5\\_2589](https://www.yunbaogao.cn/report/index/reportId=5_2589)

