

recursos naturales e infraestructura

R

esultados de la reestructuración de la industria del gas en la Argentina

Roberto Kozulj



NACIONES UNIDAS



División de Recursos Naturales e Infraestructura

Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ “Energía y desarrollo
sustentable en América Latina y el Caribe”

Santiago de Chile, noviembre de 2000

Este documento fue preparado por el consultor Roberto Kozulj y coordinado por el Sr. Hugo Altomonte, Oficial de Asuntos Económicos de la División Recursos Naturales e Infraestructura.

La dirección del Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ está a cargo del Sr. Hugo Altomonte, e-mail: [haltomonte@eclac.cl], fax (56-2) 208-02-52.

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

LC/L.1450-P

ISBN: 92-1-321677-7

Copyright © Naciones Unidas, noviembre de 2000. Todos los derechos reservados

Nº de venta: S.00.II.G.124

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. 10 017, 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

Resumen	5
I. Introducción	7
II. El contexto socioeconómico y político y las reformas del sistema energético argentino en los años noventa	9
A. La reestructuración de la industria del gas natural y sus antecedentes.....	10
B. El nuevo Marco Regulatorio para el gas natural Ley N° 24 076 y su Decreto Reglamentario N° 1 738/92, descripción y contenido	15
III. El mercado mayorista del gas natural	23
A. Aspectos generales.....	23
B. Evolución de los aspectos legales y regulatorios	24
C. La oferta del gas natural	27
D. La demanda del gas natural	33
E. Conclusiones respecto al funcionamiento del mercado mayorista: problemas detectados y aspectos pendientes	40
IV. La reestructuración del transporte y la distribución en la industria del gas	41
A. El papel del Estado	41
B. El transporte y la distribución de gas como servicio público.....	42
C. Configuración y desenvolvimiento posterior a las reformas	44
V. La formación de precios	49
A. La formación de precios en el mercado mayorista.....	50
B. Tarifas de transporte	53
C. Tarifas finales y la evolución de los márgenes de distribución.....	55
VI. Evaluación del nuevo sistema: los conflictos existentes, las modalidades de resolución y el desempeño del ENARGAS	67
A. Los problemas de concentración de la oferta en el mercado mayorista y la formación de precios	67
B. Los problemas de integración vertical	69
C. Metodología de cálculo de la imputación de costos de transporte y apropiación de rentas extraordinarias por las distribuidoras.....	70
D. La metodología del cálculo del costo de obras financiadas por terceros y la eventual apropiación de rentas extraordinarias por las distribuidoras .	73
E. Los mecanismos de reventa de la capacidad	76
VII. Consideraciones finales	79
Bibliografía	81
Serie Recursos Naturales e Infraestructura: números publicados	83

Índice de cuadros

II- 1	Composición del mercado potencial de gas - estimación de 1987	12
II- 2	Estimación del valor de reposición de los activos de Gas del Estado y comparación con los montos pagados en la privatización de la empresa.....	22
III- 1	Distribución de las reservas por operador año 1994	28
III- 2	Distribución de las reservas por operador al 31.12.1998	28
III- 3	Distribución de las reservas totales (probadas y probables) por operador al 31.12.1998.....	29
III- 4	Distribución de las principales reservas, comprobadas y probables por operador y cuenca al 31.12.1998.....	30
III- 5	Producción de gas por operador principal años 1994-1999	31
III- 6	Oferta de gas: ventas por empresa años 1994-1998	32
III- 7	Participación de los principales vendedores por destinatario en porcentaje del total demandado por cada distribuidor - período 1994-1998.....	34
III- 8	Transacciones en el mercado <i>spot</i> 1995-1998.....	35
III- 9	Gasoductos internacionales vinculados a la exportación de gas natural desde la Argentina.....	36
III-10	Autorizaciones de exportación de gas natural	36
III-11	Comparación entre las exportaciones autorizadas y el volumen de reservas por cuenca	38
III-12	Gas comercializado y entregado según modalidad 1994-1998.....	39
IV- 1	Participación de los socios en las unidades privatizadas y en el <i>upstream</i>	46
IV- 2	Capacidad contratada en firme por las distribuidoras y grado medio anual de utilización de la capacidad	48
IV- 3	Estimación de capacidad contratada en firme por las distribuidoras, utilización y ventas según tipo de tarifas	48
V- 1	Precios en el mercado de corto, mediano y largo plazo - 1994-1999.....	51
V- 2	Distribuidoras adheridas al Decreto N° 1 020.....	52
V- 3	Volúmenes totales de gas negociados en el mercado <i>spot</i> por mes, según cuenca, período 1994-2000 ^a	52
V- 4	Tarifas de transporte en firme.....	54
V- 5	Resultados económicos de las operadoras del sistema de transporte, 1994-1998	55
V- 6	Porcentajes de incremento respecto a los valores medios de 1986.....	56
V- 7	Estimaciones del precio del gas en boca de pozo	60
V- 8	Evolución de las tarifas finales sin impuestos según distribuidora ^a - período 1993-1999.....	61
V- 9	Evolución de las ventas en cada zona de distribución según modalidades de comercialización ^a	63
V-10	Comparación de resultados esperados y obtenidos para las unidades de distribución	64
V-11	Estimación de la estructura media de formación de tarifas finales para cada distribuidora.....	66
VI-1	Estimación de los factores de carga reales con los vigentes a priori según Reglas Básicas de las Licencias	71
VI-2	Valor de la relación factor de carga <i>ex-post</i> - factor de carga ^a <i>ex-ante</i> : períodos 1993-1994 a 1999-2000.....	72
VI-3	Estimación de la diferencia unitaria entre el costo de transporte de las distribuidoras y su imputación a tarifas por aplicación de las RBLD. Cálculo con datos de 1999	72
VI-4	Estimación de la diferencia anual entre el costo de transporte de las distribuidoras y su imputación a tarifas por aplicación de las RBLD	73
VI-5	Porcentaje estimado de cobertura del valor de las obras según longitud media por usuario y según el valor actual neto al 13% de los ingresos por distribución netos de costos de transporte, adquisición del gas y operación y mantenimiento	74
VI-6	Comparación del valor unitario estimado de las obras de distribución de gas por distribuidora.....	75
VI-7	Porcentaje de devolución del valor de la obra a los usuarios e incremento en el número de usuarios entre 1993 y 1999.....	76
VI-8	Evolución de las compras de capacidad de transporte en firme en el período 1994-1998, según distribuidoras y estimación de los volúmenes contratados por tipo de cargador directo.....	77

Índice de gráficos

V- 1	Evolución de los precios promedio por cuenca desde la desregulación.....	50
V- 2	Evolución del precio promedio del gas incluido en las tarifas finales, período 1994-2000	53
V- 3	Tarifas finales de gas natural sin impuestos por grandes períodos de gobierno - 1970.....	57
V- 4	Tarifas finales de gas natural sin impuestos por grandes períodos de gobierno - 1990.....	57
V- 5	Variación media de las tarifas sin impuestos desde la privatización respecto al período previo-promedio de los valores de los años 1984-1989 y 1993-2000	58
V- 6	Variación media de las tarifas con impuestos desde la privatización respecto al período previo-promedio de los valores de los años 1984-1989 y 1993-2000	58
V- 7	Estimación de la evolución del margen de transporte y distribución conjunto por grandes períodos: comparación de valores en moneda local constante y en dólares constantes	59
V- 8	Estimación de los márgenes de distribución según distribuidora y zona de servicio 1994-1998.....	62
VI-1	Porcentaje estimado de compras en el mercado <i>spot</i> por parte de las distribuidoras y porcentaje estimado de incidencia en el precio medio sobre la base de un descuento global del 20%.....	69
VI-2	Evolución de las redes de distribución de GN en Argentina: análisis de la longitud de red por usuario, volumen transportado por redes y consumo medio por usuario en el período 1945-1998.....	74

Resumen

La Argentina inició hacia comienzos de los años noventa una serie de transformaciones económicas de carácter estructural, cuya profundidad y alcance no tienen precedentes en la historia económica reciente del propio país ni tampoco en el resto de los países de América Latina. En especial son de destacar las efectuadas en los servicios públicos, muy particularmente en el sector energético.

Al analizar el desempeño de la industria del gas en Argentina con anterioridad a las citadas reformas, las causas de los problemas financieros de la ex-empresa pública Gas del Estado y su proceso de privatización, se concluye que si bien el modelo de funcionamiento había entrado en una profunda crisis a fines de los años ochenta, luego de casi cuatro décadas de vigencia, Gas del Estado había presentado un desarrollo excelente y sus dificultades financieras obedecían a causas totalmente ajenas a problemas de gestión interna. Sin embargo, queda en claro que esta empresa no podía quedar aislada del conjunto de reformas emprendidas en el Estado.

Transcurrida una década desde su inicio, al revisar dicho proceso y los mecanismos del nuevo sistema, el presente trabajo concluye que:

a) El mercado mayorista no presenta las condiciones de competencia esperadas al inicio de la reforma. Ello se debe a la gran concentración de la tenencia de reservas por cuenca y por empresa, a la integración vertical existente entre productores y principales distribuidores y también a la insuficiencia de los instrumentos vigentes para introducir estímulos entre las distribuidoras para adquirir gas a precios más bajos. Se señala no obstante que el mayor obstáculo lo constituye el escaso número de oferentes, a lo cual se le debe agregar la relativa dificultad de obtener capacidad de transporte en firme fuera de la ofrecida por las distribuidoras, dado que en la práctica son estas últimas las que tienen una posición dominante del mercado de transporte, con alrededor del 80% de la capacidad en firme reservada por medio de contratos plurianuales.

b) La reestructuración de la industria en los eslabones de transporte y distribución condujo a un proceso de integración vertical parcial de la cadena del gas durante la privatización, a través de la adjudicación de las diversas unidades privatizadas y de los cambios producidos en el sector productor, como parte de la desregulación y privatización del sector petrolero. Al mismo tiempo, las principales modificaciones ocurridas en la participación empresarial en los distintos segmentos, en especial tras la compra de Astra y Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) por Repsol, reforzó tanto la integración vertical como el grado de concentración empresarial. Se concluye también que si bien la industria no ha presentado mayores restricciones en lo que respecta a la expansión del servicio, la misma se ha realizado sobre la base del aumento de la potencia del sistema de transporte, lo que entraña inversiones marginales de rentabilidad superior al promedio, y en el caso de la distribución con el aporte de terceros, básicamente los usuarios interesados en función de los favorables precios relativos que presenta el gas respecto a los sustitutos en el sector domiciliario a pesar de los incrementos de precios del servicio inmediatamente antes y durante la privatización.

c) Habida cuenta del fuerte proceso de apreciación monetaria sufrida desde 1990, sólo las categorías residenciales de bajos y medianos consumos han experimentado incrementos de tarifas desde la desregulación, en términos de moneda local constante. En cambio todas lo han hecho en dólares constantes. Se explica de este modo como ha sido posible introducir una estructura de precios con referencia a los internacionales sin que ello haya provocado mayores resistencias entre los usuarios, siendo que la situación previa a la privatización presentaba niveles muy por debajo de aquéllos.

d) Las empresas de transporte y distribución obtuvieron beneficios extraordinarios mediante dos mecanismos: i) la imputación de costos de transporte por tipo de servicio sobre la base de factores de carga fijos, que por lo general han estado por debajo de los reales, y ii) el financiamiento de obras por terceros reconocidas a un valor que puede generar y ha generado transferencias indebidas de renta desde los usuarios a las compañías distribuidoras.

e) La evaluación del nuevo sistema desde el punto de vista de los conflictos existentes, las modalidades de resolución y el desempeño del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), corroboró que los vacíos regulatorios se centraron en la concentración de la oferta en el mercado mayorista; la existencia de integración vertical básicamente entre productores y distribuidores; la apropiación de rentas indebidas derivadas de la propia regulación a través de los métodos de imputación de costos de transporte y de la valorización de obras ejecutadas por terceros; y la ausencia de un mercado secundario de capacidad de transporte, por cuasi monopsonio de las distribuidoras y en ausencia de exceso estructural de capacidad de transporte.

I. Introducción

El presente trabajo analiza el impacto y naturaleza de las transformaciones ocurridas en la industria del Gas Natural (GN) en la Argentina después de haber transcurrido ya más de siete años desde la implementación del nuevo sistema.

Al igual que lo sucedido en otras industrias del sector energético, en el caso de la del gas, se puso fin al monopolio estatal, se desincorporaron activos de las empresas y se crearon reglas de funcionamiento sobre la base del diseño de un Marco Regulatorio y un ente encargado de dar cumplimiento al mismo. Acerca del alcance y naturaleza de esta transformación versa el capítulo II que presenta una síntesis del desempeño de la industria del gas en Argentina anterior a las citadas reformas, se exploran e interpretan las causas de los problemas financieros de Gas del Estado y se describe el proceso de privatización de la misma y creación del Marco Regulatorio, a través de la Ley N° 24 076 relativa a ambos acontecimientos.

En el capítulo III se analiza el mercado mayorista y su funcionamiento en aspectos tales como: i) evolución de los instrumentos legales y regulatorios; ii) caracterización de la oferta en lo que respecta a reservas por operador y cuenca, grado de concentración comercial y física, y evolución de la producción y comercialización por operador; iii) caracterización de la demanda, lo que comprende la descripción de las transacciones entre distribuidores y productores y otros agentes, y también el análisis de la evolución del mercado de corto plazo (o *spot*) y de las modalidades de comercialización, las características de los contratos y la demanda proveniente de los proyectos de exportación, y iv) concluyendo con una síntesis de los principales aspectos tratados y las perspectivas que se derivan del estudio mercado mayorista.

En el capítulo IV se describe y analiza la reestructuración de la industria del gas en los eslabones de transporte y distribución, se examina el

proceso de integración vertical y el papel del Estado en lo que concierne a las funciones relativas al funcionamiento del sistema y garantía de abastecimiento del servicio público.

En el capítulo V se describe, el tema de la formación de precios y se analiza el impacto que ha tenido la reforma sobre el nivel de los mismos para distintos tipos de usuarios y según sus diversos componentes, lo que comprende también una comparación con los precios en los diversos períodos anteriores a la reforma.

Luego en el capítulo VI, se presenta la evaluación del nuevo sistema desde el punto de vista de los conflictos existentes, las modalidades de resolución y el desempeño del ENARGAS para resolverlos, los cuales se dan respecto a. los siguientes aspectos: i) concentración de la oferta en el mercado mayorista; ii) existencia de integración vertical básicamente entre productores y distribuidores; iii) apropiación de rentas indebidas derivadas de la propia regulación a través de los métodos de imputación de costos de transporte y de la valorización de obras ejecutadas por terceros, y iv) ausencia de un mercado secundario de capacidad de transporte, por cuasi monopsomio de las distribuidoras y en ausencia de exceso estructural de capacidad de transporte.

Por último, en el capítulo VII se exponen las consideraciones finales derivadas del estudio efectuado.

II. El contexto socioeconómico y político y las reformas del sistema energético argentino en los años noventa

Las reformas efectuadas en el sistema económico y energético argentino se han caracterizado por su profundidad, alcance y velocidad de ejecución. El desarrollo de las mismas se dio entre fines de 1989 y 1993, y han sido consideradas como modelo a proponer en el resto de los países de la región (véase H. Pistonesi, 2000).

Antes de 1989, la organización institucional vigente se encontraba fundada sobre reglas de juego bajo las cuales el Estado desempeñaba un rol protagónico, el cual se había ido afianzando desde mediados de la década del cuarenta. El Estado tenía un papel empresario, planificador y promotor del desarrollo a través de la acción de las empresas públicas, en especial en las del área energética, pero también en otras, como por ejemplo: transporte, telecomunicaciones, agua, petroquímica, defensa y acero.

El año 1989 marcó, a través de la hiperinflación, el fin del modelo macroeconómico ensayado durante los años ochenta en las nuevas condiciones de endeudamiento que el país presentaba a comienzos de aquella década.

A pesar de que la sociedad argentina estaba acostumbrada a convivir en un clima de alta inflación, el episodio hiperinflacionario de 1989, que amenazó con repetirse hacia fines de 1990 y principios de 1991, redujo considerablemente la resistencia a las políticas de ajuste macroeconómico y de reestructuración del sector público. El período de transición consolidó un marco de moneda fuertemente apreciada sobre el que se lanzó el Plan de Convertibilidad.

De acuerdo con las orientaciones básicas de la política económica, la acelerada privatización de las empresas públicas constituyó un elemento clave a fin de obtener los recursos financieros para consolidar la viabilidad del mencionado plan y para atenuar los conflictos entre los grupos económicos internos y los acreedores externos.¹ De este modo, más allá de los enunciados doctrinarios esgrimidos explícitamente para fundamentar y promover dicha transformación, fue el contexto macroeconómico el que dio lugar tanto a la transformación del Estado y de sus empresas, como a la aceptación de este acontecimiento por parte de la comunidad política sin mayores resistencias.

Al respecto cabe agregar que, un factor clave para explicar esta transformación exitosa desde el punto de vista político, lo constituyó el hecho de que el partido que encabezó la reforma tenía fuertes raíces populares y el control y virtual dominio sobre la mayor parte del aparato sindical vinculado al área de las empresas públicas.

El esquema implementado en el sector energético se propuso poner fin al monopolio estatal en la prestación de servicios y proponer un sistema de mayor competencia en los mercados a fin de lograr una mayor eficiencia y proveer de más y mejores servicios a los usuarios. Así se estableció una distinción entre aquellos mercados que eran potencialmente competitivos, por ejemplo: los de hidrocarburos y los de generación de electricidad, y aquellos otros que revestían un carácter de monopolio natural como la distribución de electricidad, gas y agua por redes.

El proceso de privatización implicó, por lo tanto, la venta y desglose de los activos de las empresas públicas del área energética y la definición de los marcos legales e institucionales para la regulación de los servicios públicos.

A. La reestructuración de la industria del gas natural y sus antecedentes

Se analizarán seguidamente los antecedentes de la industria del gas en la Argentina y luego se describirán los rasgos básicos de la reforma.

1. Antecedentes de las reformas

a) Breve descripción del desarrollo de la industria del gas natural en la Argentina

El uso del gas por redes en la Argentina se remonta a mediados del siglo pasado, cuando se comenzó con la producción de gas manufacturado a partir de carbón importado del Reino Unido y como servicio público para la iluminación a cargo de la compañía inglesa “Cía. Primitiva de Gas Buenos Aires Ltda.”.

La producción de gas natural hizo su aparición mucho más tarde, cuando junto con la producción petrolera iniciada hacia los años veinte comenzaron a emerger crecientes volúmenes de gas natural asociado al petróleo en los yacimientos del sur del país. Sin embargo, por razones espaciales, técnicas, económicas y políticas, la canalización del fluido gaseoso hacia los centros de consumo se demoró por tres o cuatro décadas más y, en general, tuvo un desarrollo bastante lento hasta principios de la década del cincuenta.

El esquema de organización institucional de la producción, a cargo principalmente de la petrolera estatal YPF y del transporte y de la distribución del gas natural a cargo de la empresa estatal Gas del Estado, que se fue conformando hacia mediados de la década del cuarenta, formó parte del afianzamiento del papel del Estado en el Sector Energético Nacional, y se mantuvo con relativamente pocas modificaciones hasta el comienzo de la reestructuración, que culminó a fines de 1992 con la privatización de Gas del Estado y de YPF, aunque con mecanismos diferentes en ambos casos.

¹ Durante el período 1990-1993 la privatización de las empresas públicas implicó para el Tesoro Nacional un ingreso total de 9 736.7 millones de dólares en efectivo (6 743 millones corresponden al sector energético) y un rescate de títulos por valor de 13 425.3 millones de dólares (6 785.8 millones del sector energético). Pero, a pesar del aporte financiero de corto plazo, las privatizaciones no implicaron una disminución del endeudamiento externo que en el transcurso de aquel período pasó de 61 000 a 68 000 millones de dólares (CEPAL 1994). En la mayor parte de los casos, la deuda en divisas de las empresas privatizadas quedó a cargo del Estado.

En efecto, hasta antes de la creación de Gas del Estado (1946), la empresa petrolera estatal YPF se había encargado, hacia 1930, de la incipiente distribución a unos 500 usuarios en zonas aledañas a los yacimientos de Comodoro Rivadavia y Neuquén; luego, en 1945 tomó la distribución de la de gas manufacturado que realizaba la “Cía. Primitiva de Gas Buenos Aires Ltda.”; y por último, hacia 1949, habilitó el primer gran gasoducto que tuvo la Argentina uniendo Comodoro Rivadavia con Buenos Aires.

Hacia 1932 YPF comenzó también a producir gas licuado de petróleo y a distribuirlo en cilindros de 45 kg, tarea que continuó hasta 1950. Luego esta última actividad pasó a manos de Gas del Estado. En 1960 se privatizó el comercio de garrafas y en 1978 el de GLP en cilindros.

Es decir, que a partir de la creación de Gas del Estado en 1946 todas las tareas de transporte y distribución salieron del área de YPF y se concentraron en esta nueva empresa estatal.

En este esquema de organización se fueron afianzando también dos “culturas”, que en cierto modo caracterizarían a buena parte de la problemática en torno al gas en la Argentina. Por una parte YPF, como todas las empresas petroleras del mundo, fue creada para descubrir y explotar petróleo y no gas. Aun cuando la producción de gas comenzó a tomar cada vez mayor importancia, durante mucho tiempo se había creado dentro de esta empresa una mentalidad que vio al gas como un producto secundario y no como un recurso importante en sí mismo. Ésta era una tendencia natural en todos los países del mundo, pero en nuestro país se veía reforzada por el bajo precio de transferencia que Gas del Estado le pagaba a YPF. Este bajo precio del recurso fue precisamente el que, por otra parte, permitió, junto con la canalización de fondos hacia Gas del Estado a través de la política de precios y tarifas y por otros medios, promover una rápida expansión del uso del gas natural en la Argentina.

b) Las políticas de precios y sus efectos

En principio, el bajo precio del gas para el productor no alentaba la búsqueda del recurso, pero ésta podía ser compensada económicamente por una adecuada política de precios del petróleo y sus derivados, y por las directivas políticas de abastecer la demanda, directivas que YPF cumplió desde el punto de vista de lograr el total autoabastecimiento.

Las tareas de promover la demanda de gas recaían en Gas del Estado, en forma natural, a través de la expansión de redes troncales y de distribución. La penetración en el mercado era garantizada por el bajo precio final del gas para todos los usuarios y por la altísima calidad del recurso y del servicio prestado.

Hasta prácticamente finales de la década del setenta la política de precios aplicada al gas natural permitió a Gas del Estado expandir en forma relativamente equilibrada desde el punto de vista financiero, la prestación de sus servicios. En cambio el precio de transferencia del gas (pagado por Gas del Estado a YPF) tuvo un marcado descenso entre 1960 y 1976, situándose en niveles por debajo del costo del gas en boca de pozo (según estimaciones diversas realizadas para determinarlo). No obstante ello, la política de precios aplicada al crudo y a los derivados, podía compensar ampliamente esto último. De hecho así fue durante 1973-1975 y aún hasta 1978 (véase H. Pistonesi, *et al.*, 1989).

A partir de fines de la década del setenta, esta tendencia comenzó a revertirse. Las crisis petroleras internacionales, la creciente participación de contratistas privados en el sector petrolero, la presión de las provincias para obtener mayores recursos con los que financiar sus presupuestos a través de las regalías hidrocarburíferas, fueron todos factores concurrentes que tendieron en la dirección de una mayor valorización primaria del recurso gasífero.

También hacia esa fecha se produjo el descubrimiento del yacimiento gigante de gas natural condensado de Loma La Lata en la provincia de Neuquén, hecho que modificó radicalmente el panorama de reservas probadas de gas natural y petróleo en la Argentina. Las proporciones de ambos recursos que habían sido características en el pasado se revirtieron totalmente, pasando a ser las de gas natural equivalentes al doble de las reservas de petróleo.

Sin embargo, la reducción del grado de autofinanciamiento de las obras de expansión del servicio por parte de Gas del Estado a partir de 1978-1980 no fue provocada solamente por esta mejora en el precio del gas en boca de pozo. Hubiera sido totalmente compatible mejorar el precio del gas en boca de pozo y aumentar el margen operativo para Gas del Estado sin afectar la penetración del gas de no haber sido por otros cuatro importantes factores, a saber:

- los precios de importación del gas de Bolivia;
- la creciente carga de impuestos sobre las tarifas a usuarios finales;
- la excesiva transferencia de renta a algunos de estos usuarios finales, en particular los de mayores consumos en el sector residencial durante varios períodos de gobierno, y
- la existencia de un contrato de peaje con el consorcio internacional COGASCO para la construcción y operación del Gasoducto Centro-Oeste en condiciones sumamente desventajosas para Gas del Estado.

Pero al margen de estos hechos objetivos, demostrables mediante un prolijo análisis de la evolución de los precios y de las políticas implementadas, lo cierto es que a partir de 1978-1980 ambas empresas estatales comenzaron a tener fuertes problemas de financiamiento causados en buena medida por la política de precios y de endeudamiento externo fijadas desde el gobierno central.

c) El desempeño del sector gasífero en Argentina

El gas natural representaba en 1970 el 10.1% de las reservas y potenciales energéticos de la Argentina y alrededor del 30% de las reservas hidrocarburíferas.

Hacia mediados de la década del ochenta, en cambio, representaba ya el 20.2% de las reservas y potenciales energéticos del país (incluyendo en esta cifra los potenciales hidroeléctricos a su equivalente térmico), pero prácticamente 2/3 partes de las reservas comprobadas de hidrocarburos. Esta proporción se mantenía en 1992 en forma aproximada dado que se estima que el gas natural constituía el 68.3% de las reservas de hidrocarburos.²

La cantidad de gas natural entregada por YPF a Gas del Estado pasó de 754 millones de m³ en 1960 a aproximadamente 17 500 millones de m³ en 1990, lo que implicó una tasa media anual del 11% en un período de treinta años.

Las ventas de gas natural distribuido por redes por la empresa Gas del Estado se incrementaron desde un nivel cercano a los 512.9 miles de m³ en 1960 a 18.4 miles de millones de m³ en 1991 (12.2% anual en 31 años), (véase Revista Gas & Gas, 1999). El número de usuarios pasó desde 769.6 miles en 1960 a 4.4 millones en 1991 (5.8% anual contra un crecimiento de la población en igual período del orden del 1.6% anual). Así, prácticamente más que se triplicó el número de hogares servidos por redes de gas cuyo porcentaje se estimaba en 1992 era 45% del total de los hogares en todo el país, siendo el mismo del 77% en la zona metropolitana que abarca la Capital Federal y el sur del Gran Buenos Aires.

Hacia fines de la década del ochenta se estimaba que la demanda insatisfecha total equivalía a sólo al 32% de la demanda potencial total. Es decir, que la demanda efectiva había llegado a satisfacer el 68% del mercado potencial (véase cuadro II-1).

Cuadro II-1
COMPOSICIÓN DEL MERCADO POTENCIAL DE GAS - ESTIMACIÓN DE 1987

Causa	%
• Escasez de gas en invierno	37.5
• Sustitución de combustibles líquidos por gas en la industria	22.5
• Consumo doméstico (resto de la demanda no satisfecha en la Provincia de Buenos Aires, Patagonia y Noroeste)	30.0
• Centrales eléctricas y otros	10.0
• Total mercado insatisfecho	100
• Total respecto al Mercado Potencial	32

Fuente: Instituto de Economía Energética (IDEE) sobre la base de Diagnóstico de Gas del Estado Sociedad del Estado (SE), Buenos Aires, junio de 1987.

² Las reservas estimadas al 31.12.92 eran de 249 191 miles de m³ de petróleo (53.8% ahora en manos privadas) y 536 929 millones de m³ de gas (38% en manos privadas antes de la privatización de YPF).

Esto significa, que el mercado interno desarrollado por Gas del Estado hacia finales de la década pasada había estado prácticamente el borde de lo posible, en especial si se tiene en cuenta que prácticamente dos rubros: escasez de gas en invierno y consumo doméstico en áreas actualmente no servidas, forman el 67.5% del mercado potencial no desarrollado. Su desarrollo podría ser, por otra parte, eventualmente cuestionable debido a los costos de inversión necesarios a tal fin.³

Todo esto significa que, si bien es cierto que el desarrollo de gas tuvo retrasos en algunos períodos con respecto a las metas planificadas también es cierto que la evolución real acompañó las metas planteadas en los diversos planes de gobierno en forma satisfactoria habida cuenta de la enorme discontinuidad de políticas aplicadas y de la altísima inestabilidad institucional y económica que caracterizaron justamente los años más importantes del desarrollo de la empresa gasífera estatal.

Gas del Estado a pesar de la muy desfavorable política de precios a la que fue sometida por las decisiones oficiales, en especial después de 1978-1980, llegó a presentar indicadores de eficiencia superiores a los de empresas del primer mundo, como por ejemplo: British Gas, Gaz de France, y muchas de los Estados Unidos de Norteamérica (EE.UU.), (véase Gas del Estado, 1992).⁴

Con relación a la comparación de Gas del Estado con otras empresas de los EE.UU., se determinó, por ejemplo, que en distribución, Gas del Estado ocupaba el 2° lugar en ventas siendo sólo superada por la Pacific G&E. El negocio de transporte, en cambio, la situaba en un 10° lugar en cuanto a la extensión de redes y en 9° lugar en ventas (sobre 14 empresas americanas).

La Argentina llegó a ocupar el 3er puesto en el mundo en lo que respecta a la penetración del gas en las respectivas matrices energéticas nacionales, con un porcentaje del 40% contra un 42% en Holanda y un 41% en la anterior Unión Soviética. Estos porcentajes en otros países desarrollados como los EE.UU., Italia, Canadá, Reino Unido, Australia, Alemania y Francia variaban para la misma época entre un 12 y 25% (véase Boletín Oficial, 1991).

Esta altísima penetración del gas natural fue resultante de un consciente proceso de planificación, que al margen de los retrasos y vaivenes de las políticas, se plasmó en continuos incrementos en la capacidad de transporte. Esta capacidad que era de 500 000 m³/día en 1950 se incrementó a 8 150 000 m³ en 1960, a 21 850 000 m³/día en 1970; 32 000 000 m³ en 1980 y finalmente a 61 650 000 m³/día en 1990 (véase Instituto Argentino del Petróleo, 1982, y Gas del Estado, 1992).

d) Resumen de las características salientes de la cadena gasífera argentina antes de la reestructuración de la Industria del gas y de la privatización de Gas del Estado

En lo que respecta a las características institucionales previas a la desregulación vale remarcar entonces, a modo de resumen, las siguientes:

1) La empresa estatal YPF realizaba el grueso de la actividad exploratoria y fue responsable de prácticamente la totalidad de los descubrimientos, con la excepción de las reservas operadas bajo contrato por la Empresa Total (consorcio Total-Bridas-Deminex Contrato N° 19 044 de 1978 bajo Ley N° 778/78 Área Cuenca Marina Austral I-Tierra del Fuego).

2) La empresa estatal YPF producía hasta prácticamente finales de la década pasada entre el 80 y 85% de todo el gas. Los contratistas aportaban entre el 15 y 20% restante (a partir de la cesión de áreas con reservas y en explotación por parte de YPF, es decir, los contratos celebrados en 1966-1972 y 1976-1983, dos períodos con gobiernos *de facto*).

3) La empresa estatal recibía el gas producido por los contratistas y lo pagaba al precio estipulado en los contratos, el que llegó a superar al precio de transferencia pagado por Gas del Estado (debido a que YPF debía hacerse cargo de las regalías).

4) YPF debía pagar dichas regalías a las provincias por todo el gas explotado, fuera por administración o bajo contrato. Después de 1980, como se dijo, las regalías comenzaron a constituir porcentajes muy elevados respecto del precio de transferencia (más del 60%).

³ En especial teniendo en cuenta el contexto tarifario de la década del ochenta, la alta dispersión espacial del mercado residencial no servido (buena parte de él en áreas de clima cálido) y el costo de inversión

⁴ En éste y en varios otros reportes, se menciona con frecuencia el hecho de que el número total de empleados de Gas del Estado se mantuvo constante pese al rápido aumento de la demanda en los últimos años.

5) Gas del Estado tenía a su cargo en forma monopólica el transporte y distribución de gas natural y la distribución mayorista de gas licuado. Sin embargo, a partir de 1978-1980 se intentaron algunas modificaciones al esquema monopólico introduciendo las siguientes reformas:

- a) la construcción de un gasoducto bajo la figura de contrato de concesión y peaje (contrato con COGASCO anulado más tarde);
- b) la figura de municipalización de los servicios de distribución de gas que no llegó a efectivizarse. Sucedió en la práctica, sin embargo, que debido a las crisis financieras a las que estuvo sometida Gas del Estado, la expansión de nuevas redes se hizo con financiamiento previo de usuarios, a través de juntas vecinales y por convenios con provincias y municipalidades;
- c) la privatización de la distribución de gas licuado envasado en cilindros (esta medida acarrió un fuerte incremento en el precio final y quitó una importante fuente de renta a Gas del Estado).

Todas estas modificaciones se hicieron sobre la base del principio de subsidiariedad de la función del Estado (véase MEOSP, 1981).⁵

6) Gas del Estado adquiría todo el gas nacional de YPF al precio de transferencia fijado por la Secretaría de Energía (SE), y también de Yacimientos Bolivianos de Gas (YABOG) y por algún tiempo de Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) (Chile) por contratos celebrados y renegociados al margen de la decisión empresaria.

7) Gas del Estado vendía este gas distribuido a distintos usuarios a tarifas y precios fijados por la Secretaría de Energía.

8) Gas del Estado participaba también en muy alto grado del tratamiento y separación de gases, pero vendía los productos y subproductos como insumos a la industria química y petroquímica en manos del sector público y privado. En los últimos años la regulación de precios implicó fuertes subsidios a este sector de la economía nacional.

9) Los quebrantos más fuertes provocados por la política de precios provenían de la diferencia entre el precio medio de venta del gas distribuido (tarifas sin impuestos) y el costo del gas adquirido por Gas del Estado (especialmente incrementado por el alto valor de importación y por el mayor precio de transferencia dado que este precio debía cubrir regalías calculadas con referencia a los precios internacionales).

Así que, efectivamente, una de las características salientes de la cadena gasífera argentina antes de la privatización de Gas del Estado, la constituía el hecho de una altísima integración vertical de actividades y un alto grado de monopolio y regulación estatal.

Aun cuando estas características se han remarcado con frecuencia en un sentido crítico y peyorativo, identificándolas como intrínsecamente causantes de los desequilibrios del sector, es necesario advertir que esquemas relativamente similares se encuentran aún hoy en muchos países de Europa, región en la cual la aplicación de los nuevos conceptos de desregulación y competencia se han introducido con una gran flexibilidad y adaptación a las estructuras institucionales previas (véase G. Maisonnier, 2000).

2. La reestructuración de la industria del gas natural

Una de las primeras medidas implementadas por el gobierno que se inició en 1989 consistió en la promulgación de la Ley N° 23 696/89 de Reforma del Estado. En esta ley estaba contemplada también la reestructuración de la industria del gas. La forma concreta en la que iba a ser reestructurada dicha industria no aparecía, sin embargo, delineada en forma clara.

Con la publicación del Decreto N° 48/91 de Privatización de Gas del Estado, se aportarían algunos elementos con respecto a los análisis previos a la privatización, tal cual como finalmente se efectivizó en 1992.

En el anexo I de dicho decreto, se presentaba el Plan Estratégico para la Reestructuración de Gas del Estado SE, elaborado hacia fines de 1990 por la consultora McKinsey (véase Boletín Oficial, 1991). En este informe final se recomendaba lo siguiente en:

⁵ Donde se anuncian los principios generales de las políticas aplicadas en aquel lapso y el diagnóstico que las fundamenta.

a) Producción:

otorgar grandes incentivos en exploración; reducir los costos operativos; renegociar el contrato con Bolivia y cerrar pozos vinculados con gasoductos no competitivos. Se reconocía, sin embargo, un alto grado de concentración de la producción dado por la presencia de dos o tres productores importantes en la Cuenca del Norte, por la de la empresa Total en la Cuenca del Sur y por YPF en Neuquén.⁶

b) Transporte:

crear cuatro empresas transportistas dos en Neuquén, una en el Norte y otra en el Sur de acuerdo a la existencia de los cuatro gasoductos principales y según el sistema de acceso abierto.

c) Distribución:

crear entre 15 y 20 distribuidoras basándose en las once administraciones de Gas del Estado y subdividiendo a las mayores en varias unidades.

Del mismo modo se recomendaba un plan gradual de aumentos tarifarios previos a la privatización a fin de elevar el valor de venta de los activos (o el pago por el derecho a la concesión). Estos aumentos debían elevar el valor del gas para usuarios residenciales en la principal zona del país de un valor de \$US 2.65 por millón de BTU en noviembre de 1990, a \$US 5.54 MMBTU a fines de 1992, para llevarlo luego gradualmente hasta 6.15 en 1996. Se proponía también aumentos en el resto de las tarifas.

Como luego será visto en la práctica se produjo un fuerte incremento tarifario en moneda nacional, pero más aún en dólares debido al contexto cambiario en el que se implementó la privatización, siguiendo parcialmente los criterios sugeridos. Sin embargo, de ningún modo los incrementos sugeridos se produjeron en términos de moneda local constante.

La propuesta McKinsey fue luego replanteada, en particular en lo que se refiere a la subdivisión de unidades a privatizar y prosperó el esquema de otra consultora internacional, la que sería Stone & Webster.

En un folleto publicado en 1991 aparecían delineados ya algunos de los elementos que contendría el nuevo Marco Regulatorio promulgado más tarde. Se afirmaba así que "...a través del proceso de desregulación, la producción de gas se regirá por las fuerzas del mercado y varias compañías estarán en posición de ofrecer gas a los sistemas de distribución a ser privatizados, o a grandes consumidores en áreas industriales. El sistema de transporte troncal de Gas del Estado se dividirá por lo menos en dos sistemas que, se espera, ofrezcan las bases futuras para la competencia y la comparación de eficiencia...".

Se afirmaba en el mismo folleto que "...ningún productor, distribuidor, ni gran consumidor tendrá intereses en el transporte, y del mismo modo, ningún productor, transportista o gran consumidor los tendrá en los sistemas de distribución". Como se verá este criterio fue luego totalmente abandonado.

Lo importante de remarcar aquí es que mientras en la Ley N° 23 696 se hacía mención de la posibilidad de transferir a las provincias, municipalidades y cooperativas los servicios de distribución, aquí aparecía una definición clara respecto a la privatización (también) de las unidades distribuidoras, conforme a los lineamientos avalados por el Banco Mundial, algunos de los cuales se encontraban en las recomendaciones del Informe McKinsey y en los estudios de Stone & Webster antes mencionados.

No obstante la forma final de subdivisión de Gas del Estado fue la de crear dos sociedades transportadoras y ocho unidades distribuidoras, las que, sin embargo, conformarían en la práctica dos subsistemas relativamente integrados monopólicos en su área geográfica de influencia y con escasa posibilidad (y necesidad) de competir entre sí.

B. El nuevo Marco Regulatorio para el gas natural Ley N° 24 076 y su Decreto Reglamentario N° 1 738/92, descripción y contenido

El nuevo Marco Regulatorio que rige la actividad de gas natural y la privatización de Gas del Estado fue sancionado por Ley N° 24 076 el 20 de mayo de 1992 la que fue promulgada parcialmente el 9 de junio de 1992. Su reglamentación por medio del Decreto N° 1 738/92 se realizó el 18 de septiembre de 1992. Seguidamente se describirán los objetivos y otros aspectos del nuevo programa.

⁶ Esta situación era previa a la privatización de las Areas Marginales y Centrales de YPF y de las Cuencas Noroeste y Austral.

1. Los objetivos enunciados

Los objetivos enunciados están definidos en el capítulo de Política General, y son los siguientes:

- a) Proteger adecuadamente los derechos de los consumidores.
- b) Promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural, y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo.
- c) Propender a una mejor operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución de gas natural.
- d) Regular las actividades del transporte y distribución de gas natural, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables de acuerdo a lo normado en la presente ley.
- e) Incentivar la eficiencia en el transporte, almacenamiento, distribución y uso del gas natural.
- f) Incentivar el uso racional del gas natural, velando por la adecuada protección del medio ambiente.
- g) Propender a que el precio de suministro de gas natural a la industria sea equivalente a los que rigen internacionalmente en países con similar dotación de recursos y condiciones.

Se trataba así prácticamente de los mismos objetivos expuestos en el folleto del comité de privatización, antes comentado y bajo un esquema similar al desarrollado en los Estados Unidos e Inglaterra, al margen de las diferentes estructuras que presenta cada caso.

2. Principales aspectos contemplados

En lo atinente a los principales aspectos contemplados por el nuevo marco se tienen los siguientes:

- a) El transporte y distribución de gas natural deberán ser realizados por personas jurídicas de derecho privado habilitadas por el Poder Ejecutivo mediante licencias, concesiones o permisos. El Estado Nacional o Provincial sólo podrá hacerse cargo cuando el sector privado no desee participar o caduque o se extingan las licencias, concesiones, permisos o habilitaciones.
- b) Los sujetos activos de la industria son los productores, captadores, procesadores, transportistas, almacenadores, distribuidores, comercializadores y grandes consumidores (los que contraten directamente con un productor de GN).
- c) Toda obra de magnitud en el área de transporte y/o distribución, sea nueva o ampliación de las existentes puede ser realizada sólo de acuerdo a la autorización del Ente Nacional Regulador del Gas (luego sería definido como el ENARGAS) y se distinguen diversos casos (obras previstas y no previstas).
- d) En el caso de una solicitud de servicio que implique una obra no prevista el prestador puede negarse aduciendo razones económicas. Pero en tal caso puede intervenir un tercero de acuerdo con el prestador de la zona. En caso de conflicto decide el ENARGAS. Las obras no autorizadas pueden ser realizadas por cualquiera que acuda al ENARGAS. En tal sentido el Marco Regulatorio restringe en la práctica (o puede hacerlo) la posibilidad concreta de competencia. Se prohíben actos que impliquen competencia desleal y abuso de posición en el mercado (pero no se explicita mayormente el tema).
- e) La seguridad del suministro en firme (o no interrumpible) recae en transportistas y distribuidores.
- f) Se establece que transportistas y distribuidores deberán satisfacer toda demanda razonable sin explicitar mayormente el término. En la práctica queda acotado por el criterio de rentabilidad y eventualmente por directivas del ENARGAS que no contravengan los principios básicos de la propia ley, como se podrá apreciar más adelante en el capítulo IV.
- g) Se permite el acceso indiscriminado de terceros a sistemas de transporte y distribución siempre que las capacidades no estén comprometidas para abastecer la demanda contratada en las condiciones convenidas. Ningún transportista o distribuidor podrá otorgar ni ofrecer ventajas o preferencias de acceso a sus instalaciones excepto las que puedan fundarse en diferencias concretas que pueda determinar el ENARGAS.

Estas regulaciones parecieran apuntar fundamentalmente a: i) garantizar al máximo el monopolio (natural) a los transportistas y distribuidoras; ii) asegurar siempre condiciones de rentabilidad para los concesionarios o permissionarios como mecanismo implícito de no trabar las iniciativas de expansión; iii) abrir la posibilidad de que terceros (cooperativas, juntas vecinales, incluso instancias gubernamentales) cofinancien o financien obras de baja rentabilidad desde el punto de vista de los inversores privados. Como luego se verá este aspecto ha sido clave para garantizar la expansión del sistema de distribución.

Es decir, que el Marco Regulatorio asegura la rentabilidad de los activos a transferir en primer lugar. Si este criterio no es suficiente para garantizar la rentabilidad de las nuevas inversiones, establece un mecanismo de reaseguro adicional a través de la incorporación de distintos actores naturalmente interesados en la expansión del servicio, como pueden ser los gobiernos provinciales y municipales, o bien, los propios usuarios en tanto no existan sustitutos más baratos que el gas. Con esto, el costo de las obras financiadas por los mismos es recuperado parcialmente en un plazo que dependerá de su nivel de consumo.

3. El comercio exterior de gas natural

Este aspecto será uno de los más importantes con respecto a la estrategia de expansión del sistema, en especial en lo que respecta a las exportaciones.

El nuevo Marco Regulatorio establece la libertad total de importar gas sin necesidad de aprobación previa. En cambio, las exportaciones quedan sujetas a aprobación y en tanto no afecten el abastecimiento interno. Sin embargo, el plazo fijado por la Ley Marco, en el que debe producirse la autorización es de sólo 90 días y el silencio implica conformidad. Como luego podrá ser apreciado, cuando la presión política de la oposición a los nuevos lineamientos de la política energética nacional llegó a conformar una seria preocupación por el tema, ya se había autorizado a exportar cerca del 69% de las reservas (véase SE, 1998).⁷

Ahora bien, como luego podrá ser apreciado, con la cadena controlada en buena parte por los productores, en los hechos, la libertad de comercio otorga más incentivos a la exportación que a la importación.

Es interesante señalar que el contrato con Bolivia, por ejemplo, fue renegociado a precios mucho menores que los rigieron en el pasado, con lo cual una de las mayores causas de las dificultades financieras de Gas del Estado quedaban resueltas en 1992-1993.

4. Las limitaciones legales a la integración vertical de la industria

En lo concerniente a evitar la integración vertical de la industria y la conversión de un monopolio público en unos pocos monopolios privados, el Marco Regulatorio establece una serie de limitaciones. Dichas limitaciones no llegaron, sin embargo, a impedir —como luego se verá con toda claridad— ni la integración vertical ni la formación de verdaderos monopolios regionales operados por el sector privado.

En efecto, el nuevo Marco Regulatorio abandonó la idea expuesta en el folleto del comité privatizador, de que los productores, transportistas y distribuidores serían figuras totalmente independientes, sin intereses comunes en diversas instancias de la cadena de gas natural.

No obstante intentó establecer algún tipo de limitación, entre las que figuran las siguientes:

a) Los transportistas no podrán comprar ni vender gas con la excepción del necesario para consumo propio y mantener la operación del sistema. Los volúmenes los decide el ENARGAS.

b) Ningún almacenador, distribuidor, consumidor que contrate directamente con el productor, o grupo de ellos, ni empresa controlada o controladora de los mismos podrán tener participación controladora en una sociedad habilitada como transportista y tampoco, reemplazando entre los actores arriba mencionados distribuidor por transportista, podrán tener una participación controladora en una sociedad habilitada como distribuidora.

⁷ En efecto, según los datos de la Secretaría de Energía el volumen total de las autorizaciones de exportación de gas en 1997 llegó a ser de 469.7 miles de millones de m³, frente a reservas comprobadas del orden de los 683 miles de millones de m³.

c) Tampoco los grandes consumidores podrán tener una participación controladora en una distribuidora en la zona geográfica de su consumo y tampoco los comercializadores podrán tener dicha participación en una sociedad transportista o distribuidora.

Es importante señalar que estas limitaciones se modificaron parcialmente a través del Decreto N° 1 738/92, que reglamenta dicha ley, admitiendo en los hechos la posibilidad de que distribuidores o consumidores contraten directamente con productores aunque posean en conjunto más del 50% del capital o de los votos en la sociedad de inversión, controladora de una distribuidora o transportista, si no suministran o reciben en conjunto más del 20% del gas transportado o comprado computado mensualmente del transportista o distribuidor (controlado por la sociedad inversora).

Del mismo modo las restricciones no se aplican cuando la participación controladora se alcance mediante la suma de las participaciones de dos o más de las diferentes categorías de sujetos (por ejemplo: transportista más productor, o transportista más distribuidor, etc.).

El análisis de la conformación societaria de los consorcios que participan en los diversos eslabones de la cadena muestra, como se verá luego en detalle, mostrará que en la práctica Gas del Estado quedó privatizada en dos grandes subsistemas, altamente integrados, con escasa posibilidad de que se produzca un esquema competitivo “gas *versus* gas” como el que supuestamente intenta promover el Marco Regulatorio para cumplir con los objetivos explicitados por el gobierno.

5. El aspecto tarifario

Con respecto a los precios y tarifas el nuevo Marco Regulatorio estipula tres tipos de remuneraciones, a saber:

a) Precio del Gas:

Es el precio del gas en punto de ingreso al Sistema de Transporte. El primer año (con opción al segundo que no se cumplió) permaneció regulado por la Secretaría de Energía y luego se pactaría libremente. El mercado se desreguló en 1994.

Vale aclarar al respecto que si bien el precio regulado puede ser inferior al internacional, por cuanto es internamente de \$US 0.97 por millón de BTU (contra un precio de importación entre \$US 2 y 2.50 en Europa y EE.UU. cuyo *netback*⁸ no es fácil de calcular), este precio resultó varias veces superior al que rigió históricamente en Argentina (expresado en dólares de 1990 por millón de BTU este precio fue de 0.35 en 1966-1972; de 0.13 en 1973-1975; de 0.75 en 1976-1983; de 0.62 en 1984-1989 y de 0.88 en 1990-1992).⁹

b) Tarifa de Transporte:

Es la remuneración del servicio de transporte en sus distintas modalidades, contratado por cualquier cargador. La tarifa está establecida en el contrato de concesión (habilitación). El sistema de tarifas remunera según puntos de recepción y despacho para cada una de las compañías transportadoras con un cargo por m³/día que crece con la distancia. Existen otros cargos o tarifas también reguladas, por concepto de gas retenido y en concepto de cargo mínimo que sólo rige para servicios interrumpibles.

El sistema no pareciera alentar la construcción de gasoductos interzonales (de mediana longitud y medianos volúmenes a ser transportados) y tampoco a transportar gas hacia las distribuidoras periféricas.

Sin embargo, las tarifas de transporte han sido calculadas en función a la expansión del sistema a largo plazo (sobre la base de un gasoducto teórico) de modo tal de generar un beneficio razonable sobre las inversiones, tal como lo estipula entre sus objetivos la Ley Marco. En la medida en que no se realicen inversiones en nuevos gasoductos troncales, estas tarifas generan una renta formidable sobre los activos enajenados en el proceso de privatización. Esto se verá con mucho detalle más adelante.

⁸ Precio neto resultante de descontar al precio de venta final del producto, los costos de procesamiento, transporte y distribución.

⁹ Después de 1980 YPF tuvo que cubrir con este precio regalías que llegaron a representar más del 60% del precio de transferencia, los precios de los contratos y sus propios costos de producción.

c) Tarifa de Distribución:

Es la remuneración del servicio de distribución, la cual en los casos de compra de gas por usuarios finales está incluida en la tarifa a usuarios finales, mientras que en el caso de compra de gas por usuarios a distribuidores fuera de su zona se computa como un cargo separado (se trataría de grandes usuarios que pacten directamente con un distribuidor).

Las tarifas varían según tipo de usuarios y zonas del país, tanto en su forma de composición como en su valor.

Existen las siguientes categorías de usuarios: a) Residenciales; b) Servicio General "P";¹⁰ c) Servicio General "G";¹¹ d) los grandes usuarios que a su vez se dividen en ID-IT (interrumpible conectado a sistema de distribución e interrumpible conectado a sistema de transporte) y FD-FT (firme conectado a distribución, firme conectado a transporte). Estas categorías se limitan a consumos de más de 10 000 m³/día para FD-FT (los que deben reservar capacidad), y los ID-IT, a 3 000 000 m³/año pero estos no deben pagar cargo por reserva de capacidad; e) otros usuarios (subdistribuidores y expendedores de Gas Natural Comprimido (GNC); y por último, f) tarifas para usuarios de gas propano-butano indiluido distribuido por redes.

Las tarifas residenciales se componen de un cargo fijo por factura y un cargo por m³ consumido y varían según la zona del país. En la principal zona urbana de Argentina la tarifa residencial (sin impuestos) para consumos del orden de los 75 m³/bimestre se ha elevado a \$US 6.2 (dólares de 1990) el millón de BTU contra un promedio de 3.4 en 1990-1992 \$US 1.61/MMBTU en 1984-1989; 2.62 en 1976-1983; 2.3 en 1973-1975 y 3.2 en 1966-1972.

En el caso de consumos del orden de los 250 m³/bimestre el precio actual sin impuestos es de \$US 4.3 por millón de BTU, contra 2.7 en 1990-1992; 1.4 en 1984-1989; 2.8 en 1976-1983; 2.7 en 1973-1975 y 3.2 en 1966-1972.

Esto significa que un usuario de bajos consumos en el Gran Buenos Aires está contribuyendo con cerca de 4.2 dólares por millón de BTU al servicio de distribución y uno de consumos medios en el orden de los dos dólares por MMBTU. El fuerte impacto directo de estos aumentos se ha diluido, sin embargo, debido al contexto cambiario.

En el caso de las tarifas residenciales en la zona sur del país, la compañía Distribuidora de Gas del Sur recibe un subsidio del gobierno nacional a fin de amortiguar el fuerte alza tarifaria producida por la aplicación del nuevo esquema.

Las tarifas para grandes consumos, sean en Servicio General G o FD-FT, tienen un cargo por reserva de capacidad y un cargo por consumo.

En general, también estas tarifas experimentaron una fuerte alza tras la privatización, pero de menor magnitud relativa que las residenciales. La remuneración media de los sistemas de distribución se ha calculado en el orden de los \$US 1.12 el millón de BTU.

El Marco Regulatorio permite que sea trasladado a la tarifa del usuario final el mayor costo del gas (*pass-through*).¹² Este mecanismo requiere, no obstante, de la aprobación de los contratos de compra de gas por parte del ENARGAS a partir del momento de la desregulación del mercado, la cual fue en principio fijada para uno o dos años posteriores a la privatización y luego se efectivizó transcurrido el primer. Del mismo modo se establece una metodología para la actualización tarifaria que hace referencia explícita a indicadores de mercado internacional para actividades similares.

La legislación también menciona la prohibición de establecer sistemas de subsidios cruzados entre consumidores aunque no se explicita el método para imputar los costos que ocasiona cada tipo de consumidor, con lo cual no se elimina la posibilidad concreta de que existan subsidios cruzados, por ejemplo: en beneficio de algunas industrias y en perjuicio de otros usuarios.

¹⁰ Servicio aplicable a comercios y servicios pequeños: hasta 1 000 m³/día.

¹¹ Servicio aplicable a industrias medianas y pequeñas: sobre 1 000 y hasta 5 000 m³/día, (antes: sobre 1 000 m³/día hasta menos de 10 000 m³/día)

¹² Mecanismo de pase automático de los precios del gas en boca de pozo que surgen de los contratos entre distribuidores y productores, a las tarifas finales para los diversos usuarios.

6. Principales atribuciones y funciones del ENARGAS

En lo que respecta al ENARGAS, el nuevo Marco Regulatorio lo crea como organismo autárquico dentro del ámbito del Ministerio de Economía y Obras y Servicio Públicos (MEOSP).

Las principales actividades del ENARGAS son:

- a) Hacer cumplir la ley de Marco Regulatorio, las sucesivas disposiciones o resoluciones y los contenidos de las concesiones, licencias y/o habilitaciones.
- b) Dictar normas, procedimientos, estándares, etc. que hagan a la seguridad, confiabilidad y operabilidad del sistema.
- c) Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas y discriminatorias e instruir a transportistas y distribuidores para asegurar los servicios no interrumpibles.
- d) Establecer las bases para el cálculo de las tarifas en las diversas etapas, controlando que se cumpla lo dispuesto en la ley y en las respectivas habilitaciones.
- e) Propiciar ante al Poder Ejecutivo Nacional las prórrogas o no de las habilitaciones.
- f) Organizar audiencias y resolver conflictos eventuales entre las partes.
- g) Requerir la documentación necesaria de distribuidores y transportistas y publicar y asesorar a los actores de la industria.
- h) Aplicar sanciones y velar por la protección de las instalaciones, la propiedad y el medio ambiente.

Antes de pasar al capítulo siguiente en el que se examinará el funcionamiento del mercado mayorista, parece conveniente y necesario describir cómo se efectivizó la reestructuración de la industria del gas natural con la privatización de Gas del Estado y con el proceso de privatización de YPF que comenzó en 1990-1991 y que culminó en 1993 con la privatización total de la empresa petrolera estatal.

7. La privatización de Gas del Estado y la conformación de las unidades de negocio

Gas del Estado fue subdividido en diez compañías, dos transportistas y ocho distribuidoras de la siguiente manera:

a) Transportadora de Gas del Norte S.A. (TGN):

comprendida básicamente por el Gasoducto del Norte y el Centro Oeste más algunos troncales menores, fue adjudicada al Consorcio Transcogas (C.G.C. del grupo Soldati)/Wartins (Meller y varios)/Techint/Petronas de Malasia/S.P. Morgan y como operador técnico Novacorp de Canadá.

b) Transportadora de Gas del Sur S.A. (TGS):

comprende el gasoducto del sur General San Martín y el Neuba II más otros troncales y la Planta Separadora de Gases de General Cerri. Fue adjudicada al consorcio Pérez Compañc/Argentina Private Development Trust Banco Río y varios y Citicorp con Enron Pipelines de EE.UU. como operador técnico.

c) Distribuidora Metropolitana S.A. (METROGAS):

comprende Capital Federal y sur del Gran Buenos Aires. Adjudicada a Pérez Compañc/Astra/Invertrad con British Gas como operador técnico.

d) Distribuidora Pampeana:

que comprende el resto de la Provincia de Buenos Aires, excepto el sur del Río Colorado y parte del norte de la provincia, y La Pampa. Adjudicada al grupo CG Argentina (Bunge y Born) con Camuzzi Gazometri como operador técnico. Luego Citicorp adquiriría un 25% del consorcio, cedido por Bunge y Born y Loma Negra (la cementera del Grupo Fortabat), un gran consumidor compraría el 40% restante de lo que quedaba de la participación del grupo Bunge y Born Lo mismo sucederá con la compañía distribuidora del sur.

e) Distribuidora Gas del Sur:

que comprende a las provincias de Neuquén, extremo sur de Buenos Aires, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego. Adjudicada al mismo grupo que la anterior.

f) Distribuidora Cuyana:

comprende las provincias de Mendoza, San Luis y San Juan. Adjudicada al grupo SIDECO con Italgas como operador técnico.

g) Distribuidora Gas del Centro:

comprende las provincias de Córdoba, Catamarca y La Rioja. Adjudicada también al grupo SIDECO con Italgas.

h) Distribuidora Gas del Noroeste (GASNOR):

comprendiendo a la distribución en las provincias de Jujuy, Salta, Tucumán y Santiago del Estero. Adjudicada al grupo Cartellone/Banco Francés con GASCO de Chile como operador técnico.

i) Distribuidora Gas del Litoral:

formado por la distribución en Santa Fe y parte del norte de la provincia de Buenos Aires. Adjudicado al grupo Garavaglio & Zorraquín/Grupo Bemberg/Iberdrola con TRACTEBEL-Distrigaz de Bélgica como operador técnico (luego se produjeron cambios con la salida del grupo Garavaglio & Zorraquín y la virtual venta de sus acciones a grupos productores de gas).

La transferencia de los activos de Gas del Estado se concretó hacia fines de 1992 y los nuevos actores comenzaron a operar bajo el nuevo esquema desde el 1° de enero de 1993.

La conformación de estos consorcios, primariamente adjudicatarios, se fue transformando como luego se podrá corroborar, especialmente en el capítulo tercero. De todos modos una característica saliente del proceso de privatización desde el principio, ha sido la tendencia a la mayor integración vertical permitida, de forma tal que en la práctica se conformaron dos subsistemas claramente dominados, en un comienzo por grupos de productores petroleros nacionales, ex-contratistas de YPF, y por ex-contratistas de Gas del Estado, y luego por el actor dominante Repsol a través de su participación en múltiples eslabones y actividades dentro del sector, pero especialmente a través de YPF (véase R. Kozulj, 1993).

Esto nos conduce al análisis de la conformación de los mercados mayorista y de las actividades reguladas (transporte y distribución) tal como se fueron manifestando con el correr de los años desde la privatización.

Antes de pasar definitivamente a tratar estos aspectos en los dos capítulos siguientes, conviene resaltar que la conformación de las unidades resultó en una excelente estrategia de conjunto para el sector privado, en tanto los actores se ubicaron en puntos clave de la cadena para mejorar su posición de largo plazo. Esto es particularmente cierto si se considera que la estrategia de exportación de gas natural a países vecinos habrá de tener repercusiones también sobre el mercado interno y su desarrollo, además de proveer de los estímulos para la expansión de la industria del gas que el mercado interno ya no podía proveer.

Por otra parte la entrada al negocio del gas a través de la privatización implicó acceder a los activos a operar muy por debajo del valor de los activos, lo cual en el caso particular de las unidades transportadoras implicó asegurar a las empresas una formidable renta.

En el cuadro II-2, se tienen los valores de reposición de los activos de las unidades privatizadas de Gas del Estado, la valuación realizada al comienzo de los estudios y la estimación del pago efectuado por las unidades por parte de las licenciatarias de los servicios de transporte y distribución en efectivo, en títulos y el equivalente expandido para ser comparado con los valores de reposición previamente calculados. Esta característica de la entrada al negocio, y el diseño de la política de tarifas explican los altísimos márgenes de beneficio y los retornos obtenidos por las empresas.

Cuadro II-2

**ESTIMACIÓN DEL VALOR DE REPOSICIÓN DE LOS ACTIVOS DE GAS DEL ESTADO
Y COMPARACIÓN CON LOS MONTOS PAGADOS EN LA PRIVATIZACIÓN DE LA EMPRESA**

Millones de \$US

	Valor de reposición aproximado ^a	Valuación de la consultora McKinsey	% de privatización	Valor de las privatizaciones						Porcentajes sobre el valor de reposición			
				Pago en títulos efectivo		Subtotal pagado en 1992	Pasivos Corto – Largo plazos		Total general	Total expandido	Precio contado (expandido)	Contado más títulos (expandido)	Total (expandido)
TRANSPORTE:													
Gasoducto del Sur	1483	655											
Gasoductos NEUBA I y II	849	1009											
Subtotal Transportadora de Gas del Sur	2332	1664	70.0	305	256.2	561.2	175	220	956.2	1366.0	18.7	34.4	58.6
Gasoducto del Norte	865	490											
Gasoducto Centro Oeste	469	496											
Subtotal Transportadora de Gas del Norte	1334	986	70.0	66	182.2	248.2	40	30	318.2	454.6	7.1	26.6	34.1
Subtotal Transporte	3666	2650	70.0	371	438.4	809.4	215	250	1274.4	1820.6	14.5	31.5	49.7
DISTRIBUCIÓN:													
Metropolitana	^b 368	^b 432	70.0	106	256.0	362.0	60	50	472.0	674.3	41.1	140.5	183.2
Buenos Aires Norte	^b 474	^b 233	70.0	61	127.6	188.6	50	20	258.6	369.4	18.4	56.8	77.9
Pampeana	610	347	70.0	18	217.4	235.4	10	15	260.4	372.0	4.2	55.1	61.0
Del Sur	235	235	90.0	24	134.0	158.0	5	-	163.0	181.1	11.3	74.7	77.1
Del Centro	210	154	90.0	25	120.0	145.0	30	-	175.0	194.4	13.2	76.7	92.6
Cuyana	223	223	60.0	26	96.0	122.0	-	-	122.0	203.3	19.4	91.2	91.2
Del Litoral	186	179	90.0	27	89.6	116.6	10	15	141.6	157.3	16.1	69.7	84.6
Del Noroeste	230	211	90.0	22	62.0	84.0	-	-	84.0	93.3	10.6	40.6	40.6
Subtotal Distribución	2536	2014	75.9	309	1102.6	1411.6	165	100	1676.6	2245.1	16.1	73.3	88.5
TOTAL	6202	4664	72.4	680	1541.0	2221.0	380	350	2951.0	4065.7	15.1	49.5	65.5

Fuente: R. Kozulj (1993) "El nuevo Marco Regulatorio y la privatización de Gas del Estado: ¿Acceso abierto o acceso cerrado?", en *Desarrollo y Energía* 2.4.(1993) Instituto de Economía Energética asociado a Fundación Bariloche (IDEE/FB).

^a Valor de reposición de las administraciones de Gas del Estado y de los gasoductos calculado por la Consultora McKinsey en Plan Estratégico para la Reestructuración de Gas del Estado SE, (véase Boletín Oficial, 1991). En el caso de las distribuidoras Metropolitana y Buenos Aires Norte (BAN) se estimó el valor de reposición de los activos según la proporción constituida por los km de cañerías de cada distribuidora (14 027 km en el Gran Buenos Aires Norte y 10 893 km en las Distribuidora Metropolitana S.A.). Para la partición de la valuación comercial efectuada por dicha consultora se asignó, en cambio, 65% a la Distribuidora Metropolitana y 35% al Gran Buenos Aires Norte sobre la base de una estimación del número de clientes y m³ vendidos. Las modificaciones menores como el traspaso de Catamarca de la administración Salta/Tucumán a la Distribuidora del Centro no fueron consideradas.

^b No incluye aproximadamente 215 millones de dólares equivalentes a instalaciones de la anterior administración Capital Federal y Gran Buenos Aires que deben ser reparadas.

Nota: Los valores que figuran en la columna de pagos realizados presentan ligeras diferencias con los que surgen del Informe de Privatizaciones del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos (MEOSP), ello es debido a modificaciones que sufrieron las propuestas en ulteriores negociaciones y al hecho de que este cuadro fue construido prácticamente sobre la marcha del proceso.

III. El mercado mayorista del gas natural

A. Aspectos generales

La conformación básica del mercado mayorista, por lo que concierne a la estructura de oferta del producto, quedó delineada inicialmente a partir del proceso de desregulación de la industria petrolera. Esto significa que la distribución de la producción y de las reservas de gas natural entre los diversos actores que se desenvuelven en el *upstream* de la cadena es ante todo una resultante de la estructura previa de reparto entre actores privados y públicos, y del proceso de reestructuración de YPF, el que consistió en una primera etapa en la venta de áreas centrales y marginales y luego en la propia privatización de la ex-empresa petrolera estatal.

Sin embargo, dicha estructura se modificó parcialmente, en especial en lo que concierne a las reservas, principalmente como consecuencia de dos factores: a) cambios de propiedad ocurridos desde 1994 hasta la fecha, y b) debido a la progresiva incorporación en las cifras de reservas, de las correspondientes a yacimientos traspasados entre empresas y/o su contabilización nueva a partir del desglose de los grandes bloques de áreas durante el proceso de privatización de YPF (segunda ronda de privatización de áreas centrales).

Desde el punto de vista de la estructura de la demanda en el mercado mayorista, ésta se fue conformando principalmente a través de las distribuidoras y paulatinamente fue evolucionando hacia una estructura más compleja, en la cual los grandes usuarios comenzaron a recurrir a la figura del *by-pass* físico¹³ y comercial¹⁴ accediendo a contrataciones directas con los productores de gas.

¹³ Se refiere a los usuarios conectados directamente a transporte en una zona de distribución de una determinada unidad distribuidora.

¹⁴ Se refiere en este contexto a los contratos celebrados entre grandes usuarios (más de 10 000 m³/día) y los productores, comercializadores y/o transportistas, tendientes a obtener mejores precios que los resultantes de las tarifas finales ofrecidas por las distribuidoras.

Sin embargo, este hecho no debería llevar a la conclusión de que el objetivo de lograr una mayor competitividad haya sido alcanzado. Como se verá seguidamente el mercado mayorista se caracteriza por un elevado grado de oligopolio por el lado de la oferta, y por el lado de la demanda por complejas tramas de relaciones comerciales que hacen a la parcial integración vertical de la propia industria del gas y también con la eléctrica.

Desde el punto de vista jurídico, la etapa de extracción de gas natural, que comprende las actividades de producción, captación y tratamiento del producto, está normada por un marco legal que es enteramente distinto al que regula la actividad de transporte y distribución. Es decir, que la actividad en el *upstream* de la cadena del gas se rige por la Ley de Hidrocarburos N° 17 319 y sus modificaciones más fundamentales provenientes del proceso de desregulación petrolera (Decretos N° 1 055, N° 1 212 y N° 1 589 de N° 1989 y finalmente la Ley N° 24 145 de 1992, de federalización de los hidrocarburos y privatización de YPF).

La diferencia más relevante, para lo que aquí concierne, se deriva del hecho de que los productores de petróleo y gas gozan de una muy amplia libertad para disponer del producto en los mercados interno y externo. En cambio, en los segmentos del *downstream*¹⁵ de la cadena del gas, la actividad está regulada, hallándose las tarifas controladas por la autoridad de aplicación de la Ley N° 24 076, cual es el ENARGAS.

No obstante, en el Marco Regulatorio se tienen normas específicas para promover la competencia y transparencia en la formación de precios en el mercado mayorista e incentivos para la compra más económica del gas por parte de las distribuidoras, pero “por diseño” del marco legal, estas medidas operan unilateralmente sobre los actores demandantes y no sobre los oferentes (regidos fundamentalmente, como se dijo, por otro marco legal). Sobre esto también se volverá luego a lo largo de este trabajo, porque uno de los mayores desafíos y tareas pendientes de la reestructuración de la industria del gas en la Argentina tiene que ver con el elevado grado de concentración del mercado de oferta, el que será descrito más adelante.

B. Evolución de los aspectos legales y regulatorios

En los comienzos del proceso de reestructuración de la industria se establecieron algunos lineamientos básicos para alcanzar los objetivos de una mayor competencia y eficiencia de la misma.

Por el Decreto N° 48/91 se establecía un período de transición a partir del 1 de enero de 1991 y hasta el 31 de diciembre de 1992 durante el cual todos los precios continuarían regulados por el Ministerio de Economía, pero ya en el artículo 8 de dicho decreto se anunciaba que al final del período de transición se desregularían los precios del gas, estando sujeta dicha desregulación a la existencia de múltiples oferentes en condiciones más competitivas que las prevalecientes en aquel entonces.

En el Decreto N° 633 del 12 de abril de 1991 se distinguía la formación del mercado mayorista como intrínsecamente diferente al minorista, en tanto se reconocía que los productores efectuarían transacciones con los distribuidores y grandes usuarios, mientras que las unidades de distribución tendrían a su cargo la atención de los usuarios cautivos (residenciales, comerciales y de servicios y pequeños industriales). En dicho decreto se estipulaba el principio de libertad en la fijación de los precios en el mercado mayorista con la única salvedad de dar a publicidad el resultado de las transacciones. Sin embargo, se advertía que la autoridad competente, en este caso la Secretaría de Energía, podría regular dichas transacciones si se comprobaran prácticas de carácter discriminatorio, o bien de tipo monopólicas. En tal sentido se anunciaban planes y programas para garantizar condiciones de competencia que condujeran a precios libres de eficiencia.

Más tarde la Ley de Marco Regulatorio y Privatización de Gas del Estado, N° 24 076, en su artículo 82, establecía una fecha para la liberalización de los precios en el mercado mayorista a mediados de 1993, fijándose entre los objetivos durante la transición lograr una mayor diversificación de la oferta de gas.

Obviamente, uno de los aspectos centrales del tema de la liberalización de los precios en el mercado mayorista lo constituye el mecanismo de traslado de los precios formados en dicho mercado a las tarifas a usuarios finales que ilustra el problema planteado en torno al mercado mayorista y los objetivos declarados, perseguidos con la reforma.

¹⁵ Actividades relativas a la cadena que va desde la transformación del producto hasta su comercialización final.

Según el artículo 38, inciso d, "...el precio de venta de gas por parte de los distribuidores a los consumidores, incluirá los costos de su adquisición...". Pero el ENARGAS tiene el derecho a limitar el traslado de dichos costos a los consumidores, si determinase que los precios acordados exceden los negociados por otros distribuidores en situación que el ENARGAS, considere equivalente. Esto está en perfecta congruencia con lo que establece el artículo 52 de la Ley N° 24 076, en el sentido de prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o indebidamente discriminatorias. No obstante, la reglamentación de la citada Ley Marco, a través del Decreto N° 1 738/92, establece que las variaciones del precio de adquisición del gas serán trasladadas a la tarifa final del usuario de modo tal que no se produzcan beneficios ni pérdidas en las etapas de transporte y distribución derivadas del mecanismo de formación de precios. Del mismo modo se reafirma que: "...en ausencia de mala fe, los precios libremente negociados entre partes independientes, se presumirán justos y razonables". La parte impugnante debe soportar, por tanto, la carga de la prueba del exceso de precio no justificado y demostrar que en la negociación las partes no son independientes, lo que implica probar no sólo la existencia de integración vertical (permitida pero limitada según Decreto N° 2 255/92), sino también que los contratos se alejan de otros celebrados entre actores no vinculados. Pero además de lo anterior, esta virtual impugnación del traslado automático de los precios de compra en el mercado mayorista a las tarifas finales, de ningún modo invalida los contratos celebrados ni sus efectos económicos entre las partes intervinientes (véase J. J. Novara, 1997).

El Decreto N° 2 731, por el cual quedó definitivamente desregulado el mercado mayorista a partir del 1° de enero de 1994, reglamentó el funcionamiento de los mercados mayoristas, creó el registro de operadores y estableció las condiciones de suministro de la información sobre cantidades y precios transados en los mercados de corto y largo plazo. La creación de estos dos mercados debía dar lugar a la formación de un sistema de precios óptimos.

Las transacciones de corto plazo (mercado *spot*), consistentes en concertaciones para períodos de entre uno y seis meses consecutivos, irían conformando un mercado transparente y con información en tiempo real, el cual debía obrar en el sentido de proteger simultáneamente a consumidores y productores frente a variaciones significativas de los precios, al influenciar también sobre la formación de precios en el mercado de largo plazo. Las empresas distribuidoras podrían así obtener un máximo equivalente al 20% de sus compras calculadas sobre los volúmenes totales adquiridos en el mismo mes del año anterior, quedando liberada dicha restricción sólo en caso de fuerza mayor. Este límite del 20% podría duplicarse en caso de que la evolución del mercado llegara a condiciones de mayor competencia.

Se buscaba que el funcionamiento del mercado de mediano y largo plazo permitiera predecir el comportamiento del mercado de corto plazo. El instrumental creado fue no obstante insuficiente debido a que en realidad consistía tan sólo en un registro de operaciones y generación de información operativa, que en la práctica no tuvo la difusión requerida para cumplimentar los ambiciosos objetivos planteados en el Decreto N° 2 731 de 1993.

Ahora bien, como se ha señalado más arriba, el ENARGAS posee la potestad de limitar el traslado del costo de adquisición del gas adquirido por las distribuidoras en caso de que llegara a determinar que los precios de compra acordados con los productores y/o comercializadores son más altos que los negociados por otros distribuidores. Esta potestad se deriva de lo establecido en el artículo 38 de la Ley Marco N° 24 076. A través del Decreto N° 1 411 dictado el 18 de agosto de 1994, en su artículo 1, se instrumenta esta facultad del ENARGAS y lo instruye para que el mismo certifique que las operaciones de compra se han realizado en el marco de lo establecido en el Decreto N° 2 731/93.

En caso de que las compras se apartasen de lo normado, el ENARGAS puede utilizar a los efectos de autorizar el traslado de precio, el menor costo de adquisición que haya operado en el mercado, claro está, en condiciones y volúmenes similares (artículo 2). Este criterio de "menor costo" no obra, sin embargo, de un modo automático, ya que se deben analizar todas las circunstancias del caso.

Dado que la producción de gas se rige por la Ley de Hidrocarburos, cuya autoridad de aplicación es la Secretaría de Energía, se instruyó a la misma para que informase al ENARGAS de todo hecho o circunstancia que de algún modo pudiera implicar un abuso derivado de una posición dominante en el mercado.

Aun cuando el espíritu manifiesto de estos dos instrumentos legales (Decretos N° 2 731/93 y N° 1 411/94) es el de intentar limitar el eventual abuso derivado de posiciones dominantes (en el reconocimiento implícito de que el mercado de oferta está altamente concentrado y de que existe algún grado

de integración vertical en la cadena del gas para algunos operadores), dichos instrumentos son absolutamente ineficaces e insuficientes para limitar estrategias colusorias. En primer lugar porque no resultará nada fácil establecer comparaciones válidas; los contratos de menores volúmenes relativos realizados por pequeños oferentes y demandantes rara vez presentarán precios inferiores a los grandes. En segundo lugar no hay forma de que la renegociación forzada no termine perjudicando al distribuidor en vez de bajar el precio del productor (en caso de que no haya integración vertical claro está, pero recuérdese que esta última es limitada). En todo caso este procedimiento puede nivelar los costos de adquisición entre distribuidoras en cada cuenca, pero nada puede hacer para lograr introducir mayor competencia en dichas cuencas y así lograr un precio menor en el mercado mayorista. Por último, la tarea de probar efectivamente abuso de posición dominante requeriría modificar substantivamente la Ley de Defensa de la Competencia (Ley N° 22 262 de 1980), ya que ésta es demasiado genérica y muy poco operativa.

Por todo lo anterior, hacia junio de 1995, el Poder Ejecutivo dictó el Decreto N° 1 020, por el cual se establece un régimen optativo para que las distribuidoras (licenciatarias del servicio de distribución) desarrollen el mercado *spot*. El mecanismo creado consiste en dar incentivos para que las compañías de distribución compren gas en dicho mercado a precios menores que los pactados en los contratos a más largo plazo. Vale aclarar que son estos últimos contratos los que las licenciatarias presentan al ENARGAS a fin de solicitar el *pass-through* o pase del costo del gas a las tarifas finales autorizadas. El incentivo se expresa como uno de premios y castigos de modo tal que: i) si las distribuidoras compran por debajo del precio de referencia que fija el ENARGAS para cada cuenca al inicio del año, están autorizadas a retener hasta el 50% de la diferencial de precios obtenido; ii) si compran por encima de dicho precio de referencia, entonces sólo se les permite trasladar a tarifa el 50% de la diferencia entre el precio testigo y el de compra. Vale comentar que los precios en el mercado *spot* pueden llegar a ser entre un 5 y un 15% inferiores a los de referencia (siendo obviamente más bajas las diferencias y los volúmenes en invierno que en verano), pero por una parte los volúmenes totales comercializados en dicho mercado siguen siendo relativamente bajos, y por otra los precios de referencia reflejan aún la estructura fuertemente concentrada de la oferta.

Al margen de lo anterior el régimen es optativo, lo que implica es aceptado sólo por aquellos distribuidores que a priori estiman que obtendrán ventajas con este sistema.

Para comprender mejor el alcance de la Resolución N° 1 020/95 es necesario referirse a la modalidad que rige a los contratos de largo plazo, hasta donde es posible hablar de que existe una tal modalidad de un modo genérico.

En efecto, una de las características centrales de la regulación del mercado mayorista del gas es que no es de pública transparencia como en el caso del mercado mayorista eléctrico. Este factor hace que sea muy difícil hablar de condiciones promedio, o condiciones generales, ya que la información que permitiría efectuar tales comentarios es manejada por el ENARGAS y no es de carácter público. En principio, toda esa información reviste el carácter de confidencial y no sólo el ciudadano común, sino también las partes interesadas y los especialistas en la materia, tienen muchas dificultades para acceder a la información contractual (incluso a las estadísticas de precios y cantidades que se suponía se iban a publicar a partir de lo normado en el Decreto N° 2 731/93).

Sin embargo, se pueden establecer algunos principios acerca de cómo opera el mercado en la práctica. Por una parte, si bien los mecanismos para establecer los precios de referencia y de cuenca, al parecer no están totalmente explicitados, los precios de cuenca reflejarían el promedio ponderado (precios por cantidades anuales incluyendo los de los contratos de exportación/volumen total contratado), mientras que los de referencia serían un factor arbitrario (instrumento de política) aplicable a los precios de cuenca, con un factor que rondaría, en la práctica, entre un 95 a un 97% de este último.

Con respecto a los contratos de largo plazo, las condiciones aunque diversas, serían:

- una duración máxima de 5 años y mínima de 2;
- cláusulas del tipo *take or pay*¹⁶ aplicables a volúmenes de entre 70 y 90% del volumen máximo contratado, con una contrapartida para los productores en cláusulas del tipo *delivery or pay* (despáchelo o páguelo).

¹⁶ Una forma contractual que obliga al comprador a tomar una cantidad de gas determinada sobre una base temporal, generalmente anual o plurianual.

- un ajuste de precios basado en una polinómica, que por lo general incluye en uno de sus factores el precio internacional del crudo y, en el resto, a otros derivados (con lo que rige el precio del crudo en última instancia aunque atenuado), y
- presentan precios mínimos y máximos (cuya confidencialidad es estricta) de modo tal que las fluctuaciones se den en una banda acotada contractualmente al menos para lo que dura un período tarifario completo sin revisión (5 años).

Como se puede apreciar entonces, el mercado *spot* juega un papel relativamente secundario en la formación general de precios, sobre todo porque en dicha formación son preponderantes tres factores, a saber:

- el grado de concentración de la oferta, total y por cuenca;
- la decisión política del ENARGAS respecto a los niveles en que fijará los precios de referencia, aunque generalmente pareciera ser que lo hace sobre la base del precio promedio de los contratos, y
- a más largo plazo, la evolución de la demanda de gas para exportación.

Sobre todo esto se volverá al analizar el mecanismo de formación de precios a lo largo de la cadena de la industria del gas y los resultados obtenidos entre 1993 hasta el presente con respecto a la evolución de los precios y márgenes. A continuación se analizará el primer factor.

C. La oferta del gas natural

1. La distribución de las reservas

La distribución de las reservas de gas natural constituye uno de los elementos más básicos que determinan el grado de competencia real entre los productores en un esquema de acceso abierto a terceros en el sistema de transporte y distribución.

En el caso de la Argentina, en el esquema previo a la privatización tan sólo el 11.8% del total de las reservas comprobadas, estaba en poder del sector privado, y de ese total en manos privadas el 82.3% correspondía a las reservas que el consorcio Total-Bridas-Deminex poseía en la Cuenca Marina Austral. El restante 88.2% de las reservas totales del país estaba en poder de YPF, la que comercializaba el 100% del gas que adquiría Gas del Estado, en un esquema que como ya se dijo antes respondía a una total integración vertical y al monopolio estatal.

Como consecuencia del redimensionamiento de YPF, hacia 1994 cuando ya estaba en vigencia el nuevo Marco Regulatorio de gas, dicha empresa poseía poco más del 40% de las reservas.¹⁷

Sin embargo, tres empresas concentraban en 1994 el 72.7% del total; cuatro el 80.4%; cinco el 87.5% y seis el 91.4%. Si a esta distribución sobre el total de reservas se le agregara la distribución espacial de las mismas se notaría rápidamente el altísimo grado de concentración y la muy escasa posibilidad de establecer un sistema de competencia gas *versus* gas en el mercado (véase cuadro III-1).

Hacia fines de 1998 las reservas se distribuían de un modo no substantivamente distinto al de 1994, aun cuando las cifras presentan diferencias que conviene señalar (véase SE, 1999a, últimos datos oficiales disponibles por operador y áreas).

Nótese en el cuadro III-2 que en 1998 la participación de YPF como operador de yacimientos con reservas comprobadas de gas bajó a 27.3%. Sin embargo, no se ha alterado mayormente el elevado grado de concentración, así: tres empresas concentran 64.5% del total; cuatro el 75.1%; cinco el 83.7% y seis el 88.3%, es decir, apenas distinto que en la situación inicial reflejada en las cifras de 1994 año en que quedó desregulado el mercado mayorista de gas.

Es de hacer notar que los cuatro primeros puestos permanecen inalterados y que los seis primeros responden a los mismos grupos empresarios, en tanto Bridas en asociación con Amoco formaron Pan American.

¹⁷ Analizando las reservas por áreas y por empresa tal como se fueron adjudicando las áreas, la privatización en el *upstream* petrolero implicó la venta del 46% de las reservas que poseía YPF, sobre la base del cálculo con datos de 1990.

Cuadro III-1

DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS POR OPERADOR AÑO 1994

Empresa	Millones de m ³	%	% Acumulado
YPF	217 076	40.5	40.5
TOTAL AUSTRAL	94 428	17.6	58.2
PLUSPETROL E y P	77 792	14.5	72.7
TECPETROL	41 186	7.7	80.4
BRIDAS	38 256	7.1	87.5
PÉREZ COMPANC	20 603	3.8	91.4
SHELL CAPSA	9 912	1.9	93.2
OTRAS EMPRESAS	37 263	6.8	100
Total País	535 516	100	100

Fuente: Estimaciones propias con datos de YPF, Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG) y Secretaría de Energía.

Cuadro III-2

DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS POR OPERADOR AL 31.12.1998

Empresa	Millones de m ³	%	% Acumulado
YPF	192 946	27.3	27.3
TOTAL AUSTRAL	172 651	24.4	51.7
PLUSPETROL	90 581	12.8	64.5
TECPETROL	75 006	10.6	75.1
PÉREZ COMPANC	60 921	8.6	83.7
PAN AMERICAN	32 177	4.5	88.3
CAPEX	18 570	2.6	90.9
QUINTANA MINERALS	16 800	2.4	93.3
PETRÓLEOS SANTA FE	14 067	2.0	95.3
OTRAS EMPRESAS	33 571	4.7	100
Total País	707 288	100	100

Fuente: Estimaciones propias con datos de la Subsecretaría de Combustibles de la Secretaría de Energía.

Con respecto a la variación total de reservas y por grupos, el análisis con información desagregada por áreas y empresas permite explicar el grueso de las transformaciones.

En el caso de YPF, la pérdida de reservas se explica básicamente por la cesión de los Yacimientos Aguada Pichana y San Roque, de la Cuenca Neuquina (CNQ), a la empresa Total Austral en compensación por las supuestas pérdidas derivadas de la anulación del anterior contrato de compra que YPF tenía con dicha empresa para el gas proveniente de la Cuenca Marina explotada por Total, y por la venta de algunos yacimientos como ocurrió en el caso del yacimiento Río Neuquén cuyas reservas fueron adquiridas por Pérez Companc.¹⁸

El incremento de reservas de Total Austral, por su parte, obedece obviamente a la incorporación de Aguada Pichana y San Roque tras el acuerdo con YPF, comentado más arriba y por la incorporación progresiva de reservas probables a la categoría de comprobadas en los yacimientos de la Cuenca Marina Austral.

En el caso de Tecpetrol el incremento obedece casi exclusivamente a la incorporación en el inventario de reservas, de las provenientes del Yacimiento San Antonio Sur (o Yacimiento Norte 1), que proviene de la entrada del consorcio en la Cuenca del Noroeste (CNO) a fines de 1992 cuando se licitó dicha cuenca.

¹⁸ Se trata del contrato N° 19 044 de 1978 entre YPF y el consorcio Total Austral-Bridas-Deminex, que comenzó a producir crudo recién en 1989, y cuyas negociaciones para el precio del gas pasaron por las más diversas vicisitudes, hasta que se decidió compensar al consorcio con la cesión gratuita de estas dos importantes áreas en la Cuenca Neuquina. El argumento se basaba en el lucro cesante que ocasionaban al consorcio las nuevas reglas del juego, basadas durante 1993 en un precio regulado para el gas de \$US 0.97 por MMBTU y luego del que surgiera por netback, una vez desregulado el mercado a partir de 1994. Se asumía como referencia para calcular dicho lucro cesante el precio fijado en el contrato de \$US 1.14, pero lo curioso es que dicho precio fue fijado cuando ya se conocían todos aquellos parámetros, es decir, cuando en todos los análisis previos se asumió que el precio para el gas proveniente de la Cuenca Austral no podría superar al \$US 1 por MMBTU.

En el caso de Pérez Companc, el incremento de reservas se debe principalmente a una progresiva incorporación de reservas a la categoría de comprobadas en los yacimientos del área Santa Cruz II, licitada a fines de 1992, de la incorporación de nuevas áreas en la CNQ (como Arielo y Río Neuquén) y por el paulatino traspaso de reservas probables a comprobadas en yacimientos en poder de la empresa desde antes del proceso de privatización (por ejemplo, 25 de mayo: Medanito).

Vale resaltar que estos cambios son los que explican casi el 90% de la variación total de reservas entre 1994 y 1998. Como se recordará las reservas comprobadas de petróleo y gas sufrieron una drástica reducción cuando se reestimaron en 1990 las calculadas al 31.12.1989, a través de una prestigiosa consultora internacional (véase R. Kozulj y V. Bravo 1993).

Así el total de reservas comprobadas de gas que era para aquella fecha de 744.5 miles de millones de m³, pasó a sólo 536.9 miles de millones, razón por la cual el incremento de reservas ocurrido entre 1994 y 1998 aparecería casi exclusivamente en función del cambio de categoría de las reservas y no como descubrimientos efectivamente realizados por las empresas privadas. Como se sabe la actividad de exploración disminuyó sensiblemente a partir de la privatización.

Ahora bien es de hacer notar que la posesión de reservas por parte de Pérez Companc y Techint (a través de Tecpetrol), corresponde a una estrategia de integración vertical (y a veces horizontal y energética) lo que se abordará más adelante con mayor grado de detalle. Del mismo modo la adquisición de YPF y Astra por Repsol, también ha tendido a una mayor integración vertical y energética de la cadena del gas, en la medida que estas empresas participan en la distribución.

Cuando se consideran las reservas comprobadas y probables actuales (al 31.12.98) se advierte que la distribución presentada en el cuadro III-2 sufre algunos pequeños cambios, que no hacen sin embargo, a la modificación substantiva de la concentración oligopólica del mercado (ver cuadro III-3). Así, en efecto, el liderazgo de las seis mayores continúa, pero con una diferencia de 0.2% Total Austral encabezaría la lista desplazando a YPF del primer lugar.

Cuadro III-3
DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS TOTALES
(PROBADAS Y PROBABLES) POR OPERADOR AL 31.12.1998

Empresa	Millones de m ³	%	% Acumulado
TOTAL AUSTRAL	243 677	25.2	25.2
YPF	241 785	25.0	50.2
TECPETROL	119 213	12.3	62.5
PLUSPETROL E y P	101 499	10.5	73.0
PÉREZ COMPANC	94 458	9.8	82.7
PAN AMERICAN	51 608	5.3	88.1
CAPEX	21 396	2.2	90.3
QUINTANA MINERALS	21 124	2.2	92.5
PETROLERA SANTA FE	16 551	1.7	94.2
OTRAS EMPRESAS	56 299	5.8	100
Total País	967 609	100	100

Fuente: Estimaciones propias con datos de la Subsecretaría de Combustibles de la Secretaría de Energía.

Antes de concluir este punto conviene señalar algunas particularidades de la ubicación geográfica de las reservas por operador, que en conjunto con el posterior análisis de la producción y ventas de gas en el mercado mayorista aportará evidencia acerca de la posición dominante de Repsol-YPF en la cadena del gas, ya que hasta ahora las cifras presentadas corresponden tan sólo a la figura de operador principal, mientras que cuando se consideran los derechos de Repsol-YPF en áreas operadas por otras empresas y los contratos de compra su peso se incrementa en forma notable.

En el cuadro III-4 se tiene el resumen de la clasificación de las reservas de gas por operador y por cuenca según reservas comprobadas y probables al 31.12.98.

Cuadro III-4
DISTRIBUCIÓN DE LAS PRINCIPALES RESERVAS,
COMPROBADAS Y PROBABLES POR OPERADOR Y CUENCA AL 31.12.1998
En millones de m³

Cuenca	Empresa		Comprobada	Probable
Noroeste		Total cuenca	153 429	71598
	PLUSPETROL E y P		79 981	5 861
	TECPETROL		71 180	42 505
	Subtotal empresas		151 161	48 366
	Porcentaje sobre el Total		98.5	67.6
Neuquina		Total cuenca	357 206	91 373
	REPSOL-YPF		181 721	40 729
	PÉREZ COMPANC		35 439	16 368
	TOTAL AUSTRAL		77 472	15 871
	PLUSPETROL		10 600	4 887
	PETROLERA SANTA FE		13 998	2 481
	Subtotal empresas		319 230	80 335
	Porcentaje sobre el Total		89.4	87.9
Austral		Total cuenca	158 023	69 495
	TOTAL AUSTRAL		89 841	51 727
	PÉREZ COMPANC		18 046	9 563
	QUINTANA MINERALS		12 886	4 294
	Subtotal empresas		120 773	65 584
	Porcentaje sobre el Total		76.4	94.4

Fuente: Estimaciones propias con datos de la Subsecretaría de Combustibles de la Secretaría de Energía.

Como se puede apreciar, existe un alto grado de concentración espacial de las reservas por operador y con relación a la integración vertical de la cadena del gas. Así, por ejemplo: las reservas de Tecpetrol y Pluspetrol en la CNO, y las de Santa Fe Energy en la CNQ se vinculan, por una parte con el negocio de transporte de la TGN, unidad en la cual participa el grupo TECHINT y Nova Gas Internacional de Canadá (quien recientemente vendió su participación a la Total), y por otra, con las exportaciones de gas al centro de Chile que se realizan a través del gasoducto GasAndes, del cual participa también este grupo además de haberlo construido Techint.

Por su parte, Repsol-YPF domina en forma absoluta la tenencia de reservas en la CNQ, mientras que Pérez Companc ocupa el segundo lugar en ella y en la Cuenca Austral (CA), participando ambos en los eslabones superiores, Pérez Companc en TGS (y hasta hace poco en Metrogas), y Repsol-YPF, en esta última.

El único operador petrolero que no figura como vinculado a alguna de las etapas del *downstream* de la cadena es Total Austral, la que presenta una posición dominante en la CA, con poco más del 57% del total de reservas comprobadas en dicha cuenca (y 76% de las totales, incluyendo las probables) y con 22% de las comprobadas en la CNQ. Sin embargo, la capacidad de ejercer una presión significativa sobre los precios está limitada por la capacidad de transporte y su elevado costo, dado que es de todos los grandes productores el que resultó más desfavorecido, claro está en términos relativos, y sin considerar el hecho mencionado antes respecto a que, por esta misma razón, obtuvo cuantiosas reservas en la CNQ en forma totalmente gratuita.

2. La distribución de la producción

La distribución de la producción de gas natural por operador sigue una pauta relativamente próxima a la distribución de las reservas pero no idéntica.

En el caso de Repsol-YPF la participación en la producción es superior a la que presenta en las reservas. Por el contrario en los casos de Total Austral, Tecpetrol, Pluspetrol y marginalmente Pérez Companc, la participación en las reservas supera a la participación en la producción. En el cuadro III-5 se muestra la evolución de la producción por operador desde 1994 hasta mediados del año 1999. Se puede observar así que, a diferencia de lo que sucedió con las reservas, la estructura básica de la producción se modificó sólo en forma marginal.

En tal sentido los seis principales productores de gas participaron con porcentajes de entre el 85% y 75% del total entre los años extremos de la serie.

Cuadro III-5
PRODUCCIÓN DE GAS POR OPERADOR PRINCIPAL AÑOS 1994-1999

En porcentajes

Vendedor	1994	1998	1999	Variación 1994-1999
YPF	40.9	31.2	35.5	- 3.2
TOTAL AUSTRAL	16.6	15.1	16.2	1.6
BRIDAS	10.5	6.5	6.8	- 1.9
PÉREZ COMPANC	9.8	7.0	6.5	- 4.1
PLUSPETROL	7.2	8.7	9.6	2.3
AMPOLEX	4.1	-	-	0
QUINTANA MINERALS	1.9	2.9	3.3	0.6
TECPETROL	1.5	6.6	6.9	1.6
AMOCO	1.0		1.1	0.2
PÉREZ COMPANC	1.1	1.1	1.6	0.5
CAPSA (CAPEX)	1.0	2.1	2.3	0.1
OTROS	4.4	18.9	10.4	3.6
Total	100	100	100	100
Volumen en MMm³/día	27.4	^a 38.3	^b 24.7	10.9

Fuente: Elaboración propia con datos de Gas & Gas, varios números.

^a Datos a noviembre de 1998.

^b Datos correspondientes al período enero-julio de 1999.

Sin embargo, el grado de concentración real del mercado mayorista queda distorsionado a partir de estas cifras, debido a que Repsol-YPF comercializa una proporción mucho mayor a la expresada con el cálculo basado en la participación por operador. Efectivamente, dicha empresa está presente en numerosos yacimientos debido al proceso de reconversión de los contratos previos y a la formación de Uniones Transitorias entre Empresas (UTE), y también debido a la existencia de contratos de compra y su capacidad de comercialización. Sin embargo, tras la compra de YPF por Repsol existe el compromiso de que Repsol-YPF no disponga de más del 43.6% del gas hacia fines de este año lo que implica que deberá desprenderse del gas comprado (principalmente a Total); la importancia de ello se verá al considerar las discrepancias entre el gas producido y el comercializado (véanse cuadros III-5 y III-6).

3. La distribución según el gas comercializado

Así, considerando el gas comercializado, se observa que entre 1994 y 1998 YPF (actualmente Repsol-YPF) participó con porcentajes de entre 63 y 59% en dicho lapso (véase cuadro III-6). Como se puede apreciar la segunda empresa en importancia es Pérez Companc, con cerca del 11 a 12%; seguida luego por Bidas-Chauvco; Santa Fe Energy y otras con porcentajes muy pequeños del mercado total.

Es de hacer notar que los volúmenes consignados en la última fila del cuadro III-6 corresponden a los contratados por distribuidores y cargadores directos con los productores, y cubren 12 meses considerando períodos de abril a mayo de cada año.

Se ve allí que el crecimiento del mercado interno entre 1994 y 1998 fue negativo, mientras que hasta 1996 se venía expandiendo a una media del orden del 6% anual. Este comportamiento refleja tanto la desaceleración del crecimiento de la economía como las variaciones en el rigor climático durante 1997 y 1998,¹⁹ y también la menor demanda de gas para generación eléctrica ocurrida en 1997-1998 respecto al período anterior, debido a la mayor participación de la hidroelectricidad. Sobre la magnitud del dinamismo del sector a partir de la reestructuración de la industria del gas se volverá más adelante, pero vale aclarar que el

¹⁹ Aun cuando no es posible tratar en un trabajo de esta naturaleza la totalidad de las complejidades que abarca el tema, es importante hacer notar que el programa de privatizaciones y el Plan de Convertibilidad están estrechamente ligados, siendo el primero el elemento clave de la viabilidad económica y política del segundo. Dada la alta dependencia de recursos financieros externos requeridos por el Plan de Convertibilidad (o cualquier otro basado en fuertes desequilibrios de los sectores externo y fiscal), su manutención en el tiempo implica necesariamente, ante la imposibilidad de obtener fondos externos siempre crecientes, atravesar un muy largo período recesivo en este caso con ajustes de precios y salarios hacia la baja. Puede ser afirmado que desde la primera crisis de 1995 y más claramente desde 1998 la Argentina atraviesa dichas crisis con carácter acumulativo, las que explican en buena medida la retracción de los indicadores de desempeño del mercado interno, como en este caso el del gas natural.

sector que más impulsó el crecimiento global del consumo de gas, al margen de la anterior variación comentada, ha sido entre 1993-1994 y 1998-1999, el uso en centrales eléctricas (117.1%, contra un crecimiento total de 34.6%).

Cuadro III-6
OFERTA DE GAS: VENTAS POR EMPRESA AÑOS 1994-1998
En porcentajes

Vendedor	1994	1998	Variación1994-1998
YPF	63.4	59.1	- 4.3
BRIDAS/ASTRA	4.9	2.4	- 2.5
CHAUVCO	0.8	0.8	0
BRIDAS/CHAUVCO	5.5	5.0	- 0.5
PLUSPETROL	1.1	1.7	0.6
PÉREZ COMPANC/ASTRA	11.1	11.2	0.1
GLACCO	1.2	0.7	- 0.5
QUINTANA MINERALS/CGC	2.2	2.6	0.4
PLUSPETROL/TECPETROL/ASTRA	1.0	1.4	0.4
ROCH	0.6	0.7	0.1
OEA	0.7	0.7	0
PCR	0.4	0.6	0.2
PETROLERA SANTA FE	1.3	4.0	2.7
TOTAL/BRIDAS/DEMINEX		3.1	3.1
CGC		1.2	1.2
TECPETROL/AMPOLEX/CGC	4.4	1.7	- 2.7
CAPEX	1.3	2.9	1.6
OTROS	0.1	0.2	0.1
Total	100	100	0
Volumen en MMm³/día	76.7	75.3	- 1.4

Fuente: Elaboración propia con datos del ENARGAS, Informe anual 1997 p. 123 e Informe anual 1998, p. 129.

Nota: Se trata de los volúmenes contratados por distribuidoras y grandes usuarios.

Conviene remarcar aquí que una de las características más notables del mercado mayorista del gas natural en Argentina, es entonces su elevado grado de concentración dado por el escaso número de empresas que participan en el mercado, el elevado grado de participación que presentan las mayores de entre ellas, la ubicación, distribución y tenencia de las reservas y las modalidades de comercialización.

En tal sentido parece pertinente presentar aquí los resultados obtenidos por J. J. Novara (1997) respecto a los valores del Índice de Herfindahl-Hirschman (IHH), aplicado al mercado mayorista del gas de Argentina con datos de 1996-1997. Tal como lo expresa este autor, dicho índice se define como:

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

donde (S_i) es igual a $100(q_i/Q)$, siendo (q_i/Q) la participación relativa de mercado de la firma *iésima*. De modo que $0 \leq S_i \leq 100$.

El IHH es una función convexa de las participaciones de mercado, y en consecuencia, altamente sensitivo a una distribución muy desigual de las mismas:

- En un monopolio: IHH = 10 000
- En una industria formada por cinco empresas independientes, con igual participación de mercado (20%) el: IHH = 5(20)² = 2 000
- Pero si una de esas firmas tiene el 60% del mercado y las restantes cuatro 10% cada una, el: IHH = 60² + [4 * (10²)] = 4 000

o sea, el doble de puntaje que en el caso anterior.

Nótese así que cuanto mayor es el valor del IHH, tanto más alto resulta el grado de concentración del mercado. Los valores calculados por Novara son:

- Cuenca Neuquina = 4 451;
- Cuenca Noroeste = 5 898;
- Cuenca Austral = 2 771, y
- Total del país = 3 973 (véase J. J. Novara, 1997).

Así la situación del mercado mayorista de gas en Argentina presenta una figura claramente cercana a la de un oligopolio muy concentrado, en la cual difícilmente se encuentran las condiciones mínimas de competencia previstas entre los objetivos centrales de la Ley N° 24 076.²⁰

Este juicio es compartido prácticamente por todos los analistas de la industria del gas en Argentina, así por ejemplo, en un reciente documento publicado por la Agencia Internacional de la Energía (AIE), (véase IEA, 1999), se dice que:

“...el mayor desacuerdo con el proceso de reforma lanzado a fines de los ochenta se refiere a la ausencia de competencia en la oferta de gas —uno de los principales objetivos de la Ley de 1992. A pesar del desglose de activos y derechos a que fue sometida YPF, antes de su Privatización, YPF continúa siendo el productor dominante y el principal oferente de gas en el mercado interno, dando cuenta del 58% de la oferta total. De este modo continúa desempeñando el papel principal en lo que respecta a la formación de precios. YPF puede imponer precios, fórmulas contractuales y otras condiciones sobre los compradores, aun cuando consideraciones políticas han detenido a la empresa de ejercer plenamente este poder...”

En el capítulo VI analizaremos esto con mayor detalle, luego de analizar en el capítulo V el proceso de formación de precios en el mercado mayorista, desde su desregulación ocurrida a inicios de 1994. Sin embargo, antes de cerrar el tema correspondiente al presente capítulo es conveniente referirse al desarrollo del mercado de gas con destino al mercado interno y a la exportación, debido a las consecuencias que este hecho tiene y tendrá respecto a la formación de precios y al desarrollo del mercado mayorista.

D. La demanda del gas natural

En este punto se analizará la evolución del mercado mayorista en el mercado interno y el tema de las exportaciones de gas a países vecinos, con lo cual se obtendrá un panorama más completo de las complejidades propias del mismo y los principales hechos ocurridos en dicho mercado.

1. Las transacciones en el mercado mayorista

En el cuadro III-7 se presenta un resumen de la evolución de las transacciones ocurridas en el mercado mayorista entre 1994 y 1998, según distribuidora u otro tipo de cliente y según oferente (productor/comercializador), tal como clasifica la información el ENARGAS.

Como se puede apreciar, Repsol-YPF, ocupa una posición dominante en todas las distribuidoras, con porcentajes que varían entre el 44% en sólo una de ellas, con más del 70% en cinco de las mismas y con participaciones de entre 50 y 70% en las dos restantes. Es particularmente relevante, el porcentaje de ventas a la distribuidora BAN, debido a que Repsol es socio mayoritario de Gas Natural de España, la que a su vez es socia mayoritaria y controladora de Gas Natural Servicios de Gas (SDG), por su parte controlante y operador técnico de BAN, con lo cual se estaría en una virtual violación del Marco Regulatorio (artículo 34 de la Ley N° 24 076).

²⁰ Estas afirmaciones de tipo muy alto, peligrosamente concentrado, etc., pueden aparecer como respondiendo a un juicio subjetivo. Sin embargo, esto no es así; de hecho el IHH es utilizado por el Departamento de Justicia y la Comisión Federal de Comercio de los EE.UU. para ser aplicado en la revisión y aceptación de las fusiones. Si la situación post-fusión arroja un IHH de 1 800 puntos se dice que la industria en cuestión está altamente concentrada. Un índice superior a los 4 000 no deja dudas respecto a la alta probabilidad de estrategias y políticas colusorias.

Vale resaltar que el segundo oferente en importancia, Pérez Companc asociado a Astra (esta última ahora Repsol-YPF), concentra su oferta principalmente en aquellas distribuidoras en las que el grupo tuvo una participación en los comienzos de la privatización, como son Metrogas, Camuzzi Gas Pampeana y Camuzzi Gas del Sur. Por otra parte dicho actor es el principal accionista de la TGS, la compañía encargada del transporte del subsistema sur del país. En general se puede decir que, si bien la tendencia es hacia una mayor diversificación de las fuentes de oferta, ésta aún se encuentra notablemente concentrada en muy pocos oferentes.

Con respecto a los volúmenes contratados, los de las distribuidoras guardan relación con la evolución del mercado y también con la modificación de las formas de comercialización propias del sistema reestructurado. Así, nótese que la proporción de compras realizadas por actores distintos a las compañías de distribución, "Distributing Company (DISTCO)", ha crecido desde una proporción de tan sólo 13.7% en 1994 a 25% en 1996 y 1997, aun cuando esta proporción bajó a 22.2% en 1998. Por otra parte las propias distribuidoras aumentaron la proporción de sus compras en el mercado *spot*, lo que también contribuye a explicar la caída en el total del volumen contratado que figura en el cuadro III-7.

Cuadro III-7

**PARTICIPACIÓN DE LOS PRINCIPALES VENDEDORES POR DESTINATARIO EN
PORCENTAJE DEL TOTAL DEMANDADO POR CADA DISTRIBUIDOR - PERÍODO 1994-1998**

Millones de m³/día

Oferente (productores)	Año	Distribuidoras								Total DISTCO	OTROS	Total GENERAL
		BAN	METROGAS	LITORAL	CENTRO	CUYANA	GASNOR	PAMPEANA	SUR			
YPF	1994	100	69.5	70.9	100	100	100	41.8	41.1	67.6	37.8	63.5
	1998	86.8	54.3	70.5	79.0	62.1	62.1	44.4	70.0	62.1	48.6	59.1
CNPC/ASTRA	1994		15.1					14.9	22.5	11.4	9.3	11.1
	1998		17.1	20.1				20.1	7.8	12.2	7.7	11.2
Resto ^a	1994	0	15.4	29.1	0	0	0	143.3	36.4	21.0	52.9	25.4
	1998	13.2	28.6	9.4	21.0	29.3	37.9	35.5	22.2	25.7	43.7	29.7
Total	1994	7.0	22.6	5.5	3.7	2.6	2.7	11.7	10.4	66.2	10.5	76.7
	1998	6.7	22.0	3.8	2.8	2.6	1.8	9.4	9.5	58.6	16.7	75.3

Fuente: Elaboración propia con datos del Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS), informes anuales.

^a Más de 20 compañías.

Una ilustración de la proporción de ventas negociadas en el mercado *spot* y de los precios negociados respecto a los de referencia, se presenta en el cuadro III-8. Como se puede apreciar a pesar del importante aumento en el volumen transado en el mercado *spot*, básicamente como consecuencia de la Resolución N° 1 020/95 más arriba comentada, la diferencial de precios respecto a los de referencia durante el período invernal de 1998 (último disponible con ese nivel de detalle a la fecha de este informe) fue inferior al 4%, para precios de referencia entre estables y ligeramente crecientes para el caso del gas proveniente de la CNQ e inferiores en el caso de los de la del noroeste. Sin embargo, dichos precios resultaron en promedio anual un 34 y 18% superiores a los previos al momento de la desregulación efectuada en 1994, considerando que el precio en ese momento fue fijado en \$US 0.967 MMBTU.

Por otra parte la proporción de los volúmenes transados en el *spot* respecto a los totales de las distribuidoras, no queda reflejado plenamente en el citado cuadro debido a que el ENARGAS calcula dicha proporción únicamente sobre el volumen de las empresas que han adherido al Decreto N° 1 020/95. El cálculo realizado sobre la base de la información suministrada por la Secretaría de Energía arroja, por ejemplo, una proporción de sólo 4.9% para el conjunto de las licenciatarias en 1997, de 5.6% para 1998 y 10.1% en 1999.

En definitiva, tal como se dijo antes, los intentos de introducir mayor competencia y afectar los precios al productor no han tenido mayor éxito si bien se puede decir que han logrado estabilizar la situación. No obstante, desde 1988 hasta la fecha la economía argentina atraviesa una profunda recesión que tampoco genera el marco adecuado para un aumento de la demanda y de los precios, por lo tanto los resultados aun cuando magros difícilmente pudieran ser atribuidos tan sólo a la regulación. Antes de concluir este capítulo es necesario analizar las exportaciones y su posible futura influencia sobre el mercado mayorista.

Cuadro III-8
TRANSACCIONES EN EL MERCADO SPOT 1995-1998

Cuenca	Verano	Invierno	Variación		Volumen <i>spot</i> (MMm ³)	Proporción (%) <i>spot</i> / Contratos	Precios (\$US/MMBTU)		
			Verano	Invierno			<i>spot</i>	<i>spot</i> referencia	referencia ENARGAS
Neuquina	1995	1996			70.7	4.4	1.176	97.2	1.210
					57.5	3.1	1.295	95.3	1.359
	1996	1997			91.7	4.2	1.100	88.1	1.248
					118.8	4.9	1.336	97.3	1.373
	1997	1998			287.6	10.3	1.127	89.5	1.259
182.5					14.2	1.308	96.3	1.359	
1998				110.9	7.3	1.089	88.8	1.226	
Variaciones interanuales en %			1996/1995	1997/1996	29.7	-4.5	-6.5	-9.4	3.2
			1997/1996		106.6	58.1	3.1	2.1	1.0
			1998/1997	1998-1996	213.6	145.2	2.5	1.6	0.9
			53.6		189.8	-2.0	-1.0	-1.0	
			1998-1995	217.4	3548.1	1.0	1.0	0	
			56.9	65.9	-7.4	-8.6	1.4		
Noroeste	1995	1996			15.0	2.8	1.165	103.2	1.129
					120.58	2.0	1.211	97.6	1.241
	1996	1997			30.8	3.7	1.008	85.0	1.186
					153.5	15.4	1.140	93.0	1.226
	1997	1998			186.9	19.6	1.048	89.9	1.166
219.5					24.8	1.143	96.9	1.180	
1998				157.2	23.5	1.005	91.0	1.104	
Variaciones interanuales en %			1996/1995	1997/1996	105.3	32.1	-13.5	-17.6	5.0
			27.3		670.0	-5.8	-4.7	-1.2	
			1997/1996	1998/1997	506.8	429.7	4.0	5.8	-1.6
			43.0		61.0	0.2	4.25	-3.8	
			1998-1996	82.0	1 140.0	-5.6	-0.7	-4.9	
		1998-1995	948.0	739.3	-13.7	-11.8	-2.2		

Fuente: Estimaciones propias según datos del Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS), informes anuales 1997 y 1998.

Nota: La proporción de volúmenes *spot* sobre volúmenes contratados corresponde, como se dijo más arriba, sólo al de las distribuidoras que adhirieron al Decreto N° 1 020/95. La proporción sobre el total de las distribuidoras es mucho menor y el punto se aborda en los capítulos V y VI de este trabajo.

2. El mercado mayorista y las exportaciones de gas natural

Como se ha dicho anteriormente, el dinamismo de la demanda de gas natural en el sistema argentino, depende en gran parte de las exportaciones y su desarrollo en el futuro. En particular el comportamiento de los precios a largo plazo podría estar determinado por dicho factor, en tanto el mismo es sumamente relevante para fijar los márgenes relativos de escasez del producto y por lo tanto crucial para afectar el nivel de los precios habida cuenta que se trata de un mercado desregulado, que los mecanismos para evitar el pleno *pass-through*, como se ha visto, no son tan sencillos ni eficaces en el largo plazo y que, además, afectan —si eventualmente a alguno— principalmente al distribuidor más que al productor.

Por otra parte los proyectos de exportación, en especial los dirigidos a los mayores centros consumidores del Brasil, si logran concretarse, incluyen por definición modificaciones sustantivas en la configuración del abastecimiento interno por cuencas lo que podría tener consecuencias sobre el costo medio de transporte del sistema en su conjunto y afectar de este modo las tarifas finales. Con el objeto de comprender este punto con mayor profundidad, es necesario enumerar los proyectos de exportación vigentes y describir sus características respecto a los volúmenes comprometidos *vis a vis* las reservas totales.

Los proyectos de exportación se vinculan con los gasoductos internacionales en operación y con los que están en construcción y proyectados a mediano plazo. Un listado de estos gasoductos internacionales, vinculados con exportaciones actuales y potenciales desde los yacimientos de la Argentina, se presentan en el cuadro III-9 a continuación.

Cuadro III-9

GASODUCTOS INTERNACIONALES VINCULADOS A LA EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL DESDE LA ARGENTINA

Países	Denominación	Tramos	Inicio de Operaciones	Capacidad (MMm ³ /día)	
				actual	máxima
1. En operación					
Bolivia-Argentina	Colpa-Yacuiba	S.Cruz de la Sierra(BI) Yacuiba(Ar)	1974	8.0	8.0
Bolivia-Argentina	Bermejo-Ramos	Campo Bermejo(BI) Ramos(Ar)	1988	1.5	1.5
Argentina-Chile(Sur)	Methanex (Tren II)	S.Sebastián(Ar) Planta Culén(Ch)	1996	2.0	2.0
Argentina-Chile(Sur)	Methanex (Tren III)	El Cóndor(Ar) Planta Posesión(Ch)	Jun-1999	2.0	2.0
Argentina-Chile(Centro)	GasAndes	La Mora(Ar) Santiago(Ch)	Aug-1997	8.0	20.0
Argentina-Chile(Centro)	Gas Pacífico	Loma La Lata(Ar) Concepción(Ch)	Nov-1999	9.7	9.7
Argentina-Uruguay	Litoral	Entre Ríos(Ar) Paysandú(Ur)	1998	0.7	2.5
Argentina-Chile(Norte)	GasAtacama	Cornejo(Ar) Mejillones(Ch)	May-1999	8.5	8.5
Argentina-Chile(Norte)	GasAtacama	Cornejo(Ar) Mejillones(Ch)	May-1999	8.5	8.5
Bolivia-Brasil	Bolivia-San Pablo	S.Cruz de la Sierra(BI) San Pablo(Br)	1999	30.0	30.0
2. En construcción					
Argentina-Brasil	Gasoducto Uruguayana	Entre Ríos (Ar) Uruguayana(Br)	2000	12.0	15.0
Argentina-Brasil	Gasoducto Uruguayana	Uruguayana(Br) Porto Alegre(Br)	2001	12.0	15.0
Argentina-Uruguay	Montevideo	Punta Lara(Ar) Motevideo(Ur)	2000	15.0	15.0
3. En proyecto					
Argentina-Uruguay-Brasil	Cruz del Sur	Montevideo(Ur) Industrias Sur del Brasil	2005	15.0	15.0

Fuente: Roberto Kozulj, 2000.

Cuadro III-10

AUTORIZACIONES DE EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL

Autorización	Empresa	Volumen diario promedio (MMm ³ /día)	Destino	Volumen Total (MMm ³)
OTORGADAS:				
Cuenca Neuquina				
Res. S.H. Y. M. N° 61/92	YPF S.A. y otros	5.00	Chile	36 500
Res. S.E. N°140/96	Petrolera Santa Fe y otros	2.50	Chile	17 030
Res. S. y P. N°200/97	Total, Bidas y otros	1.59	Chile	10 000
	Total Neuquina	9.09		63 530
Cuenca Austral				
Decreto N°584/95	YPF S.A. y otros	2.00	Chile	15 330
Cuenca Noroeste				
Decreto N°305/92	De la Cuenca Noroeste	35.00	Chile-Brasil	255 500
Total autorizado		46.09		334 360
EN TRÁMITE:				
Cuenca Neuquina				
750-001545 / mayo 1996	YPF S.A.	2.50	Chile	18 300
750-001734 / junio 1996	Total, Bidas, Deminex, Chauvco	2.19	Chile	20 000
750-001901 / mayo 1997	YPF S.A.	1.80	Chile	9 855
	Total Neuquina	6.49		48 155
Cuenca Austral				
750-000194 / enero 1997	YPF S.A., Sipetrol	2.75	Chile	20 075
Cuenca Noroeste				
750-001804 / mayo 1997	Pluspetrol, Astra	hasta 8	Chile-Brasil	^a 40 150
750-002430 / junio 1997	Tecpetrol, Ledesma, Ampolex, CGC	1.35	Chile-Brasil	27 100
	Total Noroeste	9.35		67 160
Total solicitado		18.59		135 390
TOTAL GENERAL		64.68		469 750

Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía.

^a Estimado.

La comparación entre volúmenes de exportación y reservas puede ser realizada sobre la base de las autorizaciones de exportación efectuadas por la Secretaría de Energía que se presentan en el cuadro III-10; como allí se puede apreciar el volumen total autorizado a partir de los instrumentos legales que se detallan en la columna situada a la izquierda en dicho cuadro, totaliza 334 360 MMm³, lo que equivale a aproximadamente al 47% de las reservas comprobadas a fines de 1998. Si se agregaran las autorizaciones en trámite, el porcentaje anterior se elevaría a 66%.

Sin embargo, los datos que figuran en el citado cuadro III-10 incluyen las autorizaciones por Decreto N° 305/92 (35 MMm³/día desde la CNO con destino a Chile y a Brasil), las que no están incluidas en el más reciente informe de Prospectiva de la Secretaría de Energía (véase IEA, 1999). Según este último informe las exportaciones autorizadas serían 148 787 MMm³, equivalentes a 21% de las reservas comprobadas y este porcentaje llegaría a 28.5% incluyendo los volúmenes correspondientes a las autorizaciones en trámite. Es significativo señalar que si esas exportaciones no incluidas lo fueran en las nuevas cifras de exportaciones ya autorizadas, el porcentaje comprometido de reservas superaría el 50%.

Es de presumir que la razón del cambio de cifras entre los informes de 1997-1998 y 1999 se debe buscar en los conflictos que se desataron durante 1998 en torno a este tema y que culminaron con la Resolución N° 299/98 de la Secretaría de Energía que establece en el capítulo I, artículo 3, que las autorizaciones de exportación de gas natural, con los términos y condiciones que se establezcan serán otorgadas en la medida que no afecten el abastecimiento interno. Asimismo se estipula en la misma resolución que el plazo establecido (de 90 días) según el artículo 3 de la Ley N° 24 076 (Ley Marco) se contará a partir del momento en que el interesado en obtener dicha autorización haya dado cumplimiento a la totalidad de los requisitos de presentación de la información técnica, económica y legal.

Por otra parte, la Resolución N° 299/98 establece en el inciso b) del artículo 2 del capítulo I claramente el principio de no discriminación según el cual, "...ningún productor o disponente de gas natural podrá ofrecer en el mercado externo condiciones de venta sustancialmente diferentes respecto a sus operaciones o intenciones de venta en el mercado interno en la medida en que tales diferencias no sean justificables...".

Es que las cifras de exportaciones autorizadas de 1997-1998, desagregadas por cuenca demostraban claramente que pondrían en juego al sistema de abastecimiento interno, en tanto que las exportaciones autorizadas y en trámite desde la CNO superaban ampliamente las reservas comprobadas incluyendo las probables en más de un 40% (ver cuadro III-11). Al margen de que este hecho ponía en evidencia la incongruencia de las cifras, lo cierto es que dependiendo del desarrollo del mercado del Brasil, las exportaciones masivas desde la CNO implicarían un serio replanteo del esquema de abastecimiento del mercado interno en tanto dicha cuenca es la única que alimenta el gasoducto del norte y da cuenta en la actualidad de más del 17.5% del abastecimiento del mercado argentino incluyendo el gas de Bolivia, cuyo flujo se prevé se invertirá después del presente año.²¹

Aun cuando no queda en claro si las exportaciones autorizadas en el marco del Decreto N° 305/92 han sido definitivamente desautorizadas en razón de lo expuesto en la Resolución N° 299/98 de la SE, o bien si simplemente está postergada la decisión al respecto a la espera del desarrollo de los proyectos que podrían darle sentido (por ejemplo: el del gasoducto Mercosur postergado para el año 2006), lo cierto es que una participación masiva de la Argentina en el abastecimiento del Brasil afectará el nivel de los precios internos en el mercado mayorista, lo más probable en una dirección al alza de dichos precios. Esto último debido tanto a razones vinculadas con una escasez relativa del producto, como porque el precio en el mercado brasileño ha quedado definido a partir de las primeras exportaciones desde Bolivia, generando un atractivo *netback* para el gas de Argentina desde la CNO. En el caso de las exportaciones a Brasil desde la CA, por ejemplo, en el del proyecto Cruz del Sur, el impacto podría darse sobre el costo de abastecimiento interno dadas las enormes distancias existentes desde dicha cuenca hasta el mercado consumidor. En todo caso resulta claro que vía escasez, o vía modificación de la configuración del abastecimiento interno, las exportaciones masivas de gas podrían afectar el nivel de los precios en el mercado mayorista local.

Aun cuando esta misma preocupación fue al parecer la que motivó la citada Resolución N° 299/98 no parece que la misma sea suficiente para evitar las distorsiones de precios previsibles a mediano y largo plazo.

²¹ Es decir, Argentina exportará gas a Bolivia con el objeto de suplir la oferta de Bolivia a Brasil, en virtud del desarrollo previsto de su mercado.

Por el momento, sin embargo, la dinámica de los precios no ha sido mayormente influenciada por las exportaciones, al menos no en el sentido señalado e insinuado más arriba, en tanto algunos contratos de exportación presentarían niveles de precios inferiores a los del mercado interno en similitud de condiciones.

Cuadro III-11
COMPARACIÓN ENTRE LAS EXPORTACIONES
AUTORIZADAS Y EL VOLUMEN DE RESERVAS POR CUENCA
Millones de m³

Cuenca	Reservas de gas (en MMm ³)			Autorizaciones SE (MMm ³)		Estimación producción 20 años
	Probadas	Probables	Totales	1997-1998	1999	
Noroeste	153 429	71 598	225 027	322 660	61 609	120 450
Cuyana	821	265	1 086			
Neuquina	357 206	91 373	448 579	111 685	104 225	283 240
Golfo de San Jorge	17 105	12 667	29 772			
Austral	158 023	69 495	227 518	35 405	35 405	29 200
Total	686 584	245 398	931 982			
Total Inventario áreas	707 288	260 321	967 609	469 750	201 239	432 890
Diferencia (inventario/total)	3.0	6.1	3.8			
Exportaciones autorizadas sobre reservas (%)						
	1997-1998		1999		Producción acumulada 20 años	
	Probadas	Totales	Probadas	Totales	Probadas	Totales
Noroeste	210.3	143.4	40.2	27.4	78.5	53.5
Cuyana		0	0	0	0	0
Neuquina	31.3	24.9	29.2	23.2	79.3	63.1
Golfo de San Jorge		0	0	0	0	0
Austral	22.4	15.6	22.4	15.6	18.5	12.8
Total	68.4	50.4	29.3	21.6	63.0	46.4
Total Inventario áreas	66.4	48.5	28.5	20.8	61.2	44.7

Fuente: Estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía.

Nota: La discrepancia en las cifras de reservas totales se deriva de la información original, dado que la sumatoria de reservas por áreas y por provincias totaliza una cifra que es superior a la publicada oficialmente. Las exportaciones autorizadas incluyen las en trámite.

Es más los resultados positivos de la exploración en Bolivia, y los que se espera obtener del propio Brasil se han convertido a juicio de algunos significativos analistas locales en una fuente real de competencia para el gas argentino. En virtud de estos argumentos se solicita la automatización del mecanismo de autorización de las exportaciones (véase Motamat & Asoc., 2000).

En realidad el problema conceptual es que naturalmente el gas más competitivo para la exportación a Brasil lo constituye el de la CNO y el de la CNQ porque presentan los menores costos de transporte en virtud de las menores distancias. Pero las reservas de ambas cuencas están ya fuertemente comprometidas con el abastecimiento interno y las exportaciones a Chile ya en marcha, al menos al estado actual de las reservas. En cambio las exportaciones desde la CA, implicarían, si se carga el pleno costo de transporte, una distancia que excedería en mucho, no sólo las anteriores alternativas sino también las más costosas de Bolivia. Por esta razón, casi por necesidad, la competitividad del gas argentino depende en gran medida de la modificación de la actual configuración del abastecimiento interno en el mediano y largo plazo, lo que puede alterar los costos en el mercado local. Pero por otra parte, la situación macroeconómica del país y la creciente competencia del gas boliviano y del propio gas brasileño están generando condiciones más restrictivas para la entrada del gas argentino, lo que genera el tipo de presiones ya comentadas sobre las diversas instancias de regulación en el país (Secretaría de Energía y ENARGAS).

3. El mercado mayorista y las modalidades de comercialización

Con respecto a la evolución del mercado mayorista según las modalidades de comercialización es de hacer notar que el mismo evolucionó en la dirección esperada, es decir, hacia un mayor peso de las

transacciones entre grandes usuarios y productores/comercializadores, con lo cual las distribuidoras perdieron una parte sustantiva del mercado, cobrando simplemente el peaje correspondiente al uso de las instalaciones tal como lo dispone el marco legal vigente.

En el cuadro III-12 se presenta la evolución de las ventas según modalidades de comercialización desde la desregulación del mercado.

Cuadro III-12

GAS COMERCIALIZADO Y ENTREGADO SEGÚN MODALIDAD 1994-1998

Modalidad de Comercialización	1994	1995	1996	1997	1998
A. En millones de m³ día					
Gas vendido por Distribuidoras	52 161	50 288	46 219	42 611	43 534
By-Pass Comercial	3 772	8 349	14 934	20 334	19 539
Subtotal Distribuidoras	55 392	58 367	61 513	62 944	63 073
By-Pass Físico	1 544	1 401	1 901	3 111	3 608
Subtotal By-Pass	5 315	9 750	16 834	23 445	23 145
Planta de Gral. Cerri	3 218	3 825	4 004	3 786	3 466
Ventas en Boca de Pozo	1 403	3 364	5 129	3 854	4 446
Total ventas en el País	62 097	67 227	72 186	73 694	74 593
B. En porcentajes					
Gas vendido por Distribuidoras	84.0	74.8	64.0	57.8	58.4
By-Pass Comercial	6.1	12.4	20.7	27.6	26.2
Subtotal Distribuidoras	89.2	86.8	85.2	85.4	84.6
By-Pass Físico	2.5	2.1	2.6	4.2	4.8
Subtotal By-Pass	8.6	14.5	23.3	31.8	31.0
Planta de Gral. Cerri	5.2	5.7	5.5	5.1	4.6
Ventas en Boca de Pozo	2.3	5.0	7.1	5.2	6.0
Total ventas en el País	100	100	100	100	100
C. Porcentaje de Crecimiento					
Gas vendido por Distribuidoras		- 3.6	- 8.1	- 7.8	2.2
By-Pass Comercial		121.3	78.9	36.2	- 3.9
Subtotal Distribuidoras		5.4	5.4	2.3	0.2
By-Pass Físico		-9.3	35.7	63.7	16.0
Subtotal By-Pass		83.4	72.7	39.3	- 1.3
Planta de Gral. Cerri		18.9	4.7	- 5.4	- 8.5
Ventas en Boca de Pozo		139.8	52.5	- 24.9	15.4
Total ventas en el País		8.3	7.4	2.1	1.2

Fuente: Elaboración propia con datos del Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS).

Como se puede apreciar, las tres categorías propias del mercado desregulado (*by-pass* físico, comercial y ventas en boca de pozo) incrementaron su participación entre 1944 y 1997, en detrimento del gas vendido en forma directa por los distribuidores.

Como es sabido el límite o umbral para acceder a las modalidades del mercado mayorista lo constituyó, hasta el 1 de junio de 2000 una demanda de 10 000 m³día. Actualmente el ENARGAS está impulsando una reducción de dicho umbral al límite de 5 000 m³ día, pero las compañías distribuidoras se oponen categóricamente a esta medida. A pesar de ello el ENARGAS promulgó la Resolución N° 1 748/00 modificando así las Condiciones Especiales del Reglamento de Servicio de Distribución, las Condiciones Especiales del Servicio de Transporte Firme e Interrumpible aprobadas por el Decreto N° 2 255/92 que fijaba las condiciones de las licenciatarias al inicio de la reforma.

Si bien el Marco Regulatorio establece con claridad la función del distribuidor, las compañías se niegan a ser meras cobradoras de peaje y a resignar parte de su renta, ya que argumentan que para mantener a un cliente libre o gran usuario deben efectuar grandes descuentos que reducen su margen promedio o bien perder al cliente lo que es lo mismo o al menos produce el mismo efecto. En realidad esto no está plenamente demostrado por cuanto se supone que el peaje debería cubrir los costos, de la porción perdida de mercado, y que el cálculo de las tarifas ha partido de una estructura de mercado que no ha variado sustantivamente, aunque puede variar obviamente en el futuro. De todos modos resulta claro que las nuevas reglas reducen su participación en la renta en beneficio de los comercializadores y grandes usuarios, pero éste es justamente uno de los principales motivos y objetivos de la desregulación y de los esquemas de competencia gas *versus* gas, más allá de las particularidades del caso argentino arriba comentadas. En resumen puede ser afirmado que ésta será una de las áreas donde el ENARGAS recibirá más presiones en el futuro, siendo paradójicamente uno de

los mayores éxitos del esquema adoptado. En los capítulos V y VI este tema será tratado con detalle, pero vale mencionar aquí que las empresas distribuidoras se apropian en la práctica de una parte de los costos de transporte por diferencia entre el precio pagado y el precio imputado para el cálculo de las tarifas de distribución. Al menos esto ha sido así durante el primer período quinquenal sin lugar a dudas, y aparentemente también en el segundo.

E. Conclusiones respecto al funcionamiento del mercado mayorista: problemas detectados y aspectos pendientes

Más arriba hemos efectuado una extensa descripción de la evolución de los instrumentos regulatorios y de las características del mercado mayorista, incluyendo los aspectos de la oferta y la demanda interna y externa.

De los análisis precedentes se puede concluir que son tres los aspectos que requerirán por parte de las autoridades de regulación una mayor atención y esfuerzos. Estos aspectos son: a) promover una mayor diversificación de la oferta como forma de evitar estrategias colusorias; b) evitar que la mayor competitividad de las exportaciones de gas desde Argentina se realicen afectando el nivel de los costos pagados por los usuarios internos, y c) lograr establecer un sistema más abierto a terceros en el transporte como forma básica de dinamizar el mercado mayorista y reforzar las eventuales acciones señaladas en a).

Mientras que la actual estructura legal y las condiciones objetivas no faciliten la promoción de una mayor diversificación de la oferta (ni tampoco una mayor limitación de posibles estrategias colusorias), el éxito de la respuesta de las autoridades al segundo desafío consistirá en la capacidad de éstas para inducir a las empresas no sólo a obtener ventajas competitivas en los proyectos de exportación sin incrementar los costos para los usuarios del mercado interno, sino también en no crear ventajas especiales para los usuarios industriales y generadores eléctricos radicados en los países vecinos.

Un tercer aspecto relacionado con el mercado mayorista, y que seguramente será objeto de disputas crecientes entre los actores del sistema (productores-comercializadores *versus* distribuidores) se refiere a la fórmula para determinar el precio de referencia admitido para efectivizar el *pass-through*. Sin embargo, este punto por su particular importancia será tratado en los capítulos IV y V en tanto hacen al tema de la formación de precios. Basta señalar aquí no obstante que los distribuidores intentarán obtener modificaciones del Marco Regulatorio que les permitan competir en igualdad de condiciones con los comercializadores y productores en el mercado de grandes usuarios, el que progresivamente van perdiendo con la consecuencia de que están disminuyendo su margen total de beneficios.

Por consiguiente, y a pesar de que los objetivos de una mayor competencia y eficiencia en el mercado mayorista están lejos de haber sido alcanzados, los mayores desafíos que enfrentarán las autoridades regulatorias serán previsiblemente los relacionados con poder mantener el grado de control que actualmente disponen sobre el mercado y su desarrollo. Esto por cuanto el mecanismo de restricción al pleno *pass-through* ha operado en la práctica, al parecer, aunque de un modo imperfecto y parcial, como un freno al alza de los precios tal como la ha hecho también la resolución que en principio impide vender el gas más barato en el mercado externo que en el interno.

Se verá más adelante, por otra parte, que en la medida en que la capacidad de transporte contratada en firme no sea excedentaria (es decir, que las transportistas tengan más capacidad de la vendida a las distribuidoras), el sistema del *by-pass* comercial no limita mayormente la captación de la renta por parte de los distribuidores y, por consiguiente, anula parte del beneficio potencial de un sistema más abierto.

IV. La reestructuración del transporte y la distribución en la industria del gas

Se profundizarán algunos aspectos, en particular los referidos a la forma en que la Ley N° 24 076 y su reglamentación consideran el carácter de la industria como servicio público, la responsabilidad por el abastecimiento, los mecanismos contemplados en torno a eventuales situaciones de emergencia frente a dicho abastecimiento, el rol del Estado en general y en especial a través del ENARGAS. Del mismo modo se describirán los cambios ocurridos en la estructura empresarial del sector y la evolución del mercado, lo que permitirá comprender mejor el funcionamiento del sistema y su desempeño con posterioridad a las reformas aludidas en el capítulo II.

A. El papel del Estado

Es en general aceptado, que al margen de la modalidad en la que se preste un servicio público, el Estado desempeña un papel que se fundamenta en la relevancia para la sociedad del servicio en cuestión, de los efectos multiplicadores de la actividad, del carácter común de la propiedad de los recursos naturales y de las distorsiones que pueden ocasionar al beneficio social las externalidades positivas y negativas y las debidas al carácter monopólico de la prestación del mismo, cual es el caso de la distribución de gas en una determinada zona.

Estas razones fundamentan a su vez que el Estado tenga responsabilidades como las siguientes:

- Garantizar que se proporcionen los servicios, en calidad y cantidad adecuada y que, además, tengan continuidad en el tiempo.
- Asegurar la universalidad del servicio, o al menos promover un acceso en condiciones igualitarias a todos los habitantes bajo el intento de que las carencias no sean significativas.

- Administrar con prudencia los bienes comunes, como son los recursos naturales, de modo tal de no producir ni su despilfarro, ni su agotamiento, a fin de asegurar su disponibilidad (y/o su reemplazo por otro recurso similar) a las generaciones futuras.
- Prevenir distorsiones graves en materia de equidad y/o de beneficio social que pudieran producirse a partir de una inadecuada operación de los servicios o de las mismas condiciones restrictivas y/o monopólicas bajo las cuales se presta el servicio.

Anterior a la reforma, la propiedad pública de las empresas de servicios públicos era considerada, al menos por muchos, como sinónimo de que el Estado garantizaba las funciones ya descritas. Los detractores del sistema de propiedad pública ponían en tela de juicio esta identidad, en especial, porque el desfinanciamiento de estas empresas llegó a ser de grandes proporciones y no sólo no se garantizaba la expansión del servicio, sino que este hecho fue señalado como verdadero causante de importantes pérdidas sociales, especialmente por los efectos erosivos de la inflación, su impacto sobre los sectores de más bajos ingresos y en general, sobre toda la estructura productiva.

Este problema también afectaba de uno u otro modo la misma calidad de prestación de los servicios, el ritmo de su expansión y sus modalidades, con lo cual argumentaron que se desvirtuaba la presunta identidad entre función y propiedad estatal. Fue justamente este último argumento el esgrimido para proponer las reformas en tanto que aquellas funciones indelegables aparecían amenazadas. Sin embargo, con el transcurrir del tiempo y en la medida que la propia *praxis* del sector privado —motivada básicamente por el lucro— amenaza con desdibujar las responsabilidades del Estado, parece conveniente y necesario recordar el consenso mínimo en torno a cuáles son estas responsabilidades, el papel que se le asigna y en qué medida se ven ejecutadas a través de la función regulatoria.

Si se aceptan las responsabilidades del Estado antes señaladas, entonces se deben aceptar también un mínimo de funciones específicas, que compete a alguna de las instancias institucionales existentes, pero fundamentalmente al ENARGAS y en algún modo también a la Secretaría de Energía. Dichas funciones son:

- Elaborar y formular una política (desarrollar objetivos/instrumentos y estrategias para alcanzarlos).
- Lograr la definición de objetivos de desarrollo, consistentes en objetivos de política (grados de cobertura, exportaciones, desarrollo del sistema, ocupación); objetivos sociales (equidad, evitar abusos); objetivos económicos (eficiencia) y otros (contribución fiscal, protección del medio ambiente, preservación de los recursos naturales no renovables).
- Definir una Estrategia de Desarrollo Sectorial, relacionada con la forma en que se prevé que actuarán los actores, el diseño de instrumentos para guiarlos hacia los objetivos de la política pública, la definición de precios y tarifas, etc.
- Proporcionar el marco legal adecuado para el funcionamiento del sector, lo que implica la formalización de las reglas, la determinación del poder de control, el régimen de sanciones y premios, etc.
- Determinar los mecanismos de control y revisión de la política y de sus resultados, lo que requiere el seguimiento de la ejecución, lo cual a su vez necesita de información confiable y sistemática, de análisis críticos, de la revisión periódica de las metas, su grado de cumplimiento, de la adecuación de los mecanismos implementados y por implementar.
- Desarrollar la regulación correspondiente, lo que implica no sólo la formalización de los principios de política, sino también la especificación de los procedimientos cuyo detalle es necesario abordar a través de distintos instrumentos jurídicos y de procedimiento. En tal sentido son fundamentales los modelos de licencia en los que se especifican dichos detalles. Se debe así determinar sobre quién recae la responsabilidad del abastecimiento en última instancia, las normas técnicas que hacen a la operación del servicio, las penalizaciones por incumplimientos, los modos de supervisión, etc.

Habiendo especificado mínimamente en qué consiste el papel del Estado en materia de servicios públicos, cualquiera sea el esquema institucional vigente, se intentará caracterizar el transporte y la distribución de gas como servicio público en el caso de Argentina. Si bien las principales características del nuevo Marco Regulatorio ya fueron descritas y comentadas, se verán ahora los aspectos de la Ley Marco específicamente relacionados con el carácter de servicio público de la actividad y cómo se resuelven los aspectos pertinentes a dicho carácter.

B. El transporte y la distribución de gas como servicio público

El Marco Regulatorio para las actividades de transporte y distribución de GN está establecido en lo más básico, como se dijo, por la Ley N° 24 076 del 20 de mayo de 1992, promulgada parcialmente el 9 de

junio de 1992, y por su reglamentación mediante el Decreto N° 1 738/92 del 18 de septiembre de 1992. Según el marco jurídico la actividad es considerada servicio público nacional (artículo 1) y sujeta a regulación por el ENARGAS (artículo 50). Por medio de estos instrumentos se establece, no obstante, el carácter predominantemente privado de las actividades en tanto que el transporte y la distribución de GN deberán ser realizados por personas jurídicas de derecho privado habilitadas por el Poder Ejecutivo mediante licencias, concesiones o permisos. El Estado Nacional o Provincial sólo podrá hacerse cargo cuando el sector privado no desee participar o caduquen o se extingan las licencias, concesiones, permisos o habilitaciones otorgadas por un plazo de treinta y cinco años (artículo 5), prorrogable por otros diez (artículo 6).

La seguridad del suministro firme (o no interrumpible) recae sobre transportistas y distribuidores en tanto éstos no pueden abandonar las instalaciones necesarias para el suministro, ni dejar de hacerse cargo del mismo (artículo 19). Por otra parte son ellos los encargados de tomar todos los recaudos para garantizar el suministro de los servicios no interrumpibles (artículo 24).

Aún el suministro a largo plazo, es responsabilidad de estos actores en tanto se establece en el artículo 33 que: “las habilitaciones podrán obligar a los transportistas y distribuidores a extender o ampliar las instalaciones cuando ello resulte conveniente a las necesidades del servicio público, siempre que puedan recuperar mediante tarifas el monto de las inversiones a la rentabilidad establecida en el artículo 39 de la misma ley”. Por su parte dicho artículo 39 establece que la rentabilidad deberá ser similar a la de otras actividades de riesgo equiparable y guardar relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria de los servicios. Aun cuando el análisis crítico de la formulación de este aspecto crucial de la ley será abordado más adelante, es necesario remarcar aquí el carácter visiblemente difuso de los términos empleados para definir un aspecto tan fundamental de la regulación cual es la obligatoriedad de expandir el sistema y las consideraciones acerca de cuáles son las circunstancias que delimitan el carácter de dicha obligatoriedad, tratándose de un servicio público. Como se verá luego la ambigüedad de estos artículos, es la clave que permite a las empresas transportistas, y especialmente a las distribuidoras, captar una renta indebida apropiándose de inversiones realizadas por terceros, naturalmente interesados en la expansión del servicio.

En caso de que un servicio de transporte y/o de distribución fuese requerido y rechazado por el transportista y/o distribuidor, la parte requeriente podrá pedir al ENARGAS su intervención, la cual consistirá en primera instancia en una audiencia pública y luego en expedirse sobre el requerimiento en particular. Es decir, que el Marco Regulatorio de la actividad obliga, en cierto modo, al suministro de los usuarios ya conectados o existentes, pero no garantiza per se la expansión del sistema. Esto se infiere con mayor claridad a través de la reglamentación de la Ley Marco. Así, por ejemplo, los distribuidores y transportistas deberán informar al ENARGAS, con la periodicidad que éste determine, los recaudos tomados para asegurar el servicio en firme a los usuarios no interrumpibles (reglamentación del artículo 24). Sin embargo, la solicitud de un servicio dentro de la zona de distribución de un prestador es considerada razonable sólo si puede ser satisfecha por el distribuidor obteniendo un beneficio acorde a los términos de la habilitación. En tal sentido, a pesar de que el mecanismo de arbitrio es la audiencia pública, el ENARGAS no puede obligar al distribuidor a prestar el servicio, salvo que los mayores costos sean compensados por quien solicita el servicio. En efecto, la reglamentación del artículo 25 establece que: “... en la medida que exista desacuerdo entre el distribuidor y un solicitante del servicio con relación a si una solicitud de nuevos servicios es o no razonable el ENARGAS ejercerá su autoridad, conforme a lo previsto por el artículo 29 de la ley a pedido de cualquiera de las partes”. En todos los casos los mayores costos para el distribuidor, de existir, deberán ser íntegramente compensados por quien solicita el servicio”.

Aun cuando el principio aplicado es razonable y responde a la mayoría de los objetivos de la ley, expresados en el capítulo 1° de la misma, es evidente que el problema de la asimetría de información no está debidamente contemplado. Así es porque ni el propio ENARGAS está en condiciones de establecer con precisión, cuál sería realmente el monto del mayor costo de cada obra de ampliación solicitada, cuando no se dispone de una proyección del sistema a futuro y ni se conoce la variación de costos operativos implicados en cada obra. La empresa sí los conoce, o al menos está en condiciones de aproximar el cálculo, mientras que el ENARGAS realiza sus análisis (en última instancia) con la información que aquella le proporciona y no tiene mayor oportunidad de discutir directamente con el distribuidor, aun suponiendo que existiese la suficiente voluntad política para hacerlo.

Por otra parte la reglamentación del artículo 29 expresa taxativamente que: “...el ENARGAS establecerá el procedimiento que observarán las partes a fin de resolver sus diferencias en cuanto al suministro de gas o acceso a la capacidad de transporte disponible pero en ningún caso se exigirá a un transportista que amplíe sus instalaciones ...”. En realidad toda la expansión del sistema y la mayor parte de las inversiones futuras

se rigen por criterios implícitos de mercado. Sólo las inversiones obligatorias son objeto de un seguimiento especial por parte del ENARGAS. Así en la reglamentación del artículo 31 se dispone que el ENARGAS deberá efectuar un seguimiento del cumplimiento de las obligaciones asumidas bajo la forma de inversiones comprometidas a fin de asegurar la continuidad y condiciones de seguridad del servicio, debiendo, además, el ENARGAS evaluar periódicamente la calidad de las prestaciones efectuadas por las licenciatarias habilitadas.

Uno de los aspectos más importantes respecto a asegurar la prestación del servicio y su calidad, al menos desde el mero punto de vista operativo en el corto plazo, lo constituye la supervisión por parte del ENARGAS de la capacidad de transporte que contratan las distribuidoras con el objeto de garantizar el suministro en firme, cuya responsabilidad recae en toda instancia sobre la distribuidora. En tal sentido el ENARGAS ha actuado de modo tal de obligar a las empresas distribuidoras reservar capacidad en exceso razonable, pero les ha permitido revender dicha capacidad, de modo tal de no afectar la rentabilidad de las distribuidoras. En la actualidad a través de dos resoluciones el ENARGAS obliga a las distribuidoras a publicar en Internet información acerca de los cortes de suministro a los usuarios interrumpibles y la tarifa correspondiente y los datos de capacidad del sistema, novedades, llamados a concursos, oferta de cesiones y de reventa de la capacidad adquirida.²²

Con respecto al rol del Estado en los eslabones de transporte y distribución de la cadena del gas, el mismo es claramente regulador habiendo abandonado por completo el papel empresario. Cabe preguntarse, por consiguiente, en qué medida las funciones indelegables del Estado en materia de prestación de servicios públicos y/o de infraestructura están cubiertas en el nuevo esquema. Es evidente, por lo anteriormente expuesto, que los aspectos relacionados con el establecimiento de una estrategia de desarrollo para el sector y con relación a los objetivos de política nacional no están desplegados con la intensidad ni claridad con las que fueron tratados los aspectos económicos y los más operativos, razón por la cual ni siquiera es posible aplicar enteramente criterios de equidad o evitar distorsiones serias en lo que concierne al beneficio social. Es decir, el papel del Estado ha quedado reducido a una supervisión operativa y legal del sector sobre la base de lo establecido en la ley, pero es muy débil en términos de su capacidad de orientar a largo plazo los rumbos de la industria del gas.

C. Configuración y desenvolvimiento posterior a las reformas

1. Configuración del sistema

Tras la privatización de Gas del Estado y de YPF el sistema de abastecimiento de gas quedó configurado en dos grandes sistemas regionales, el del norte del país y el del sur.

El del norte del país, abastecido desde las CNQ y del noroeste (incluyendo el gas de Bolivia), corresponde al sistema de la TGN, que alimenta a las distribuidoras Buenos Aires Norte (BAN), del Centro, Cuyana, Litoral y Noroeste. Este sistema daba cuenta en el inicio, de alrededor del 40% del mercado y estaba integrado en forma vertical a través de la participación de socios comunes en cada una de las tres etapas fundamentales de la cadena. Aun cuando desde el punto de vista accionario, el grupo CGC (Soldati), aparecía como el actor integrado más importante de la cadena, Techint el proveedor y constructor local más importante de gasoductos y redes aparecía posesionado en tercer lugar pero con fuertes vinculaciones con los actores del resto de los eslabones (véase R. Kozulj, 1993). Es de destacar que su posicionamiento en la cadena no sería explicable tanto en función de los beneficios típicos de la integración vertical (ventas de gas y de servicios de transporte a sus propias distribuidoras o bien a grupos vinculados incluso en forma débil), sino en virtud de la posición estratégica para el desarrollo del mercado externo e interno de gas en forma simultánea. En tal sentido cabe destacar que el grupo posee a través de Tecpetrol poco menos del 50% de las reservas de la CNO, mientras que Pluspetrol es el actor que dispone de prácticamente la totalidad del resto en dicha cuenca en vinculación también con Techint en el yacimiento Ramos, al menos en los comienzos.

El desarrollo, por consiguiente, de mercados externos en el centro y norte de Chile, y en Brasil, implica no sólo: i) la posibilidad de expandir las ventas de gas; ii) de participar en la construcción de nuevos gasoductos de exportación (por ejemplo, GasAndes); iii) de participar en las transportadoras de exportación (por ejemplo, el Gasoducto Norandino); sino también, iv) de condicionar la configuración futura del

²² Se trata de las Resoluciones N° 1 482/00 y 1 483/00 del ENARGAS. Esta última promueve la competencia en el transporte, al establecer los Lineamientos para la asignación de Capacidad, basados en los objetivos de la Ley de: libre acceso, no discriminación, uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte e incentivo a la eficiencia.

abastecimiento interno, y por lo tanto, contribuir al desarrollo interno del sistema de abastecimiento, generando nuevas oportunidades de negocio, anteriormente imposibles e innecesarias, quizás desde el estricto punto de vista de abastecer al mínimo costo. Por otra parte, tanto el litoral, como toda la zona norte, incluyendo la de BAN, son las de menor cobertura relativa, es decir, tienen los mercados menos desarrollados y ofrecen la mayor potencialidad para emprender nuevas obras.²³ Queda claro que el posicionamiento de Techint en el sistema norte del país tuvo como objetivo mejorar su prospectiva de largo plazo amenazada por la virtual parálisis de la expansión del sistema habida cuenta de la saturación alcanzada prácticamente hacia inicios de los noventa. Esto se verá mejor cuando se aborde el tema de la evolución del sistema real desde la privatización.

De cualquier modo el papel estratégico de Techint y del grupo CGC en este sistema no debe hacer perder de vista que, al igual que sucede en el sistema sur, el principal actor por lo que se refiere a la integración vertical, es actualmente el grupo Repsol-YPF. Ello se debe a que desde el momento en que Repsol adquirió YPF, y al ser prácticamente la empresa controladora de Gas Natural de España,²⁴ la que a su vez controla a Gas Natural de Buenos Aires que es el operador de BAN, se produce una integración que viola, si bien posiblemente no en forma, si en espíritu, la prohibición de integración vertical en tan alto grado dado que BAN es abastecida en más del 86% por Repsol-YPF (véase cuadro III-7, y *Ámbito Financiero*, 2000).²⁵

En el caso del sistema sur del país, que da cuenta de cerca del 60% del abastecimiento interno, la estrategia de integración vertical por los motivos típicos parece más evidente. Este sistema vincula los yacimientos de las Cuencas Austral y Neuquina con la TGS, la cual abastece a Metrogas (y parcialmente a BAN), y a Camuzzi gas Pampeana y del Sur. En un principio este sistema aparecía claramente dominado por la presencia de Pérez Companc, por su posesión de reservas en la CA (y parcialmente también en Neuquén); por su participación en YPF, que aun siendo minoritaria le permitía sino definir estrategias al menos proponerlas; por su participación mayoritaria en la TGS; por su participación en Metrogas. A su vez todo el sistema quedaba integrado por socios comunes a través de Citicorp, la que participaba en TGS y en las dos distribuidoras de Camuzzi. En el cuadro III-7 ya presentado se puede observar el efecto de la integración con respecto a la estructura de abastecimiento del sistema sur, teniendo en cuenta que el máximo admitido puede resultar en un 20% de las compras. Ponderando la participación accionaria de Pérez Companc en la cadena, al comienzo de la privatización ésta llegaba a casi 30% y el grado de control de dicha cadena por socios comunes superaba al 73%.

Ahora bien, una de las características del proceso post-privatización fue la modificación progresiva de la propiedad de acuerdo a los objetivos y estrategias de los diversos actores. En el caso concreto del sistema sur, el que sufrió los mayores reacomodos, fue notoria la entrada de Repsol-YPF a Metrogas (véase D. Aspiazu, 1999)²⁶ la principal distribuidora del país al tiempo que Pérez Companc disminuyó notoriamente dicha participación en la misma y se posicionó más favorablemente en la tenencia de reservas. Si bien YPF, ya desde el principio aparecía como el actor dominante del conjunto del sistema, ello era por su participación en el *upstream*. A partir de la compra de YPF por Repsol, la que antes había comprado también a Astra, la participación comenzó a darse también en el *downstream* (en distribución) y se fortaleció aún más en el *upstream*. Con los últimos datos disponibles, la participación de cada actor en cada eslabón de la cadena sería como la representada en el cuadro IV-1. En la parte superior de este cuadro se tienen los volúmenes vendidos y los ingresos por ventas, de lo cual emergen los distintos niveles de remuneración promedio, los que reflejan por su parte, las distintas estructuras de mercado de cada operador.

Los operadores técnicos internacionales de cada sistema también están en posiciones adelantadas, pero ninguna se acerca a las líderes. Todos ellos fueron incluidos en forma obligatoria en el negocio tras la privatización, dado que fuera de Gas del Estado no existía en el país ninguna empresa que contara con experiencia en el manejo de sistemas de transporte y distribución. Es decir, su participación se dio en función del carácter obligatorio impuesto por el Estado para la operación del servicio público. Dos, sin embargo, son actores muy importantes a escala internacional y participan en los incipientes desarrollos de sistemas en la región.

²³ Si bien es cierto que en general esta menor cobertura se vincula con razones climáticas, como zonas más cálidas, el argumento no aplica a la zona de BAN. Por otra parte el desarrollo de obras financiadas por terceros facilita la expansión aún en zonas cálidas.

²⁴ Repsol posee el 45.3% del paquete accionario de Gas Natural de España, y a su vez posee el 8.4% del paquete de La Caixa, la cual tiene 25.5% de Gas Natural de España. Ésta a su vez controla a Gas Natural BAN con el 51%, siendo además, el operador técnico del sistema. La definición de participación controladora según el artículo 23 de la Ley N° 19 550, es la posesión de 50% o más del paquete accionario.

²⁵ Hacia principios de junio el panorama de integración vertical volvió a modificarse cuando se hizo público el anuncio de la compra por parte de Total-Fina-Elf de una parte del paquete accionario de la TGN, del gasoducto Gas Andes y de los gasoductos Transportadora de Gas del Mercosur y "Transportadora Sulbrasileira de Gas (TSB)", los tres últimos con destino a la exportación.

²⁶ Dicha entrada se realizó a través de la participación de Repsol en el 66% del paquete accionario de Astra, compañía que posee más del 22% de Metrogas según ENARGAS. Según otras fuentes, dicha participación sería actualmente del 31.7%.

El elevado grado de concentración de la propiedad y la integración de la cadena crece aún más cuando se considera la participación de los principales actores en el negocio de la electricidad a nivel local e internacional, especialmente en Brasil, país en el cual los operadores locales e internacionales participan también en el negocio del gas. En el caso de Repsol-YPF las vinculaciones con ENDESA de España implican una presencia en el sector de la distribución y generación eléctrica en la principal zona del país a través de EDENOR, EDESUR, Central Costanera y Central Dock Sud. En el caso de Pérez Companc, esta vinculación también se da a través de EDESUR y, hasta hace poco en Central Costanera, y Genelba. Por su parte la integración es aún mayor en tanto trasciende las fronteras nacionales. En el caso de Repsol-YPF a través de GN, se ha adjudicado la distribución en San Pablo y participa de los consorcios que proyectan llevar gas al Brasil (véase Tecnoil, 2000).²⁷

Cuadro IV-1
PARTICIPACIÓN DE LOS SOCIOS EN LAS UNIDADES PRIVATIZADAS Y EN EL UPSTREAM

En porcentajes

Sociedades integrantes y operadores	Ofereentes mayoristas	Transporte		Distribuidores							
		TGN	TGS	Gasnor	Centro	Cuyana	Litoral Gas	BAN	Metrogas	Camuzzi Pampeana	Camuzzi Sur
Volumen (MM m ³)	24 509 746	8 629 046	13 430 346	1 659 111	1 623 940	1 753 537	3 098 480	3 065 970	4 910 401	3 727 030	3 147 531
Ventas (en millones de \$)	1 052,2	202,7	395,1	90,78	147	129	167,6	395,8	602,3	367,7	201,4
Precio medio (en U\$S MMBTU)	1,163	0,636	0,797	1,482	2,452	1,977	1,465	3,497	3,323	2,673	1,733
Repsol-YPF	61,6										
Bridas Chauvco	6,2										
Santa Fe	3,8										
CGC	2,5	19,1						2,1			
Bridas-Astra (Repsol-YPF)	1,9										
Techint	1,3	19,1									
Pérez Companc	13,5		35,0								
CMS		25,0									
Nova Gas International		19,0									
Petronas de Malasia		12,8									
Enron			35,0								
Gasco				49,9							
Cartellone				49,9							
LG&E International Inc.					45,9	19,9					
Italgas					22,5	14,9					
Sidenco Americana					21,6	55,2					
Tractebel							36,0				
Iberdrola							18,0				
Garovaglio & Zorraquín							18,0				
17 de abril							18,0				
Gas Natural SDG								35,7			
Discogas Inversora								17,5			
Manra								14,7			
Farallon Gas Ban Investemnt								10,0			
British Gas									39,6		
Astra (Repsol-YPF)									31,7		
Camuzzi										36,0	45,9
CNG International Corporation										15,2	19,4
Pacific Enterprises										15,2	19,4
Productores de gas (resto)	9,2										
PPP		5,0			10,0	10,0	10,0		10,0	9,5	
Estado Nacional			27,0							20,0	10,0
Bolsa y/o Inversores varios			3,0	0,2				20,0	18,7	4,2	5,3
Total	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Fuente: Estimaciones propias con datos del Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS).

Nota: Debe ser, además, considerada la participación de Repsol-YPF en Astra y Gas Natural SDG y las vinculaciones de Iberdrola con Repsol. Este cuadro se modifica levemente a partir de la entrada de Total-Fina-Elf en TGN con la compra de cerca de 19.1% de las acciones que tenía la empresa canadiense.

Esta ilustración de la configuración del sistema con posterioridad a las reformas señala la dificultad de asegurar el clima competitivo que se propone como objetivo la ley, y por lo tanto la debilidad del Estado para asegurar las metas de equidad y de resguardo de los recursos. En resumen, la perspectiva de un mercado nacional y regional de energía integrado en forma vertical y repartido entre unos pocos actores dominantes, muestra la insuficiencia de la legislación existente para evitar los abusos que se derivan de posiciones dominantes.

Es de destacar que, en los comienzos de la operación del sistema, el abuso de la posición dominante no se dio sola o exclusivamente a través de los precios, sino también a través del debilitamiento de la seguridad del suministro en firme. En tal sentido y en ausencia de una ampliación considerable de la capacidad de transporte los operadores se veían tentados a no interrumpir en forma preventiva el servicio a usuarios interrumpibles, por lo general generadores eléctricos, ya que aun las virtuales penalizaciones por la interrupción del servicio firme, resultaban más económicas que el resguardo de la capacidad de pulmón del

²⁷ Por ejemplo en la TSB, que conectada a la Transportadora de Gas del Mercosur (TGM) o gasoducto a Uruguaina, extensión de TGN, prevé llevar gas a Porto Alegre y más tarde a San Pablo. En este proyecto participan YPF, Total, Petrobrás, Techint y Transcanada.

gasoducto o *line pack* (para una explicación concreta de este fenómeno ocurrido durante el invierno de 1993, véase A. Dobrusin y R. Kozulj, 1994). La respuesta del ENARGAS consistió en una fuerte presión política amenazando retirar la licencia al operador responsable, pero este hecho estaba débilmente contemplado en el Marco Regulatorio vigente. Sin embargo, la evolución posterior del sistema no presentó más inconvenientes relacionados con esta temática debido tanto a la ampliación de la capacidad, a la propia evolución del mercado (en tanto disminuyó la cantidad de ventas en régimen interrumpible), y al peso efectivo de la amenaza del ENARGAS.

2. La expansión del sistema y las modalidades de operación

Con respecto a la expansión del sistema desde la reforma cabe señalar varios aspectos. Por una parte se tiene el hecho de que la dicha mayor expansión se dio en función de crear capacidad de exportación en los puntos de vinculación del sistema interno con los nuevos gasoductos de exportación. En segundo lugar la expansión de la capacidad de transporte interno se realizó sobre la base de nuevas plantas compresoras y no de nuevos troncales. En tercer lugar la ampliación de las redes de distribución se da con fuerte prefinanciamiento de los usuarios los que recuperan tan sólo una parte del costo de la inversión transferida obligatoriamente a las compañías de distribución, salvo que se constituyan en subdistribuidores.

El sistema que sufrió la mayor expansión es el del norte, en particular los Gasoductos del Norte y Centro-Oeste, en especial a raíz de los proyectos de exportación, GasAndes, y Norandino. No es ajeno a este incremento, el mayor consumo de gas con destino a la generación de electricidad adentro de las fronteras nacionales. Nótese, además, que la capacidad del sistema de distribución ha sido incrementada en un 18% (de 81 973 km en 1994 a 96 769 km en 1999), en términos de longitud de las redes, magnitud próxima al incremento en el consumo de los usuarios cautivos, y de la ampliación de la capacidad troncal en el principal centro receptor que es el GBA.

Como conclusión parcial de este análisis se puede decir que hasta el momento las reglas de juego de mercado han permitido la expansión del sistema y posiblemente lo continúen haciendo en el futuro. Sin embargo, dentro de estas reglas se debe incluir el hecho de que los usuarios están dispuestos a financiar las obras. Si bien existen procedimientos para demostrar la necesidad de financiamiento por parte de los terceros interesados y se encuentra regulada la transferencia de las obras financiadas por terceros, lo cierto es que, incluso así, a través de este mecanismo, las distribuidoras se apropian de una parte de la inversión que no realizan. Es por otra parte muy difícil, sino imposible, demostrar esto en ausencia de un plan de expansión y en ausencia del control fino de la estructura de costos de la empresa por parte del ENARGAS. Esto es así, dado que en última instancia se trata de determinar qué proporción de la tarifa unitaria de un usuario tipo, de una categoría determinada de usuarios, está destinada a expansión, cuánto al recupero de la inversión original, cuánto a la estructura general de gastos y cuánto a los de operación y mantenimiento del sistema.²⁸

Respecto a las modalidades operativas, conviene examinar la evolución de la capacidad contratada en firme y su grado de utilización. Como se aprecia en el cuadro IV-2, el mayor crecimiento de la demanda en firme se opera a partir de la participación de cargadores directos en el sistema, lo que incluye el gas exportado y para procesamiento.

Los porcentajes de crecimiento de la capacidad contratada en firme por cada licenciataria no reflejan sólo el crecimiento respectivo de sus mercados, sino las estrategias de cada empresa y las reglas del ENARGAS fijadas en función de los parámetros necesarios para garantizar los suministros en firme por excelencia. En tal sentido, que el porcentaje de ventas en las categorías de usuarios en firme por excelencia (residenciales, comerciales, subdistribuidores, GNC, pequeños industriales y entes oficiales) constituye una porción significativamente menor del total de la capacidad reservada.²⁹ El cuadro IV-3 es un intento de presentar las características del mercado de compra de capacidad, utilización de la misma y ventas según se deriven de exigencias de cobertura del servicio en firme u otra categoría. El análisis se ha efectuado con datos de 1998, los cuales en principio reflejan la situación actual y de los últimos años aun cuando como es lógico existan variaciones entre ellos. Quizás lo más importante de destacar sea el hecho de que Metrogas aparece con exceso de capacidad contratada en forma

²⁸ Este tema ha sido tratado en detalle en Kozulj, R. (1995) Obras de gas financiadas por terceros y renta indebida: ¿qué puede hacer el ENARGAS para evitarla?, IDEE/FB, Bariloche, mayo de 1995 publicación interna s/n.

²⁹ Este porcentaje oscila entre 30 y 85% según las empresas y sus carteras de clientes, según las condiciones climáticas y según las diversas estrategias de los operadores. En principio no es fácil arribar a una cifra exacta debido a que las estadísticas mezclan el gas vendido en las categorías Firme e Interrumpible en Distribución (ID/FD) cuando es por cuenta de terceros. Del mismo modo complica la extracción de inferencias el hecho de que las estadísticas incorporan las ventas de gas en boca de pozo, las que por definición no requieren utilizar la infraestructura de transporte.

sistemática, mientras que Camuzzi Gas del Sur, aparece en una situación casi opuesta, lo que hace pensar en una estrategia para maximizar beneficios por parte de ambos actores en tanto las distribuidoras pueden revender capacidad. Nótese que Camuzzi opera la zona con mayor riesgo climático y que la participación de socios comunes en TGS y Metrogas daría una alta racionalidad a dicha estrategia, posiblemente seguida también por otros actores. Aun cuando la evidencia es insuficiente, no parece desacertado sospechar que la hipótesis planteada es verosímil.

Cuadro IV-2

CAPACIDAD CONTRATADA EN FIRME POR LAS DISTRIBUIDORAS Y GRADO MEDIO ANUAL DE UTILIZACIÓN DE LA CAPACIDAD - SEGÚN LICENCIATARIA EN EL PERÍODO 1994-1998

Licenciataria	1994 (MMm ³ día)	1998	1994-1998 (%)	
			Utilización Promedio	Incremento
Metrogas	21 334	23 557	77.4	10.4
BAN	11 719	11 765	62.9	0.4
Litoral	6 671	6 613	91.9	-0.9
Centro	4 410	5 703	78.3	29.3
Cuyana	3 449	4 156	86.4	20.5
Gasnor	4 238	4 988	83.0	17.7
Pampeana	10 409	12 210	75.1	17.3
Sur	8 078	7 150	67.8	-11.5
Subtotal DISTCO	70 308	76 142	75.6	8.3
Cargadores directos	883	20 614		2 234.5
Total	71 191	96 756		35.9

Fuente: Elaboración propia con datos del Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS).

Cuadro IV-3

ESTIMACIÓN DE CAPACIDAD CONTRATADA EN FIRME POR LAS DISTRIBUIDORAS, UTILIZACIÓN Y VENTAS SEGÚN TIPO DE TARIFAS - DATOS DE 1998

Licenciataria	Volumen (MMm ³)			Ventas (%)		
	Contratado	Utilizado	Totales ^a	En firme	Resto ^b	Firme-Total reservado ^c
Metrogas	23 557	16 655	13 479	57.2	42.8	37.1
BAN	11 765	7 635	8 403	76.2	23.8	53.5
Litoral	6 613	6 329	8 489	26.0	74.0	34.0
Centro	5 703	4 368	4 449	55.7	44.3	44.9
Cuyana	4 156	3 541	4 864	41.8	58.2	50.9
Gasnor	4 988	4 454	7 330	32.4	67.6	29.3
Pampeana	12 210	8 938	13 769	74.4	25.6	66.5
Sur	7 150	5 227	13 801	67.4	32.6	87.1
Subtotal	76 142	57 147	74 584	56.8	43.2	49.6

Fuente: Elaboración propia con datos del Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS).

Notas: ^a Por área de distribución. Incluye Gas en boca de pozo.

^b Incluye ID/FD por cuenta de terceros.

^c No incluye ventas Firmes por cuenta de terceros.

En general puede ser afirmado entonces que si bien el sistema ha operado correctamente desde la privatización, con índices relativamente bajos de reclamos que han pasado desde valores de 1.1 a 3.4 reclamos mensuales cada 1 000 usuarios en 1994 a sólo 0.7 a 1.7 reclamos mensuales cada 1 000 usuarios en 1998, según las distintas distribuidoras, el Estado no ha sido capaz de garantizar la ausencia de apropiación de rentas indebidas y/o de carácter monopólico, como tampoco resulta claro que sea capaz de controlar a largo plazo distorsiones de precios entre el mercado interno y el externo. Es decir, que mientras las funciones y responsabilidades básicas del Estado, descritas más arriba, están por lo general, contempladas en el nuevo esquema bajo el cual opera la industria, a fin de garantizar la prestación del servicio y una calidad razonable del mismo, se requeriría fortalecer mucho más el área de prospectiva y planificación, a fin de evitar el traspaso de rentas no justificadas. Lo anterior, con el objeto de darle una mayor racionalidad a la expansión del sistema en el largo plazo y para evitar distorsiones en la mecánica de formación de precios, en especial por el impacto potencial previsible de las exportaciones sobre el sistema de abastecimiento interno, y también por los efectos de algunas disposiciones del Régimen de Licencias que permiten la generación y apropiación por parte de las distribuidoras de renta de transporte y no estimulan un régimen más abierto y competitivo, esto se tratará en los próximos capítulos.

V. La formación de precios

El esquema tarifario implementado tras la reforma del sector de GN se propuso modificar algunos conceptos básicos, que a juicio de las autoridades que efectuaron la transformación del sector, eran inadecuados para el desarrollo eficiente de la industria en esta nueva etapa. Se argumentó que: i) los niveles tarifarios previos no reflejaban los costos; ii) las tarifas eran de naturaleza política (objetivos antinflacionarios y/o redistributivos); iii) contenían muchos y elevados impuestos y eran diferenciadas por tipo de usuario más que por tipo de servicio; iv) existían subsidios cruzados entre diversos tipos de usuarios, y que, v) existía una total indefinición del mercado mayorista del gas (véase ENARGAS, Informe 1993, capítulo VI, pp. 65-67).

En consecuencia, en el nuevo esquema tarifario se propuso que: i) las tarifas fueran diseñadas en términos económicos; es decir, que permitieran una rentabilidad similar a la de otras actividades de similar riesgo; ii) se les gravara con menos impuestos; iii) fuesen diferenciadas según tipo de servicio y no de usuario; iv) contuvieran subsidios explícitos pero no cruzados; v) permitiesen el desarrollo de un mercado mayorista; vi) el precio final al usuario resulte de la suma de los precios de los tres componentes básicos: a) el precio del gas en boca de pozo; b) la tarifa de transporte, y c) la tarifa de distribución.

Mientras que el precio del gas es, en principio, libre (desde su desregulación en 1994), y aun cuando el ENARGAS no siempre permite el paso del 100% del costo de los contratos de las distribuidoras con los productores y/o comercializadores a la tarifa final, los precios del transporte y de la distribución están estipulados por tarifas reguladas por el ENARGAS, las cuales son fijadas por períodos quinquenales y ajustadas por inflación de los EE.UU. cada seis meses.

El criterio bajo el cual se diseñaron las tarifas de transporte y distribución ha sido el *price-cap* o tarifa máxima, aduciendo que este método es superior al *cost-plus* o costo del servicio, en tanto no induciría a la manipulación contable de los costos y se evitarían engorrosos procedimientos para el ajuste periódico de las tarifas.

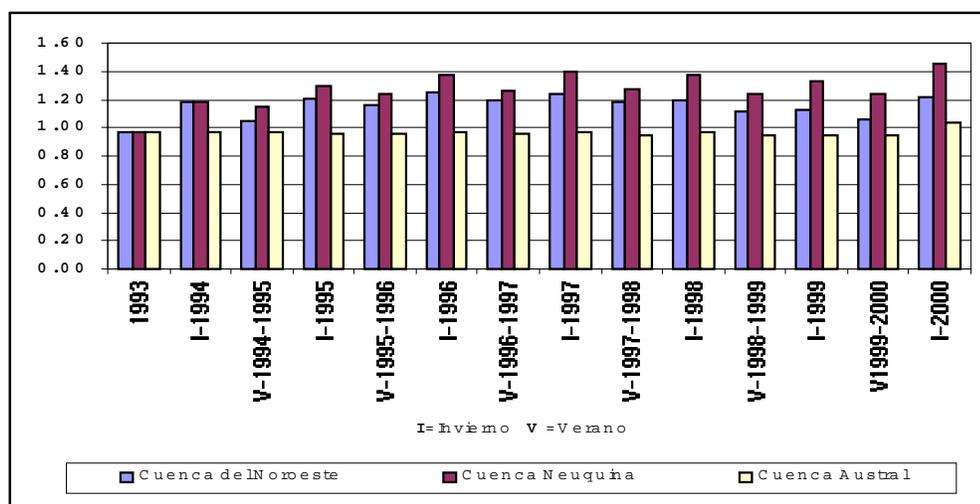
Aun cuando existe un amplio consenso acerca de la superioridad del método de *price-cap* respecto a sus alternativos, también es cierto que todos los expertos saben que el verdadero secreto reside, en este caso, en el punto de partida inicial para el cálculo de las tarifas máximas ya que es allí donde se acumulan en la práctica todos las eventuales arbitrariedades en el manejo de la información. El diseño de las tarifas iniciales se realizó sobre la base de garantizar una muy amplia rentabilidad, en tanto se utilizaron para su cálculo prácticamente costos reales de reposición de los activos y el precio de venta de las unidades se dio por debajo de los mismos.

Los valores resultantes de las valuaciones de las unidades de negocio calculadas sobre la base de: i) las tarifas iniciales con volúmenes inferiores a los que efectivamente se vendieron; ii) una imputación de elevados costos de O&M, y iii) una tasa del 16.8% para un período de diez años, son en casi todos los casos, superiores al valor total pagado durante la privatización, cuando a este último se lo expande al 100%, realizando estimaciones con datos de Gas del Estado, el Decreto N° 48/91 del MEOSP se llega a que el paquete accionario de las unidades fue vendido en porcentajes de entre 60 y 90% y muy superiores al pago en efectivo también expandido al 100%. Adicionalmente, los títulos de la deuda externa e interna aceptados para el pago de los activos privatizados se aceptaron a un valor por encima del que tenían en el mercado antes de las reformas económicas, y del que hubieran tenido en cualquier otro contexto fuera de la privatización.

Se puede decir que las tarifas finales para cada tipo de usuario, desde la desregulación de la industria del gas en la Argentina, son una resultante de: i) la evolución de los precios del gas en el mercado mayorista; ii) los ajustes quinquenales y semestrales a las tarifas de transporte y distribución; iii) la metodología de prorrateo de los costos de transporte y distribución entre los distintos tipos de usuarios firmes e interrumpibles, y iv) la acción del ENARGAS para intentar limitar el *pass-through* en forma directa o automática, habida cuenta de los objetivos señalados en la Ley Marco. En los 7 años transcurridos desde la reforma del sector las mayores variaciones en las tarifas finales se derivan de los precios del gas, mientras que los ajustes semestrales han sido de relativamente bajo impacto, al igual que la revisión quinquenal de las tarifas de transporte y distribución.

Gráfico V-1
EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS PROMEDIO POR CUENCA DESDE LA DESREGULACIÓN

En \$US/MMBTU



Fuente: Estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía y del Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS).

A. La formación de precios en el mercado mayorista

Como se ha señalado los precios del gas en boca de pozo quedaron desregulados a partir de 1994 y desde 1995 se fue conformando un mercado *spot* muy reducido. En el gráfico V-1 se visualiza la evolución de los precios promedio del gas por cuenca productora. Aun cuando el incremento sostenido en el valor del gas de la CNQ parecía haber alcanzado un máximo en el invierno de 1997 y a partir de allí había experimentado

una leve baja. En el reciente período invernal se vuelve a remontar a valores que superan aún ese máximo. La razón de tal comportamiento se debe a la fórmula contractual que sirve para reajustar los contratos celebrados entre las distribuidoras y los productores-comercializadores, principalmente el caso de Repsol-YPF, y que vincula el precio del gas con la evolución del precio del crudo en el mercado internacional, con valores piso y tope para dicho ajuste. El incremento del gas en la CNQ, la que provee más del 50% del gas producido internamente, ha sido del 50.3% entre el período que va desde el invierno de 1993 al invierno de 2000. Sin embargo, este aumento ya fue del 22%, del 34.4%, del 42.3% y del 44% con relación al valor inicial, en los inviernos de 1994, 1995, 1996 y 1997, respectivamente.

En el caso del gas proveniente de la CNO los aumentos rondaron entre 20 y 30% en los períodos invernales y en el caso del gas de la CA, los precios se mantuvieron estables, siendo los que dieron lugar a la renta de localización del resto de los yacimientos.

Durante los períodos estivales, el aumento del gas de la CNQ osciló en torno a un 30% de aumento respecto al punto de partida luego de 1995 y el incremento de la CON lo hizo en un orden variable del 10 a 24%. Por otra parte, los precios presentados en el gráfico V-1 reflejan los valores promedio por cuenca los que en principio resultan como promedio ponderado por volúmenes de los precios pagados por las distribuidoras, los grandes usuarios, los generadores eléctricos y los importadores de países limítrofes; actualmente Chile.

El cuadro V-1 se dan los valores de los distintos tipos de contratos para diferentes segmentos de mercado (distribuidoras, grandes usuarios industriales y generadores).

Cuadro V-1
PRECIOS EN EL MERCADO DE CORTO, MEDIANO Y LARGO PLAZO - 1994-1999

En porcentajes

Cuenca		1997	1998	1999
Neuquina	Relación SPOT/MP y LP GU	97.0	104.4	103.5
	Generadores	101.2	105.5	99.3
	Distribuidoras	91.2	89.8	92.0
Noroeste	Relación SPOT/MP y LP GU	128.5	97.5	101.0
	Generadores	-	-	121.9
	Distribuidoras	87.4	88.1	89.2

Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía.

Se puede apreciar que, los valores unitarios correspondientes a los contratos de mediano y largo plazo de los grandes usuarios, generadores eléctricos y compañías distribuidoras de gas no presentan una dispersión significativa, aun cuando es evidente que son estas últimas las que pagan el precio más elevado, lo que se puede explicar por el hecho de que son las responsables legales del abastecimiento en firme. Sin embargo, aun cuando esta razón pudiera ser válida es de sospechar que la integración vertical entre productores y distribuidores (en especial por el caso de Repsol-YPF a través de su participación vía Repsol a través de gas natural en BAN y de Astra en Metrogas) es la responsable de estos mayores y crecientes precios del gas (véase ENARGAS, 2000).³⁰

Por otra parte los precios en el mercado *spot* (o de corto plazo) para los grandes usuarios y centrales eléctricas ha aumentado después de 1995 más que los precios de los contratos de mediano y largo plazo, situándose en niveles superiores a los de los contratos salvo para el caso de las distribuidoras. Esto debe ser visto como el resultado de las adhesiones al ya antes citado y comentado Decreto N° 1 020/95.

Se observa así que ni los grandes usuarios ni los generadores han tenido mayores incentivos para comprar en el mercado de corto plazo, mientras que los prestadores del servicio de distribución han conseguido rebajas de un orden del 8 a 12% respecto a los contratos de mediano y largo plazo por ellas suscritos.

A pesar de los incentivos otorgados por el Decreto N° 1 020 de 1995, las adhesiones han sido tardías para la mayor parte de las compañías (véanse cuadros V-2 y V-3) y los volúmenes contratados en el *spot* de baja significación.

³⁰ Es de hacer notar que en los considerandos de las últimas resoluciones del ENARGAS, se deja expresa constancia de este hecho a través de las declaraciones del defensor de oficio de los usuarios, el que ha expresado: "Las distribuidoras no han desplegado una estrategia de compra coherente para el adecuado ejercicio de las obligaciones que les impone la Ley N° 24 076 artículo 38 inciso d) "...las prestadoras no han podido o no han querido, o ambas cosas, ejercer su poder de compra ante los productores...".

Cuadro V-2

DISTRIBUIDORAS ADHERIDAS AL DECRETO N° 1 020

Año	Período	BAN	Camuzzi		Distribuidora		Gasnor	Metrogas
			Pampeana	Sur	Centro	Cuyana		
1995-1996	octubre - abril	✓						
1966	mayo - septiembre	✓						
1996-1997	octubre - abril	✓	✓	✓			✓	
1997	mayo - septiembre	✓	✓	✓			✓	
1997-1998	octubre - abril	✓	✓	✓	✓		✓	
1998	mayo - septiembre	✓					✓	
1998-1999	octubre - abril	✓	✓	✓	✓		✓	
1999	mayo - septiembre	✓	✓	✓	✓		✓	✓
1999-2000	octubre - abril	✓			✓			✓

Fuente: Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS).

Cuadro V-3

VOLÚMENES TOTALES DE GAS NEGOCIADOS EN EL MERCADO SPOT POR MES, SEGÚN CUENCA, PERÍODO 1994-2000^aEn millones de m³/día

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Promedio anual	MM m ³ /día	%
Noroeste															
1994	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12.4	0
1999	1.65	1.18	1.32	1.17	0.73	1.18	0.86	0.91	1.08	1.42	0.88	0.92	1.11	15.4	7.2
2000*	0.43	0.84	0.41	0.59	0	0	0	0	0	0	0	0	0.56	13.3	4.2
Neuquina															
1994	0.18	0.18	0.21	0.58	0.18	0.27	0.14	0	0	0.23	0.34	0.19	0.21	43.1	0.5
1999	3.02	1.91	2.70	4.28	2.58	2.47	4.49	2.00	2.17	2.29	3.64	2.04	2.80	54.3	5.2
2000*	2.27	2.94	2.97	0.55	0	0	0	0	0	0	0	0	2.18	50.5	4.3
Austral															
1994	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21.2	0
1999	0.13	1.48	5.65	3.31	1.31	1.49	0.75	1.65	0.77	1.08	2.38	0.20	1.68	16.1	10.5
2000*	1.26	0.61	0.89	0.77	0	0	0	0	0	0	0	0	0.88	15.9	5.6
Total País															
1994	0.18	0.18	0.21	0.58	0.18	0.27	0.14	0	0	0.23	0.34	0.19	0.21	76.7	0.3
1999	4.80	4.56	9.67	8.76	4.63	5.14	6.10	4.56	4.03	4.80	6.90	3.16	5.59	85.8	6.5
2000*	3.96	4.39	4.27	1.90	0	0	0	0	0	0	0	0	3.63	79.7	4.6

Fuente: Elaboración propia con datos suministrados por la Secretaría de Energía.

^a Datos del 2000 sólo hasta abril.

En efecto, aun cuando los volúmenes comprados en el *spot* han ido creciendo se puede apreciar que su participación alcanza a sólo un 4 a 6% del total, con muy escasa influencia, por consiguiente, sobre la formación de precios.

El precio (promedio) del gas incluido en las tarifas finales, ha seguido la tendencia de los precios de cuenca mostrados en el gráfico V-1 y las distribuidoras que han participado en el mercado *spot* adhiriendo tempranamente al Decreto N° 1 020/95 (por ejemplo: BAN, Camuzzi y Cuyana) son las que presentan los mayores incrementos en los precios, justamente en el período en que se supone los precios del mismo deberían reflejar una sobreoferta de gas, como lo es el período octubre mayo de cada año. Sin embargo, cabe aclarar que este hecho se debe también a la distinta composición del gas adquirido en cada cuenca y al hecho de que los precios en cada una de ellas son distintos.

De todos modos es de hacer notar que los precios del gas incluidos en las tarifas finales, autorizados por el ENARGAS, se han mantenido prácticamente estables y hasta han tendido a descender levemente después de 1997, aun cuando siempre se han mantenido un poco por encima del promedio ponderado de los precios de cuenca (V-2). Como se puede constatar, estos datos no registran aún el incremento ocurrido recientemente (período invernal 2000), y que se hace patente en el gráfico V-1 que fue presentado más arriba.

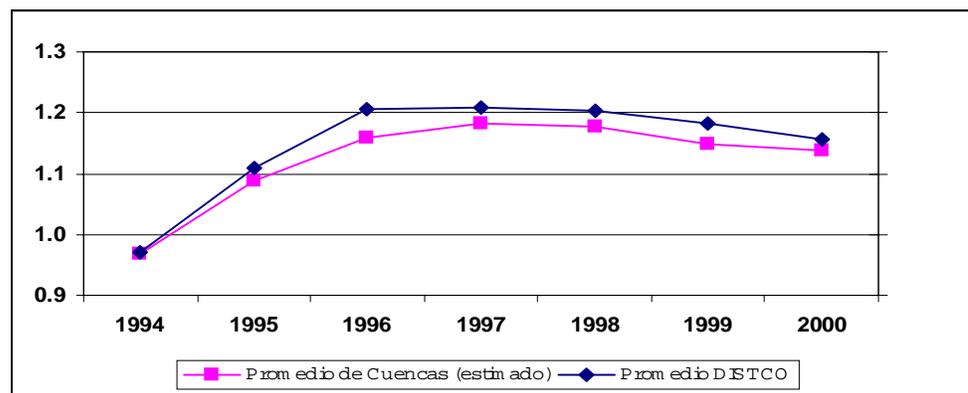
En promedio para todas las cuencas, el incremento del precio del gas incluido en las tarifas finales para el conjunto de las empresas distribuidoras, llegó a alcanzar 25% en 1997 y es del orden del 20% en la actualidad respecto al momento de la desregulación. En términos monetarios este incremento de precios, si se

contabiliza desde 1995, ha redundado en alrededor de 1 000 millones de dólares más para las compañías productoras de gas. Este mayor ingreso fue sin duda pagado por los usuarios como luego se verá.

Gráfico V-2

**EVOLUCIÓN DEL PRECIO PROMEDIO DEL GAS INCLUIDO EN LASTARIFAS FINALES.
PERÍODO 1994-2000. DATOS CORRESPONDIENTES AL PERÍODO OCTUBRE-MAYO DE CADA AÑO.
PROMEDIO PONDERADO POR VOLÚMENES ENTREGADOS DEL TOTAL DE LAS DISTRIBUIDORAS**

En \$US por millones de BTU



Fuente: Elaboración propia con datos del Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS), Informe Anual 1998, Informes Trimestrales enero-diciembre 1999 y datos de la Secretaría de Energía.

Nota: El promedio ponderado corresponde al total de distribuidoras pero los datos de Camuzzi Sur corresponden a la subzona Neuquén; los de Camuzzi Pampeana a la subzona Buenos Aires; los de Cuyana a la subzona Cuyo y los de Gasnor a Salta.

En síntesis se puede concluir que si bien las bajas ocurridas en los precios del gas después de 1997 han coincidido en el tiempo con la mayor participación de las compras en el mercado *spot* por parte de las distribuidoras, no ha sido ésta la causa de dichas rebajas, sino fundamentalmente el hecho de que el precio internacional del crudo y por ende el de los derivados se mantuvo bajo durante 1998 y 1999, siendo todos ellos utilizados para la actualización de los precios en los contratos de compra de gas a mediano y largo plazo.

Por otra parte la práctica del ENARGAS de no permitir el traslado del mayor costo del gas a las tarifas finales en forma automática ha contribuido también a estabilizar los precios, aun cuando se duda de la eficacia de tal mecanismo en un contexto de crecientes precios internacionales del crudo. Es difícil por lo tanto establecer cuanto ha logrado el ENARGAS frenar los precios en la realidad. De hecho el aumento ocurrido desde la desregulación hasta 1997 se dio en un contexto de bajos precios del crudo (al menos en términos relativos) y el ENARGAS convalidó en esos años el traslado, como se verifica en el gráfico V-2.

B. Tarifas de transporte

Las tarifas de transporte no han sufrido variaciones significativas desde los comienzos de la desregulación. Esto se debe a la metodología de cálculo de las mismas, contenidas en las Reglas Básicas de las: Licenciatarias de Transporte (RBLT) y Distribución de Gas Natural (RBLD), las cuales consideran dos revisiones anuales por ajuste del Producer Price Index (PPI) de los EE.UU. (*Industrial Commodities*) y revisiones quinquenales, las que implican la determinación de un factor “k” de incremento de las tarifas por inversiones y un factor de eficiencia “x” que induce a rebajas tarifarias en cada revisión suponiendo que las empresas deben ir reduciendo sus costos en forma progresiva a medida que transcurre el tiempo. Ya se ha cumplido el primer período quinquenal (finalizó en diciembre de 1997) y se está en el segundo (iniciado en enero de 1998). En el cuadro V-4 se presentan las tarifas vigentes para el servicio de transporte de gas para cada una de las dos compañías prestatarias del servicio.

Cuadro V-4
TARIFAS DE TRANSPORTE EN FIRME

Destino	% de gas retenido	Cargo mensual (reservado en \$/m ³ /día)				Incrementos (%)			
		1993	1997	1998	1999	1993-1997	1993-1998	1998-1999	1993-1999
TGS T. del Fuego^a	0.49	0.080405	0.085937	0.080845	0.076216	6.9	0.5	-5.7	-5.2
S. Cruz Sur	0.98	0.160809	0.171871	0.161687	0.153692	6.9	0.5	-4.9	-4.4
Chubut Sur	3.38	0.402024	0.429679	0.404221	0.392046	6.9	0.5	-3.0	-2.5
Buenos Aires Sur	5.6	0.472378	0.504874	0.474960	0.461839	6.9	0.5	-2.8	-2.2
Bahía Blanca	8.4	0.723642	0.773423	0.727598	0.707428	6.9	0.5	-2.8	-2.2
La Pampa Norte	8.6	0.743744	0.794908	0.747809	0.704990	6.9	0.5	-5.7	-5.2
Buenos Aires	10.35	0.844250	0.902327	0.848864	0.827698	6.9	0.5	-2.5	-2.0
GBA	11.27	0.944755	1.009747	0.949919	0.928398	6.9	0.5	-2.3	-1.7
S. Cruz Sur^a	0.49	0.080405	0.085937	0.080845	0.077244	6.9	0.5	-4.5	-3.9
Chubut Sur	2.89	0.321619	0.343744	0.323377	0.315254	6.9	0.5	-2.5	-2.0
Buenos Aires Sur	5.11	0.391973	0.418938	0.394116	0.385203	6.9	0.5	-2.3	-1.7
Bahía Blanca	7.91	0.643238	0.687488	0.646754	0.632066	6.9	0.5	-2.3	-1.7
La Pampa Norte	8.11	0.663339	0.708971	0.666965	0.632016	6.9	0.5	-5.2	-4.7
Buenos Aires	9.86	0.763845	0.816391	0.768020	0.752730	6.9	0.5	-2.0	-1.5
GBA	10.78	0.864351	0.923811	0.869074	0.853763	6.9	0.5	-1.8	-1.2
Neuquén^a	0.49	0.070354	0.075194	0.070739	0.068072	6.9	0.5	-3.8	-3.2
Bahía Blanca	2.8	0.341720	0.365227	0.343588	0.330633	6.9	0.5	-3.8	-3.2
La Pampa Norte	3.15	0.371872	0.397453	0.373904	0.356128	6.9	0.5	-4.8	-4.2
Buenos Aires	3.91	0.462327	0.494131	0.464854	0.447773	6.9	0.5	-3.7	-3.1
GBA	4.86	0.562833	0.601551	0.565909	0.546708	6.9	0.5	-3.4	-2.9
TGN Salta^a	0.91	0.120607	0.128903	0.122935	0.118097	6.9	1.9	-3.9	-2.1
Tucumán	1.97	0.251265	0.268550	0.256116	0.249231	6.9	1.9	-2.7	-0.8
Central	3.37	0.462327	0.494131	0.471252	0.462991	6.9	1.9	-1.8	0.1
Litoral	4.6	0.603035	0.644519	0.614676	0.604080	6.9	1.9	-1.7	0.2
GBA	5.2	0.693491	0.741198	0.706879	0.705619	6.9	1.9	-0.2	1.7
Neuquén^a	0.69	0.100506	0.107420	0.102446	0.097575	6.9	1.9	-4.8	-2.9
La Pampa Sur	2.09	0.251265	0.268550	0.256116	0.243940	6.9	1.9	-4.8	-2.9
Cuyana	2.43	0.311568	0.333001	0.317582	0.307164	6.9	1.9	-3.3	-1.4
Central (Sur)	2.6	0.321619	0.343744	0.327828	0.312243	6.9	1.9	-4.8	-2.9
Litoral	3.83	0.462327	0.494131	0.471252	0.448848	6.9	1.9	-4.8	-2.9
GBA	4.86	0.562833	0.601551	0.573698	0.546424	6.9	1.9	-4.8	-2.9

Fuente: Elaboración propia con datos del Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS) publicados por la Revista GAS & GAS, varios números.

^a Recepción y Destino.

Como se puede apreciar el ajuste acumulado entre el inicio de la reforma y la finalización del primer período quinquenal, implicó un aumento de 6.9% en todas las tarifas de transporte hacia el último semestre de los diez considerados. Se ha estimado que los aumentos en la tarifa de transporte han implicado ingresos adicionales para las empresas transportistas del orden de los 70 millones de dólares en el período 1993-1997.

Tras la revisión quinquenal las tarifas de transporte volvieron a situarse en un nivel casi idéntico al que habían alcanzado en el primer semestre de 1993, es decir, al inicio de la reforma. Ello implicó un aumento respecto a dichos niveles iniciales de sólo 0.5% para TGS y de 1.9% para TGN, favorecida esta última por la mayor expansión relativa de su sistema de transporte. Sin embargo, durante 1999 el incremento en el PPI fue de signo negativo lo que indujo a un ajuste negativo por primera vez desde la desregulación. No obstante este ajuste negativo se vio morigerado por el hecho de que el factor “k” comenzó a ser considerado para algunos tramos en virtud de las inversiones realizadas por las prestadoras. Ahora bien, los costos de transporte incluidos en las tarifas finales no han registrado dicho decrecimiento, debido posiblemente a dos factores, a saber: a) por las variaciones en la composición del abastecimiento por cuenca y b) por una mayor proporción de la capacidad contratada en firme, lo cual es notorio en el caso de las distribuidoras Metrogas y Centro.

De todos modos resulta claro que las tarifas de transporte no han sufrido variaciones de gran importancia ni han tenido mayor responsabilidad en el incremento de las tarifas finales. A pesar de ello, cabe señalar que las tarifas de los transportistas han generado una formidable renta debido a que están diseñadas para garantizar la expansión del sistema a largo plazo. Hasta ahora, las empresas han tenido que afrontar tan sólo inversiones de carácter marginal y recuperar una inversión real que constituye sólo una fracción del costo de reposición de los activos operados, al tiempo que, como se dijo, las tarifas fueron calculadas sobre dichos

costos de reposición. Al respecto conviene remitirse a las cifras ya presentadas en el cuadro II-2 de este trabajo y a lo tratado en el capítulo IV, respecto a las características de la expansión del sistema de transporte.

En el cuadro V-5 se presentan los resultados económicos declarados por las licenciatarias al ENARGAS y se agrega información adicional a fin de comprender mejor el tema tratado.

Cuadro V-5
RESULTADOS ECONÓMICOS DE LAS OPERADORAS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE, 1994-1998
En millones de \$US

Concepto/año	1994	1995	1996	1997	1998
Ventas	502.5	548.9	565.2	594.4	597.8
Costos totales implícitos ^a	270.9	315.6	356.6	374.1	381.4
Costos operativos estimados ^b	139.0	139.0	139.0	139.0	139.0
Otros costos implícitos ^c	131.9	176.6	217.6	235.1	242.4
Resultados netos	231.6	233.3	208.6	220.3	216.4
Impuesto a las ganancias	70.5	83.5	96	98.5	97.2
Utilidades después de Impuestos	161.1	149.8	112.6	121.8	119.2
% Utilidades d/ Impuestos/ Ventas	32	27	20	20	20

Fuente: Elaboración propia con datos del Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS), Informe Anual 1998, cuadro V-31, y Gas del Estado (1992), Evaluación Financiera, Esquema S&W.

Notas: ^a Se obtienen por diferencia entre las ventas y los resultados netos publicados por el ENARGAS.

^b Previsiones del proyecto de privatización.

^c Se obtienen por diferencia.

Se entiende que los resultados netos surgen de la amortización de las inversiones en un grado más que considerable, ya que la proporción de costos operativos en el total de egresos implícitos de las compañías según las cifras del cuadro V-5 indica que las transportistas están cargando costos anuales crecientes del orden de los 200 millones de dólares. Aún así, la Tasa Interna de Retorno (TIR) de las inversiones iniciales calculada sobre la base de los flujos netos de la evaluación *ex-ante* arroja un valor de 37% para TGS³¹ y de 18% para TGN antes de impuestos, pero estos valores se elevan a 106 y 58% respectivamente, para el valor de la inversión en efectivo. Cabe aclarar por otra parte, que el flujo de ingresos netos reales presentado en el cuadro precedente, supera en más de un 37% los ingresos acumulados del ejercicio *ex-ante*. La tasa sobre ventas es del orden del 20% en los últimos años, pero ha sido de 32 y 27% en los dos primeros. Según estimaciones propias realizadas sobre la base de las cuentas de las empresas de transporte de gas el porcentaje de excedente de explotación sobre el valor de producción ha superado el 60% y constituye más del 80% del Valor Agregado Neto. Este resultado no es sorprendente si se tienen en cuenta los valores respecto a las diferencias entre los valores de los activos operados y los valores de entrada al negocio efectivamente pagados en el caso de TGS y TGN.

C. Tarifas finales y la evolución de los márgenes de distribución

Las distintas clases de tarifas finales adoptadas después de la reforma del sector han sido ya descritas en el capítulo II, en el que se trató acerca de las principales modificaciones efectuadas en forma simultánea a la privatización. Aquí se procederá al análisis de su evolución desde la implementación del nuevo régimen en 1993, en especial para comprender la evolución del margen de distribución conjunto de esta etapa del negocio gasífero.

Sin embargo, antes de abordar este análisis parece pertinente describir algunas características de la evolución de los precios finales desde la privatización de Gas del Estado con miras a comprender el complejo fenómeno de la variación absoluta y relativa de los precios que se produjo con la reforma del sector.

³¹ En el caso de la TGS el valor pagado por el 70% fue extremadamente bajo respecto al valor de reposición y al valor calculado *ex ante*; luego el Estado obtuvo 526.5 millones adicionales por la venta del 27% de las acciones en subasta pública, lo que puede estar afectando los valores descritos en el texto. Sin embargo, es de presumir que esta venta responde a otro tipo de inversores, el institucional, que busca una tasa de retorno más baja pero muy estable en el largo plazo, y por lo tanto, participa de un modo distinto en el negocio a como lo hacen los operadores del consorcio que adquirió el 70% del paquete accionario. De todos modos, aunque integrando esa cifra, la TIR resulta de 16.8%, tal como fue prevista en el estudio de privatización.

1. El análisis de las tarifas posteriores a la reforma en comparación con los valores históricos

Para efectuar este análisis es necesario considerar que la reforma del sector energético se desarrolló en un clima de fuerte modificación de los precios relativos internos y externos, básicamente como consecuencia del fenómeno de fuerte apreciación de la moneda local, previo a la Convertibilidad, pero continuó a lo largo de los primeros años de su implementación (véase cuadro V-6).

Cuadro V-6
PORCENTAJES DE INCREMENTO RESPECTO A LOS VALORES MEDIOS DE 1986
En porcentajes

Año	EE.UU.	Argentina		
	IPP (<i>commodities</i>)	Tasa de cambio nominal	IPC CF	IPIM
1990	16	430	686	617
1991	16	924	2 037	1 410
1993	19	938	2 852	1 526
1999	23	938	3 119	1 603

Fuente: Elaboración propia con datos publicados en el Boletín Informativo Techint 299, Buenos Aires, julio-septiembre de 1999.

De este modo uno de los fenómenos más interesantes que surge del análisis del caso argentino, es que la alineación de los precios locales del gas (y en general de todos los productos energéticos) con los precios internacionales, se produjo en un contexto de retraso cambiario. Esto tuvo como consecuencia un relativo bajo impacto sobre el consumidor interno en términos comparativos, con lo que hubiese significado alinear los precios internos con los internacionales en circunstancias de paridad real de equilibrio de largo plazo.³²

Esta aseveración se fortalece cuando las comparaciones entre los niveles tarifarios se realizan para períodos históricos que abarcan el largo plazo. Así como se puede apreciar a partir de la información presentada en el gráfico V-3, salvo para el caso de los usuarios residenciales de muy bajos consumos (por ejemplo, 75 m³ por bimestre) y algo menos para los usuarios residenciales promedio, las tarifas vigentes después de la privatización no han sufrido incrementos significativos respecto a los niveles que habitualmente habían regido en otros períodos de gobierno, o bien durante el período previo a la misma privatización.

La medición en este caso es muy robusta y confiable ya que procede del análisis de las bases de datos tarifarias vigentes en cada período (véase R. Kozulj, y H. Pistonesi, 1989),³³ tanto para los datos hasta 1989, como para los posteriores, siendo los resultados presentados promedios ponderados por tiempo de vigencia real de las tarifas para cada nivel de consumo y categoría de usuario.

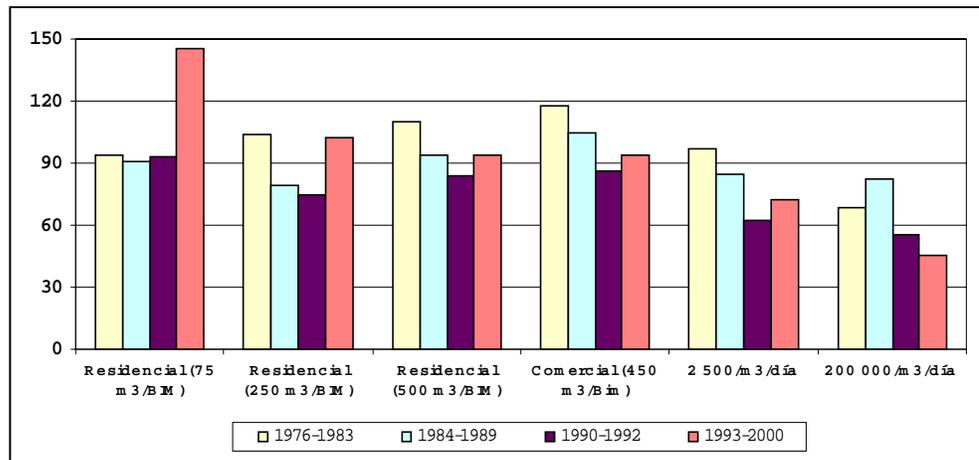
Cuando la medición de los valores se efectúa en moneda extranjera constante, considerando la inflación de los precios mayoristas de los EE.UU. y las tasas de cambio vigentes en Argentina, los resultados son completamente distintos. En el gráfico V-4 se presentan los mismos expresados en dólares de 1990 por MMBTU. Se observa con toda nitidez que los valores son para todas las categorías tarifarias más altos que en ningún otro período, con excepción del precio para muy grandes usuarios, el cual no obstante se ubica entre los mayores registrados en la historia de los precios del gas en Argentina.

Esta asimetría en los incrementos de las tarifas, cuando ellas son expresadas en moneda local y extranjera, se debe enteramente al fenómeno de la apreciación monetaria ocurrido entre los años 1989-1990 y 1992-1993.

³² Ha habido mucha discusión acerca de cual es la paridad de equilibrio de largo plazo para la Argentina. En general, se puede afirmar que la de 1986, que acompañó al Plan Austral en su fase temprana, reflejaba dicha paridad de un modo aceptable, en especial si se considera que el país tenía una relación —deuda externa/producto bruto interno— elevada y requería cerrar su brecha externa. Sin embargo, es cierto que esa paridad (ligeramente adelantada) tuvo como consecuencia la esterilización del ahorro interno, por lo cual era necesario modificar esa pauta. A los fines de este trabajo, no obstante, interesa remarcar el hecho de la significativa apreciación que se produce en forma casi simultánea a la privatización y reforma del sector energético, debido a que este hecho explica tanto la escasa resistencia pública a las privatizaciones, como buena parte del éxito económico de las mismas.

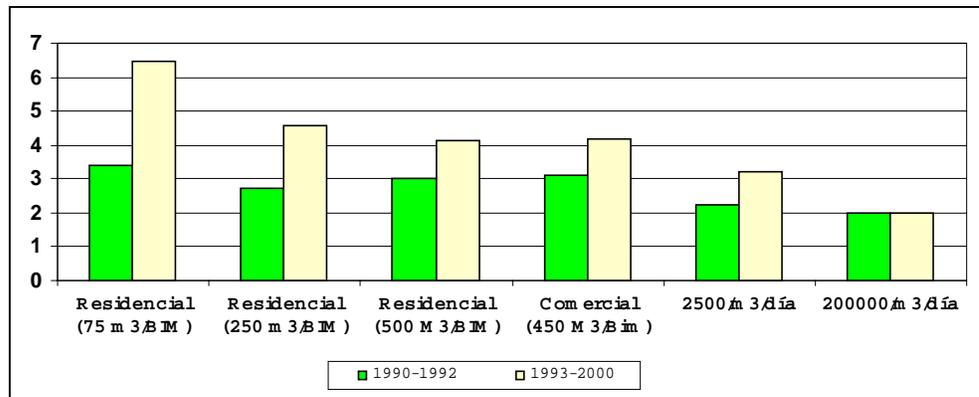
³³ En este trabajo los análisis se efectuaron a precios constantes de 1970, a partir de un índice ponderado en 2/3 Índice de precios al consumidor Capital Federal y 1/3 Índice de precios mayoristas nivel general, ambos del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC).

Gráfico V-3
TARIFAS FINALES DE GAS NATURAL SIN
IMPUESTOS POR GRANDES PERÍODOS DE GOBIERNO - 1970
 \$ por miles de m³



Fuente: Estimaciones propias.

Gráfico V-4
TARIFAS FINALES DE GAS NATURAL SIN
IMPUESTOS POR GRANDES PERÍODOS DE GOBIERNO - 1990
 \$ por miles de m³



Fuente: Estimaciones propias.

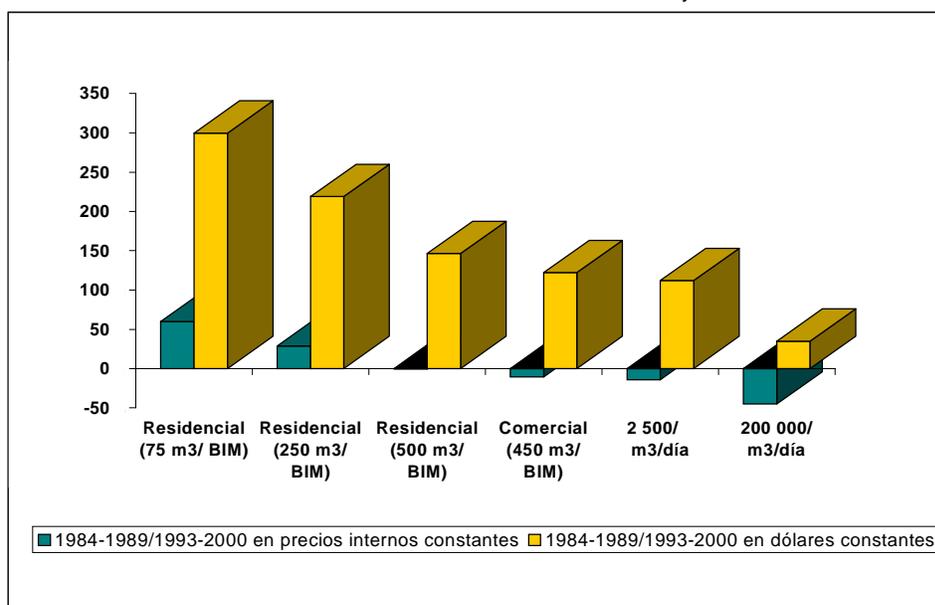
Los aumentos de tarifas en moneda local sólo se verifican para los usuarios residenciales de 75 m³ por bimestre (muy bajos niveles) y para los de 250 m³ por bimestre (que corresponden, por ejemplo, al nivel medio de consumo para Capital Federal y Buenos Aires), cuando el cálculo se realiza sobre los niveles promedio de tarifas vigentes entre 1984-1989 y el promedio de las vigentes desde la desregulación y privatización (véase gráfico V-5).

Resulta claro por el contrario que en el resto de los casos los niveles de las tarifas sin impuestos son ligeramente inferiores en términos de moneda local a los prevalecientes antes de la reforma. Del mismo modo, al producirse una rebaja en el nivel de los impuestos se tiene que el incremento en el nivel de las tarifas residenciales, prácticamente pasó inadvertido para el grueso de los usuarios (véase gráfico V-6). En efecto, el incremento estimado en el nivel promedio de las tarifas pagadas por el usuario residencial típico se sitúa en torno al 19.6%, mientras que el de muy bajos consumos sufrió incrementos de más del 47%, cifras que incluyen ya el incremento del gas en boca de pozo ocurrido entre 1993 y 2000.

Gráfico V-5

VARIACIÓN MEDIA DE LAS TARIFAS SIN IMPUESTOS DESDE LA PRIVATIZACIÓN RESPECTO AL PERÍODO PREVIO-PROMEDIO DE LOS VALORES DE LOS AÑOS 1984-1989 Y 1993-2000

Porcentaje de variación de las tarifas

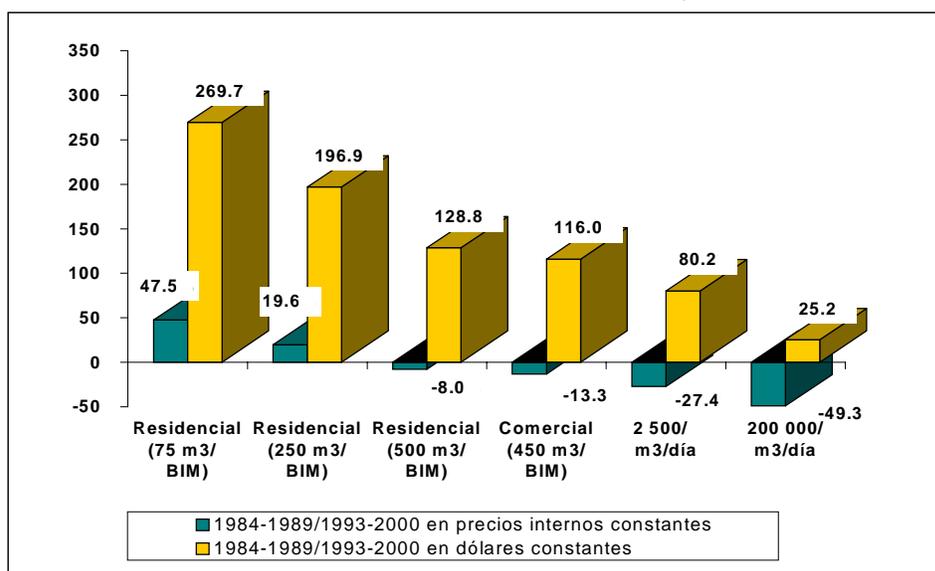


Fuente: Estimaciones propias.

Gráfico V-6

VARIACIÓN MEDIA DE LAS TARIFAS CON IMPUESTOS DESDE LA PRIVATIZACIÓN RESPECTO AL PERÍODO PREVIO-PROMEDIO DE LOS VALORES DE LOS AÑOS 1984-1989 Y 1993-2000

Porcentaje de variación de las tarifas



Fuente: Estimaciones propias.

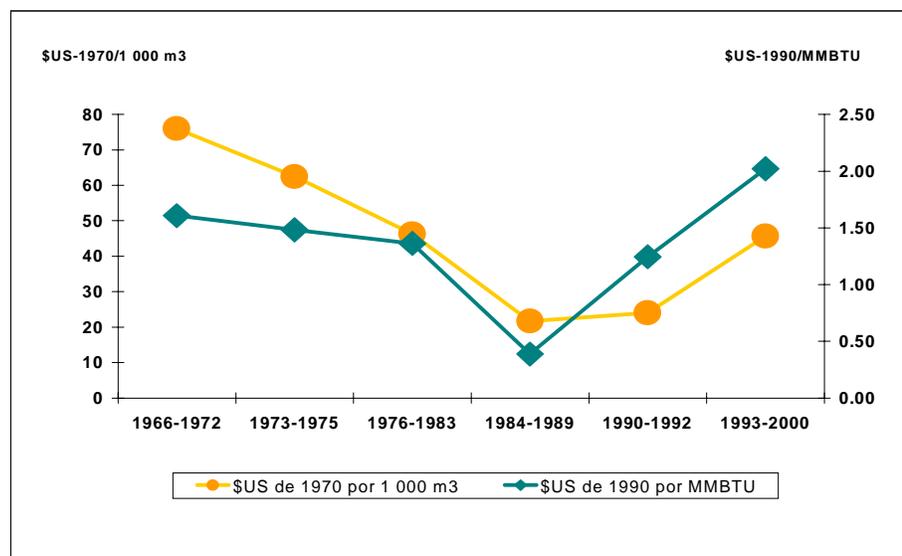
Para los usuarios residenciales con consumos más elevados, los usuarios comerciales y los industriales de todo tipo, los nuevos precios relativos fueron en todos los casos favorables asumiendo que los ingresos de los respectivos agentes se comportaron también según las pautas del índice combinado utilizado para medir la

evolución de las tarifas en términos de moneda local constante.³⁴ En tal sentido, como se aprecia en el gráfico V-6, los nuevos precios se situaron entre un -8 y -49% dependiendo los niveles de consumo y la categoría de usuario. Sin embargo, el aumento es indiscutible y de un orden más que significativo expresado en dólares estadounidenses.

Este aspecto de la política de precios es rara vez puesto de manifiesto en la literatura sobre el tema, aun cuando es crucial para comprender el relativo éxito de la política implementada. Si se pregunta ¿quién ha pagado la diferencia? se debiera responder “el país en su conjunto mediante un mayor endeudamiento” y la fragilidad completa del sistema, lo que exige mencionar el tema riesgo país y el de las generaciones futuras; pero esto nos alejaría del propósito central de este estudio. En efecto, este fenómeno ha implicado un bajo costo político de implementación de la reforma. El usuario, en general, no ha experimentado aumentos de significación entre una y otra situación, al tiempo que para las empresas el esquema ha significado percibir tarifas similares a las vigentes en otras partes del mundo en compensación por el manejo de activos que le costaron, en muchos casos, sólo una porción de su valor de reposición en especial considerando el pago realizado en efectivo en el momento de la privatización.

Por otra parte al ser los costos de operación y mantenimiento sólo una fracción menor de los costos totales (siendo el grueso costos de inversión),³⁵ el efecto de la apreciación monetaria afectó distintamente los costos y los ingresos, ya que la parte correspondiente a la inversión estuvo casi siempre alineada con valores internacionales por depender en mayor medida de los precios de insumos y bienes de capital importados. Como resultado de estas complejidades se puede afirmar que el sector de la distribución también ha sido favorecido por la política de precios de la privatización.

Gráfico V-7
ESTIMACIÓN DE LA EVOLUCIÓN DEL MARGEN DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN CONJUNTO POR GRANDES PERÍODOS: COMPARACIÓN DE VALORES EN MONEDA LOCAL CONSTANTE Y EN DÓLARES CONSTANTES
\$ de 1970 por miles de m³ versus \$ de 1990 /MMBTU



Fuente: Estimaciones propias.

Aun cuando los datos del sistema anterior a la privatización no permiten discriminar la apropiación del margen de distribución del de transporte, es posible estimar la magnitud del margen conjunto y expresarlo

³⁴ Al respecto, conviene señalar que si en vez de utilizar el índice de precios combinado minorista y mayorista se hubiese utilizado sólo el índice minorista, entonces los resultados del impacto negativo de las nuevas tarifas sobre los usuarios de menores consumos en el sector residencial hubieran sido aún menores.

³⁵ Se ha estimado que las amortizaciones constituyen cerca de un 25% del valor agregado bruto del sector distribución, mientras que las remuneraciones participan en alrededor de 23% del mismo. El excedente de explotación es más del 50% y la relación inversiones excedente de explotación ha sido en 1997 de sólo 14%.

también en términos de moneda local y extranjera, como se ha hecho hasta aquí. En el gráfico V-7 se presentan los resultados estimados de este margen (véase H. Pistonesi, y R. Kozulj, 1989).³⁶

Como se puede observar el margen conjunto de transporte y distribución retomó los valores históricos en moneda local al nivel de los vigentes en el período 1976-1983 durante el cual se produjeron las mayores ampliaciones de la capacidad de transporte y distribución, mientras que en dólares las tarifas superaron ampliamente los valores históricos previos, incluso los iniciales cuando era necesario financiar la casi totalidad de la construcción del sistema. A esta evolución contribuyó no sólo el nivel de las tarifas finales, sino también la renegociación del contrato con Bolivia y la propia evolución del precio del gas. En efecto, el precio del gas en boca de pozo también se revalorizó tras la privatización, lo que fue altamente significativo en términos de moneda extranjera, y sufrió una rebaja en términos de moneda local respecto al período 1984-1989, aun cuando superó e igualó también en moneda local constante los valores de todo otro período previo con excepción del citado (véase cuadro V-7).

Cuadro V-7
ESTIMACIONES DEL PRECIO DEL GAS EN BOCA DE POZO

Período	\$US/MMBTU (1990)	\$/1000m ³ de gas (1970)
1966 – 1972	0.35	16.4
1973 – 1975	0.13	5.5
1976 – 1983	0.74	27.0
1984 – 1989	0.62	34.8
1990 – 1992	0.89	27.6
1993 – 2000	1.09	25.6

Fuente: Estimaciones propias.

2. Evolución de las tarifas finales desde 1993

Seguidamente se abordará la evolución de las tarifas finales desde la desregulación hasta la actualidad con el fin de comprender la evolución de los márgenes de distribución en estos últimos años.

Las tarifas finales para cada tipo de servicio —y por lo tanto de usuario— se conforman como ya se dijo de los precios del gas, del costo de transporte y del costo de distribución, siendo estos dos últimos regulados mediante tarifas unitarias máximas fijadas por el ENARGAS.

Debido a que cada compañía distribuidora abastece diferentes zonas geográficas, e incluso distintas zonas dentro de su propia área de distribución, las tarifas finales reflejarán disímiles costos del gas y de transporte. Los costos del gas serán una resultante de los contratos y de las compras en el *spot*, pero también reflejarán los precios diferenciales del gas proveniente de las distintas cuencas y las proporciones de abastecimiento de cada una de ellas. Del mismo modo las tarifas medias de transporte llevan implícitas las distancias entre los yacimientos y los centros de abastecimiento de cada distribuidora, como así también los distintos grados de utilización media de la capacidad contratada, los cuales pueden responder a factores climáticos, a las estrategias de las empresas y a las regulaciones, siendo en síntesis el reflejo de todos estos factores.

Por todo lo anterior, las tarifas finales para un mismo tipo de usuario en distintas distribuidoras pueden ser distintas aun cuando su cálculo proviene de similares criterios de utilidad para cada una de las unidades privatizadas. Del mismo modo la evolución posterior de las tarifas debe recoger las transformaciones parciales de los costos que las integran.

³⁶ El cálculo del margen agregado depende obviamente del cálculo del valor estimado del ingreso unitario por ventas para el conjunto del sistema. En principio, los datos para el período 1966-1989 pudieron ser confrontados contra los ingresos consolidados de Gas del Estado y son más precisos que los posteriores, para los cuales el cálculo es una aproximación debido a que la estructura total de ventas se ha vuelto mucho más compleja y no se dispone de la totalidad de los datos que permitirían un resultado más ajustado. De todos modos si bien pudiera haber discrepancias respecto a los valores absolutos, la tendencia señalada no se alteraría mayormente y por lo tanto tampoco las conclusiones del análisis. El resultado fue sometido a pruebas de sensibilidad respecto a variaciones en la participación de ventas por categoría de tarifas, en especial entre los grandes consumos (que incluyen diversas modalidades) y los consumos medianos representados en la tarifa 2 500 m³/día, con lo cual el margen conjunto entre los años 1993-2000 podría descender a \$US 1.7-1.8 por MMBTU, cifra de todos modos superior a las históricas de los períodos previos, tal como figura en el gráfico 5.3.5.

Para averiguar como ha evolucionado el margen unitario de distribución es necesario, por consiguiente, calcular la tarifa unitaria promedio —la que dependerá de las tarifas reguladas para cada tipo de servicio y de la evolución de las ventas de cada compañía por tipo de servicio— sustrayendo de aquella tarifa unitaria promedio el costo medio unitario del gas adquirido y el costo medio unitario de transporte. En el cuadro V-8 se presentan los valores unitarios promedio para cada tipo de servicio, los que fueron calculados sobre la base de los consumos promedio para cada uno de ellos en cada distribuidora según datos del ENARGAS.

Cuadro V-8

EVOLUCIÓN DE LAS TARIFAS FINALES SIN IMPUESTOS SEGÚN DISTRIBUIDORA^a - PERÍODO 1993-1999

Distribuidora	TARIFAS UNITARIAS (\$US/MMBTU)						INCREMENTOS (%)		
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	1994-1997	1997-1999	1994-1999
1. Residencial									
Metrogas	4.77	5.00	5.23	5.28	5.06	4.99	10.6	-5.5	4.5
BAN	4.96	5.26	5.48	5.55	5.37	5.14	11.9	-7.2	3.8
Centro	4.64	4.96	5.19	5.26	5.11	5.03	13.4	-4.4	8.4
Litoral	4.52	4.82	5.02	5.10	4.94	4.64	12.8	-9.0	2.7
Cuyana	4.48	4.80	5.02	5.08	4.91	4.82	13.5	-5.3	7.5
Gasnor (Salta)	4.06	4.34	4.52	4.60	4.46	4.32	13.2	-6.1	6.3
Camuzzi Sur (Neuquén)	2.45	2.68	2.85	2.87	2.78	2.67	17.1	-6.9	9.0
Camuzzi Pampeana (BA)	4.47	4.65	4.81	4.85	4.71	4.48	8.5	-7.8	0
2. Servicio General P									
Metrogas	3.79	3.95	4.15	4.19	3.97	3.94	10.4	-5.8	4.0
BAN	3.66	3.94	4.13	4.17	4.05	3.89	13.8	-6.8	6.1
Centro	3.57	3.77	3.96	4.01	3.90	3.81	12.4	-5.1	6.6
Litoral	3.23	3.42	3.57	3.64	3.54	3.32	12.4	-8.6	2.7
Cuyana	3.40	3.67	3.85	3.90	3.78	3.61	14.5	-7.5	5.9
Gasnor (Salta)	2.58	2.74	2.87	2.92	2.84	2.73	13.0	-6.3	5.9
Camuzzi Sur (Neuquén)	2.30	2.53	2.69	2.71	2.62	2.53	17.7	-6.7	9.8
Camuzzi Pampeana (BA)	3.54	3.71	3.84	3.87	3.77	3.59	9.2	-7.1	1.4
3. Gran Usuario Firme Distribución									
Metrogas	1.98	2.09	2.23	2.24	2.06	2.11	13.0	-5.9	6.3
BAN	1.98	2.21	2.34	2.36	2.37	2.28	19.0	-3.3	15.1
Centro	1.82	1.96	2.10	2.13	2.12	2.03	16.9	-4.6	11.6
Litoral	1.77	1.92	2.02	2.06	2.07	1.95	16.4	-5.4	10.1
Cuyana	1.66	1.88	2.00	2.03	2.03	1.92	22.3	-5.1	16.1
Gasnor	1.47	1.58	1.68	1.71	1.71	1.61	17.0	-5.8	10.1
Camuzzi Sur (Neuquén)	1.30	1.51	1.64	1.64	1.62	1.57	26.0	-4.1	20.8
Camuzzi Pampeana (BA)	1.74	1.88	1.95	1.96	2.00	1.91	12.5	-2.4	9.8

Fuente: Elaboración propia con datos del Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS).

^a Valores vigentes a enero de cada año.

3. Estimación de la evolución de los márgenes promedio de distribución

Sobre la base de una estimación simplificada de las ventas medias en cada zona de distribución, de las tres categorías tarifarias presentadas, y extrapolando sus resultados al 100% del mercado de cada zona de distribución,³⁷ se puede obtener la estimación de la tarifa media de distribución a partir de la cual se calcula el margen bruto de distribución por diferencia con el precio medio del gas y el costo medio de transporte incluidos en las tarifas.³⁸ Se debe aclarar que los resultados constituyen estimaciones razonables, pero no son los márgenes exactos de cada compañía, debido a que el cálculo de los mismos requeriría una información muy detallada acerca de los consumos por categoría tarifaria y por subzona de distribución, habida cuenta que algunas compañías distribuidoras atienden una diversidad de configuraciones espaciales y jurisdiccionales y

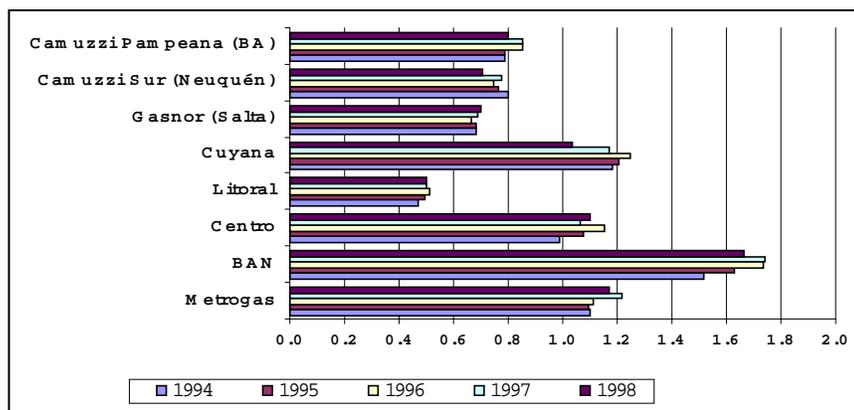
³⁷ La proporción de las tres categorías tarifarias sobre el total de ventas es variable en cada caso; los promedios diarios de gas entregado por tipo de usuario en correspondencia con estas categorías de tarifas cubrirían alrededor del 93% del total de ventas si a todos los grandes usuarios se les imputa una tarifa FD, las estadísticas de los consumos no permiten discriminar estos datos de una manera exacta y detallada por distribuidora, pero si es posible un cálculo aproximado como el que aquí se efectúa. Los factores de carga utilizados son 35% para residencial; 50% para usuario servicio general "G" y "P" y 100% para el resto de los grandes usuarios.

³⁸ Se debe aclarar que durante el primer período quinquenal el *mix* de transporte permaneció fijo para cada compañía distribuidora, por lo cual los costos de transporte cargados en las tarifas finales sólo reflejaron el cambio del PPI. Es decir, que en cierto modo las tarifas no reflejaron plenamente los costos reales y permitieron una apropiación de la renta de transporte como más adelante se explicará.

también debido al hecho de que las compañías distribuidoras han perdido mercado y se desconoce el precio promedio de reventa de la capacidad y las tarifas de peaje incluidas en los casos de *by-pass* comercial.

Los resultados del cálculo simplificado se muestran en el gráfico V-8.

Gráfico V-8
ESTIMACIÓN DE LOS MÁRGENES DE DISTRIBUCIÓN
SEGÚN DISTRIBUIDORA Y ZONA DE SERVICIO 1994-1998
En \$US por millones de BTU



Fuente: Estimaciones propias con datos del Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS).

Se puede ver en el mismo que también dichos márgenes han experimentado un incremento durante el primer período quinquenal, retrayéndose luego con la revisión según el factor de eficiencia y sobre la base de los valores del factor k. En principio el resultado incluye, además, un efecto de cambio de estructura de mercado, en tanto los márgenes promedio son un resultado de los márgenes de cada categoría tarifaria. Los resultados obtenidos muestran un crecimiento mayor de los márgenes en las zonas densamente urbanizadas (las atendidas por BAN, Metrogas, Centro y Camuzzi Pampeana Buenos Aires) y negativo y/o estable en el resto.

Por consiguiente, el argumento sostenido por las distribuidoras que el accionar del ENARGAS las perjudica (al no permitir plenamente el *pass-through*) y que están perdiendo ingresos por ceder porciones de mercado a los comercializadores, no parecería sustentarse plenamente en forma empírica, aun cuando es evidente que dichas compañías ceden renta con el objeto de no perder a los grandes usuarios, y a la vez, deben reducir sus tarifas de venta (máximas) lo que no se refleja en el análisis aquí efectuado. En efecto, el análisis precedente se realizó sobre la base de las tarifas reguladas que estipulan un máximo a los valores para cada categoría. Sin embargo, los descuentos efectuados por las distribuidoras a los grandes usuarios, se estima que en promedio, llegan cerca del 14% (siendo cerca del 18% lo que obtienen los que negocian el gas por su cuenta, es decir, los que recurren al *by-pass* comercial). Pero, ni así resulta claro, que las distribuidoras estén obteniendo en la actualidad ingresos unitarios inferiores a los que tenían al comienzo de la privatización, sobre todo si se considera que alrededor del 80% de sus ingresos brutos dependen de los usuarios cautivos,³⁹ y que por lo tanto las rebajas a los grandes usuarios implican una incidencia promedio del orden del 3%, frente a un incremento medio en los márgenes promedio que ha oscilado entre 4 y 12% para las distribuidoras más grandes. En todo caso el argumento podría ser cierto para las distribuidoras que parecen presentar una disminución efectiva de los márgenes, como es el caso de Camuzzi Sur y Cuyana, pero, incluso así, el análisis sería estático ya que estas distribuidoras han aumentado sus ventas totales y poco se sabe sobre la evolución de los costos reales, habida cuenta del cambio de estructura de las ventas por tipo de servicio y modalidad de comercialización.

En el cuadro V-9 se presenta la evolución del porcentaje de las ventas de las distribuidoras en forma directa a los usuarios (reventas de gas a usuarios de las DISTCO) y por *by-pass* comercial.

³⁹ Este valor puede depender, no obstante, de la metodología de imputación de los costos de transporte a cada categoría de tarifas, aquí se han utilizado los criterios del Decreto N° 2 255/92.

Cuadro V-9

**EVOLUCIÓN DE LAS VENTAS EN CADA ZONA DE
DISTRIBUCIÓN SEGÚN MODALIDADES DE COMERCIALIZACIÓN^a**

En porcentajes sobre el total

Año	Modalidad	Metrogas	BAN	Centro	Litoral	Cuyana	Gasnor	Camuzzi		Total
								Sur	Pampeana	
1994	Ventas	100	87	100	86	76	59	78	70	84
	By-Pass Comercial	0	13	0	14	22	18	1	4	6
1995	Ventas	97	86	100	71	75	49	55	63	75
	By-Pass Comercial	3	14	0	29	23	30	13	8	12
1996	Ventas	72	85	92	59	73	37	48	62	64
	By-Pass Comercial	28	15	8	41	25	43	9	8	21
1997	Ventas	60	81	78	43	68	30	49	63	58
	By-Pass Comercial	40	19	24	57	31	34	15	9	28
1998	Ventas	81	82	67	35	53	30	45	63	58
	By-Pass Comercial	19	18	33	65	45	32	17	11	26

Fuente: Elaboración propia con datos de Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS), informe 1998, anexo VI-2.

^a No incluye ventas de gas en boca de pozo, *by-pass* físico y Planta de General Cerri en Pampeana.

El peso de las ventas en la categoría *by-pass* comercial ha crecido desde un 6% del total en 1994 a 26% en 1998. Resulta claro que para la mayor parte de las distribuidoras ha habido, por consiguiente, una pérdida de mercado de reventas a usuarios, pero ello no debería haber afectado mayormente los ingresos de las empresas distribuidoras si las tarifas de peaje se efectuaron a un nivel similar al implícito en la tarifa integrada y si las empresas no obtuvieron márgenes de ganancia especiales entre el precio del gas comprado y el incluido en las tarifas, o bien entre el costo de compra de la capacidad de transporte y su imputación a los clientes.⁴⁰ Este último tema en particular se tratará más adelante, pero vale mencionar aquí que es el punto crítico del sistema, el cual permite a las distribuidoras apropiarse de una porción muy importante de ingresos adicionales. Se explica así, por lo tanto, la resistencia de las empresas a la modificación de las reglas de juego en lo atinente al libre acceso a la capacidad de transporte (que actualmente y en la práctica aparece casi cerrada) y a la disminución del umbral mínimo para entrar en el mercado mayorista.

Para comprender mejor las condiciones de rentabilidad de las empresas distribuidoras y los factores que además de las tarifas y las modalidades de comercialización pudieron haberlas modificado desde los comienzos de la desregulación hasta la fecha, es necesario considerar también algunos otros parámetros, como por ejemplo: a) las ventas estimadas a priori (durante la evaluación del negocio a privatizar) y las efectivamente registradas (al menos en estos años), y b) los valores calculados para acceder al negocio en condiciones de rentabilidad media, definida a priori (TIR = 16.8% antes del pago de impuestos), y los valores pagados por las licenciatarias del servicio para acceder a la operación de las unidades privatizadas.

En primer lugar se puede observar que en promedio, y para el período que abarca esta evaluación (1993-1999), los volúmenes de venta en cada distribuidora superaron los inicialmente previstos, salvo en el caso de la distribuidora Gasnor. En promedio, las ventas superaron en 11.7% las previstas, siendo para varias unidades significativamente mayor.⁴¹

En segundo lugar se puede apreciar la diferencia entre el valor estimado de cada unidad *ex-ante* y el valor pagado total y sólo en efectivo, lo que dará lugar a diferencias en la rentabilidad *ex-post*. Mientras se consideró sólo el pago en efectivo, el valor resultó inferior en todos los casos al estimado, o valor de referencia; no es así cuando se consideró el valor pagado total (salvo en el caso de BAN y Litoral). Sin embargo, como ya se dijo en este trabajo, la parte pagada con títulos contiene la incógnita del valor al cual dichos papeles fueron adquiridos, ya que su aceptación se realizó a un valor elevado respecto al que tenían antes de la privatización.

⁴⁰ Nótese en el gráfico N° 5.1.4, que aparentemente la evolución del *mix* de precios incluidos en las tarifas finales se situaría por encima del *mix* resultante de los precios de cuenca, lo cual podía dar lugar (en al menos algunos casos específicos) a ganancias sobre el precio del gas revendido por las distribuidoras. Es allí, entonces, donde se comprendería la posición de las distribuidoras en contra de ampliar el mercado pasible de ser captado por los comercializadores.

⁴¹ La comparación se efectúa sobre la base de las ventas promedio anual del período 1993-1999, entre las previstas y las ocurridas, para lo cual se toman las reventas de las DISTCO a sus usuarios y los *by-pass* comercial, ya que por estas últimas ventas las compañías cobran el margen de distribución lo que constituye su legítimo ingreso, supuestamente similar al obtenido de las reventas.

Es decir, que la propia privatización creó una oportunidad adicional de valorizar estos bonos a una paridad más próxima a la nominal que a los valores de mercado. De todos modos, como se puede observar en el cuadro V-10, la TIR obtenida aún con los valores equivalentes en efectivo para el pago total de las unidades privatizadas (efectivo más títulos al valor equivalente en efectivo aprobado por el ME), resultan en un orden promedio del 13.6% (más para unidades como BAN, menos para otras como Camuzzi Gas del Sur), lo que es superior a cualquier colocación financiera de largo plazo a riesgo equivalente, condiciones tan buscadas, por ejemplo, por los fondos de pensión. En el caso de Camuzzi, la relativamente baja rentabilidad de la unidad Distribuidora del Sur, se compensa en forma más que razonable con la obtenida en la zona pampeana. Téngase en cuenta, además, que los cálculos aquí efectuados no consideran variaciones en los parámetros de costos, ni tampoco los mayores ingresos obtenidos por el *plus* de volúmenes vendidos, ni por las variaciones tarifarias provenientes tanto de las revisiones periódicas (efecto del PPI), como de los cambios en la tarifa promedio vinculados con la modificación de la estructura del mercado, factores que podrían elevar en unos 2 ó 3 puntos los resultados estimados. Por otra parte, cuando se considera la posibilidad de que los títulos de la deuda hayan sido adquiridos por las licenciatarias a un valor que es una fracción de su aceptación como equivalente efectivo, los resultados mejoran substantivamente. Por ejemplo, si los títulos hubiesen sido adquiridos al 50% del valor constituido como equivalente en efectivo a las consecuencias de la privatización, entonces la rentabilidad promedio pasaría del 13.6 al 20.8%; si esta fracción hubiese sido del 33%, entonces se elevaría al 24.9% y así sucesivamente sería mayor en tanto menor la dicha fracción.

Cuadro V-10

COMPARACIÓN DE RESULTADOS ESPERADOS Y OBTENIDOS PARA LAS UNIDADES DE DISTRIBUCIÓN

	Metrogas	BAN y Litoral	Centro	Cuyana	Gasnor	Camuzzi Sur	Camuzzi Pampera	Total
1. Volúmenes vendidos (en millones de m³)								
Evaluación	4 759	5 406	1 150	1 038	1 682	2 274	3 362	19 671
Real en zona DISTCO	5 734	5 608	1 381	1 376	2 062	4 442	4 908	25 510
Real por DISTCO	5 764	5 608	1 381	1 351	1 463	2 887	3 543	21 966
Diferencia-1 (%)	20.5	3.7	20.1	32.6	22.6	95.3	46.0	29.7
Diferencia-2 (%)	20.5	3.7	20.1	30.2	-13.0	26.9	55.4	11.7
2. Valuación de la unidad y precios pagados (en millones de dólares)								
Valuación al 16.8% (antes/imptos.)	145	453	83	34	33	21	170	939
Efectivo	44	42	18	26	10	14	18	172
Proceso de privatización títulos (equivalente en efectivo)	256	217	120	96	62	134	217	1 103
Total	300	259	138	122	72	148	235	1 275
Diferencia efectivo (%)	-69.7	-90.7	-78.3	-23.5	-69.7	-33.3	-89.4	-81.7
Diferencia total (%)	106.9	-42.8	66.3	258.8	118.2	604.8	38.5	35.7
3. Evaluación financiera con tarifas constantes desde el inicio, volúmenes, costos e inversiones estimados a priori, distintas hipótesis del costo de entrada al negocio (%)								
TIR preliminar	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8
TIR valor pagado total (efectivo + títulos)	10.6	25.1	11.6	7.7	11.1	5.6	12.7	13.6
TIR valor pagado efectivo	30.8	88.3	46.7	18.6	26.1	19.1	90.8	47.1
TIR efectivo + títulos 16.6%	22.2	57.9	28.8	15.0	20.6	13.7	51.5	31.8
TIR efectivo + títulos 33%	17.9	44.5	21.7	12.6	17.4	10.8	37.1	24.9
TIR efectivo + títulos 50%	15.2	36.7	17.7	10.9	15.2	8.9	29.4	20.8

Fuente: Estimaciones propias con datos de Gas del Estado y Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS).

Como conclusión del análisis precedente, es evidente que la situación de cada unidad es diferente, pero que en general ninguna presentaría problemas de rentabilidad de tipo estructural. Las tasas de retorno sobre las inversiones en efectivo resultan en todos los casos muy elevadas, y aún considerando el pago total con títulos adquiridos al 100% de su valor equivalente a la cotización aceptada en la privatización (se estima en alrededor de 60% de su valor nominal), unidades como BAN superarían la tasa de evaluación prevista. Si se asume que las prestatarias adquirieron los títulos entre 33 y 50% de su valor de cotización al equivalente en efectivo prácticamente todas las unidades se ubicarían por encima de ese nivel.

Tomando en cuenta este análisis cabe agregar que las distribuidoras por lo general no financian la expansión del sistema, más que en una proporción que es variable según tipo de obra, por lo cual obtienen, según cálculos efectuados por el autor, beneficios extraordinarios (véase R. Kozulj, 1994). Si bien el ENARGAS no permite valorizar estas obras por un monto distinto al normado para el traspaso de obras

financiadas por terceros (a los fines de la cotización en bolsa de las sociedades distribuidoras), lo cierto es que reconoce como implícita en la tarifa una porción destinada a expansión que es inferior a la que realmente contiene la tarifa, ateniéndose a los valores medios de costos de O&M, a los consumos promedio tipo y a los costos de inversión que normalmente rigen en el mercado.⁴²

Por último, cabe mencionar que la reciente modificación introducida en la regulación, mediante la Resolución N° 1 748/00 del 1 de junio de 2000 dictada por el ENARGAS, y que modifica el umbral mínimo para acceder a la categoría de grandes usuarios reduciéndose los 10 000 m³/día a la mitad, es decir, a 5 000 m³/día, en teoría (y como sostiene el ENARGAS) no debería modificar la rentabilidad de las distribuidoras. Lo anterior, dado que la metodología de cálculo de las tarifas establece que el cliente pagará a las distribuidoras un cargo que no podrá ser superior al previo, pero que en principio no debería tampoco ser inferior al mismo (véase ENARGAS, 2000a, anexo I). Esto siempre y cuando, y como ya fue señalado, el distribuidor no se estuviera apropiando de una porción del costo del gas y del costo de transporte lo que en todo caso no le debería corresponder en virtud de las reglas de juego establecidas desde la desregulación del sector. Sin embargo, como ya se mencionó, y como se verá en el próximo capítulo, la aplicación de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución (RBLD) (Decreto N° 2 255/92), en su parte relativa a la metodología de imputación de costos de transporte, introduce un sesgo a favor de las distribuidoras, porque en la práctica permite imputar un costo de transporte que es superior al pagado por las licenciatarias. Esta diferencia se deriva del distinto factor de utilización de la capacidad contratada resultante del cálculo *ex-ante* y *ex-post*. Si bien se supone que a partir del segundo quinquenio las fórmulas para la imputación de costos de transporte ya no se basan en coeficientes fijos derivados de las citadas Reglas Básicas, no se dispone aún de elementos para dirimir si dichos coeficientes se aproximan o no a la utilización real de la capacidad. Lo que se puede adelantar es que esta apropiación de la renta de transporte derivada de la metodología de cálculo de los márgenes de distribución ha implicado una apropiación que se puede estimar en el orden de los 150 millones de dólares al año, y de la que participan predominantemente Metrogas y BAN, como luego será mostrado en detalle.

Cabe agregar sobre este particular que la reciente Resolución N° 1 748/00 en su anexo III señala que el servicio de transporte en firme estará disponible inicialmente sólo para los distribuidores y subdistribuidores, hasta tanto los transportistas acrediten, con aprobación del ENARGAS, que existe capacidad de transporte disponible remanente para ofrecer en firme a otros usuarios. Con esta acotación en la práctica la regulación favorece a las distribuidoras, en tanto nada les impide contratar capacidad en exceso y de este modo garantizar la exacción de la renta adicional antes comentada. En efecto, mientras que el usuario no pueda conseguir capacidad de transporte, la única ventaja a obtener se deriva de la diferencia en el precio del gas, y ello en principio está también acotado en la práctica, tanto por la concentración de la oferta mayorista, como por la integración vertical existente entre el principal oferente en dicho mercado y las mayores distribuidoras. Sobre todo esto se volverá en el capítulo VI.

4. Síntesis del proceso de formación de precios en los distintos mercados de consumo

Como consecuencia de las reglas de juego para la formación de precios del gas las tarifas medias resultantes en cada zona de distribución son disímiles. Estas diferencias surgen de la distinta composición del abastecimiento por cuenca, de las diferentes distancias medias entre los yacimientos y los centros de consumo y de la diversa composición de la tarifa media final según categoría tarifaria, lo que implica también la consideración de los consumos promedio en cada zona y la estructura del mercado por tipo de clientes.

En el cuadro V-11 se presentan las estimaciones correspondientes para el promedio del período 1994-1999. Como se puede apreciar, los valores más altos se encuentran en la zona metropolitana de Buenos Aires (Capital Federal y Gran Buenos Aires, atendidas por Metrogas y BAN); le siguen las de Córdoba (Distribuidora del Centro), Mendoza (Distribuidora Cuyana) y los centros de la provincia de Buenos Aires

⁴² En este trabajo se demuestra a partir de un ejemplo concreto de negociación entre un distribuidor y una junta vecinal, el mecanismo mediante el cual las distribuidoras se apropian de una renta indebida. Ellos son: i) imputación de un costo de transporte superior al real; ii) costos de Operación y Mantenimiento (O&M) superiores a los históricos de Gas del Estado o los implícitos en los análisis previos a la licitación; iii) plazo de evaluación inferior al de la licencia. En especial es de relevancia el nivel de costos de O&M imputados a cada usuario, ya que ellos no siguen pautas de largo plazo, ni necesariamente reflejan el costo incremental real. Estas diferencias pueden dar lugar a discrepancias entre el valor supuesto como implícito para la expansión del sistema en cada nivel de tarifas, con lo cual la distribuidora se apropia de una renta indebida.

(Camuzzi Gas Pampeana). En cambio las tarifas más bajas corresponden a las zonas próximas a los yacimientos como Salta (Gasnor) y Neuquén (Camuzzi Gas del Sur). Nótese que el costo del gas incluido, es más alto en aquellas zonas más relativamente dependientes del gas proveniente de la CNQ y que el costo de transporte depende del *mix* de cuencas y de la distancia a los centros atendidos en forma simultánea. Por su parte el margen de distribución depende de las tarifas de distribución para cada categoría de usuario y de la composición del mercado. En este caso, como se ha visto en el gráfico V-8 los márgenes mayores lo tienen las distribuidoras que atienden a los principales y más grandes centros urbanos.

Cuadro V-11
ESTIMACIÓN DE LA ESTRUCTURA MEDIA DE
FORMACIÓN DE TARIFAS FINALES PARA CADA DISTRIBUIDORA

En \$US por MMBTU – Promedio 1994-1999

	Costo		Margen promedio de distribución	Tarifa final promedio
	del Gas	de Transporte		
Metrogas	1.102	0.597	1.138	2.837
BAN	1.193	0.507	1.657	3.358
Centro	1.136	0.389	1.076	2.601
Litoral	1.134	0.523	0.495	2.152
Cuyana (Cuyo)	1.200	0.217	1.169	2.586
Gasnor (Salta)	1.113	0.108	0.684	1.905
Camuzzi Sur (Neuquén)	1.195	0.063	0.759	2.017
Camuzzi Pampeana (BA)	1.103	0.505	0.815	2.423

Fuente: Estimaciones propias con datos del Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS).

Se puede concluir, por consiguiente, que el sistema de precios y tarifas diseñado para el nuevo sistema refleja costos reales en forma razonable, pero también maximiza la renta de localización generando mayores ingresos en los centros de mayor consumo.

En el caso de la zona sur del país (Patagonia), la más fría de todo el territorio, las tarifas para los usuarios finales residenciales están subsidiadas en forma directa a través del Presupuesto de la Nación, lo que ha reducido el impacto de la reestructuración sobre los usuarios, los cuales además, se benefician por la proximidad a los yacimientos en tanto la capacidad de transporte no deba ser ampliada. De otro modo el sistema de tarifas de transporte no incentiva el desarrollo de las ampliaciones, las que generalmente son realizadas por terceros interesados, como es el caso de los gobiernos provinciales los que, además, son los encargados de administrar el citado subsidio nacional a las tarifas residenciales.

En cuanto a los márgenes de distribución por categoría de usuario en cada zona, se puede decir que las unidades presentan una variabilidad del orden del 22% para las residenciales, del 18% para las de Servicio General P y del 38% para las de grandes usuarios, en concordancia con los volúmenes promedio de ventas por categoría. Ello es también causa de las diferencias que se observan en el gráficos V-8 y el cuadro V-11.

VI. Evaluación del nuevo sistema: los conflictos existentes, las modalidades de resolución y el desempeño del ENARGAS

A lo largo de los capítulos precedentes se han descrito los rasgos del sistema emergente tras la reforma, y se han evaluado los principales impactos provocados por la misma en sus aspectos físicos y económicos. Ahora se pasará a describir y evaluar las modalidades adoptadas por el ENARGAS para resolver conflictos y señalar, si fuera posible, las principales falencias del sistema y los vacíos regulatorios existentes.

El análisis contemplará básicamente varios ámbitos de conflictos, a saber:

- i) los que se refieren a la ausencia de competencia en el mercado mayorista debido a la concentración de las reservas en pocos oferentes;
- ii) los que se derivan de la integración vertical (y horizontal) y que por consiguiente obstaculizan la competencia, y
- iii) los que se relacionan con la regulación del transporte y la distribución, y que generan una apropiación de renta indebida y ausencia de competencia real derivada de los propios mecanismos de regulación vigentes.

A. Los problemas de concentración de la oferta en el mercado mayorista y la formación de precios

En el capítulo III de este trabajo se han expuesto los diversos elementos que conforman la problemática del mercado mayorista, y en el capítulo V se han entregado los elementos relativos a la formación de precios en dicho mercado.

Obviamente, del análisis de los elementos presentados surge uno de los objetivos enunciados en la Ley Marco —el relativo a lograr una mayor competencia— el cual no es implementable en tanto la autoridad encargada de aplicar la ley no tiene potestad ni tampoco instrumentos suficientes para lograr diversificar la oferta y promover así una mayor competencia. En general, existe un amplio consenso sobre esto, pero es inoperante en tanto que de él no se desprende una acción legal o una decisión política viable.

En efecto, aun cuando los valores del IHH se aproximen a 4 000 (y superen este valor en dos de las principales cuencas),⁴³ sería impensable una medida que obligara a Repsol-YPF o a Total, a desprenderse de sus yacimientos a fin de aumentar la competencia entre oferentes, única medida, por otra parte, que podría lograr reducir dicho índice y disminuir, por consiguiente, el riesgo de conductas colusivas.

Aún, si éste fuera el camino, cabría preguntarse todavía: i) en qué medida existe una sobreoferta de gas como para asegurar que el mayor número de oferentes condujera a una situación de competencia real que lograra disminuir los precios; ii) si este objetivo fuese compatible con la eficiencia económica y energética, o bien, iii) a qué precios debería proponerse la venta de los yacimientos (o porciones de ellos), para lograr incentivos reales a la baja de precios (véase R. B. Pacudan, 1998 y C. Morales Siddayao, 1997), teniendo en cuenta el valor pagado por las reservas en el momento de la privatización de las áreas centrales y de YPF. Cualquier análisis al respecto, por superficial que sea, haría notar los rasgos básicos de inviabilidad, especialmente si a estos datos se añade el hecho de que la relación Deuda Externa Total-PBI ya está rondando valores que superan el 50% a pesar de la considerable apreciación monetaria introducida por las políticas macroeconómicas aplicadas desde inicios de los noventa, lo que eleva la prima por riesgo país, y por ende el costo financiero del Estado y de la sociedad en su conjunto.

Por consiguiente, la vía para limitar las conductas colusivas y el aumento constante de los precios del gas no parecen poder derivarse, en el caso argentino, por la vía de facilitar la multiplicación de oferentes, sino más bien por la que ha intentado (sin gran éxito) el ENARGAS, es decir, a través de la limitación del precio a ser reconocido en las tarifas finales.

Como se ha visto, finalmente la aplicación del Decreto N°1 020/95 ha intentado introducir un régimen optativo de compra para las distribuidoras que introduciría incentivos para la gestión de compras de gas en el mercado de corto plazo a un menor precio. Esto les permitiría retener a las distribuidoras el 50% de la diferencia entre el precio de compra en dicho mercado y el precio de referencia fijado por el ENARGAS en caso de que el primero fuese menor que el segundo, y a trasladar sólo el 50% de dicha diferencia si se diera la situación inversa.

No obstante, como se ha mostrado, la proporción del total de las compras en el *spot*, si bien crecientes, no son suficientes para modificar en forma sustantiva el nivel de los precios de adquisición de las distribuidoras.

En, efecto como se muestra en el gráfico VI-1, la proporción media de compras en el mercado de corto plazo constituye una proporción creciente del gas revendido en forma directa por las distribuidoras (se supone de manera simplificada que el total del gas adquirido es similar al directamente comercializado por las empresas de distribución).

Sin embargo, aun así, la proporción alcanza a sólo el 10% del total en 1999 y el efecto sobre los precios medios sería como máximo del 1% por cada 20% de descuento en el *spot*, en función de que el 50% es retenido por las empresas, lo cual constituye el supuesto incentivo.

Por consiguiente, no se puede esperar de este mecanismo grandes resultados, porque aun cuando se comercializara hasta el 20 ó 40% del total, un descuento sistemático en todas las cuencas del precio en un orden del 20% (metas más que ambiciosas), significaría tan sólo una incidencia de cómo máximo del 2 al 4% en el precio medio de adquisición y una incidencia casi nula para los usuarios cautivos.

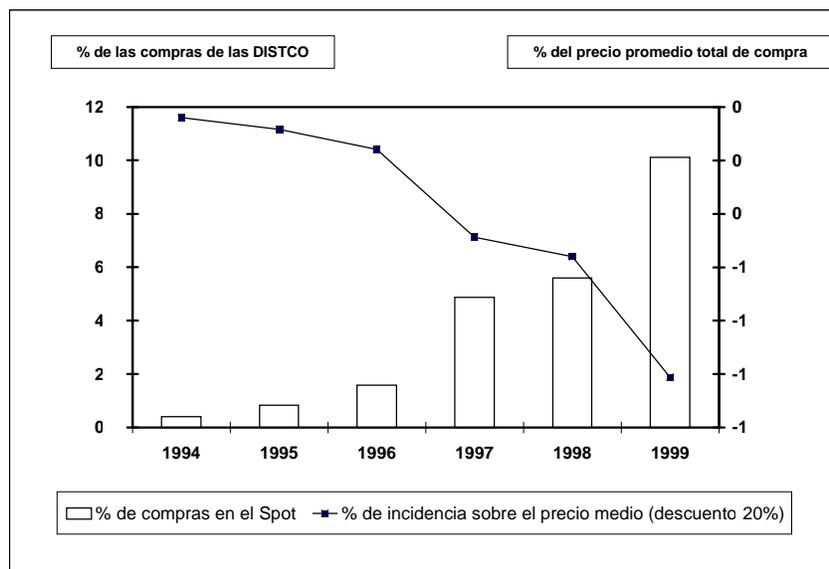
Por el contrario es de esperar que los precios de los contratos en ambos mercados sean influenciados por el precio internacional del crudo, más a la alza que a la baja, según se deriva del comportamiento de los precios en el invierno 2000, y de la escasa incidencia de los deprimidos precios del crudo en 1998 y 1999 para lograr hacer descender los precios del gas en esos años (véase gráfico V-1).

Pero, además cabe notar, que los precios de referencia del ENARGAS reflejan en la práctica la evolución de los contratos de mediano y largo plazo por lo cual esta tendencia de determinación del nivel de precios en vinculación con el precio del crudo y sus derivados se refuerza desde el sistema de regulación.

⁴³ Recordar que un valor del índice de 10000 equivale a un monopolio absoluto (una empresa el 100% del mercado) y un valor de 2000, a un mercado concentrado en cinco empresas con 20% del mercado cada una de ellas.

Se vio en el gráfico V-2 la similitud entre el comportamiento histórico de los precios por cuenca (y por ende los de referencia) y los admitidos en las tarifas, los que finalmente se ubican ligeramente por encima de los de cuenca reflejando seguramente los costos de los contratos de compra (los cuales no son públicos).

Gráfico VI-1
PORCENTAJE ESTIMADO DE COMPRAS EN EL MERCADO SPOT POR PARTE DE LAS DISTRIBUIDORAS Y PORCENTAJE ESTIMADO DE INCIDENCIA EN EL PRECIO MEDIO SOBRE LA BASE DE UN DESCUENTO GLOBAL DEL 20%
En porcentajes



Fuente: Estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía y el Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS).

Por todo lo anterior, es evidente que las autoridades están limitadas para incidir sobre el mercado mayorista de una manera más activa. En tal sentido una de las pocas vías de acción que parecerían razonables se refieren a la publicación de la información de base que da lugar a la formación de precios en dicho mercado. Es decir, dar total transparencia a los contratos de compra de las distribuidoras a fin de que públicamente se conozcan y se puedan seguir los pormenores de la formación de los precios de cuenca, como son: las condiciones, cantidades, plazos y otros factores relevantes como los métodos de indexación, los precios piso y techo, etc. Este hecho facilitaría, por otra parte, la toma de decisiones de los consumidores libres, necesitados de obtener precios más bajos para sus insumos energéticos en virtud de la creciente competencia a la que se encuentran sometidos en el actual sistema abierto.

En la actualidad esta práctica se encuentra impedida y/o restringida debido a la confidencialidad comercial. Sin embargo, en caso de no existir medios suficientes para controlar las posiciones dominantes de las empresas que controlan el mercado, el ENARGAS debería ejercer su función en salvaguarda de los derechos de los usuarios, llenando así en la práctica este vacío de la regulación que impide la continua transferencia de renta desde los usuarios hacia los productores de gas.

Este recurso por otra parte serviría para reducir otra de las fuentes de ausencia de competencia, e incentivo para negociar mejores precios por parte de las distribuidoras, cual es el hecho de la integración vertical parcial en algunas de las más importantes de ellas.

B. Los problemas de integración vertical

Las limitaciones a la integración vertical estrictas en un principio, se modificaron parcialmente mediante el Decreto N° 1 738/92 que reglamenta la Ley N° 24 076 admitiendo en los hechos la posibilidad de que distribuidores o consumidores contraten directamente con productores aunque posean en conjunto más del

50% del capital o de los votos en la sociedad de inversión controladora de una distribuidora o transportista, si no suministran o reciben en conjunto más del 20% del gas transportado o comprado computado mensualmente del transportista o distribuidor (controlado por la sociedad inversora). Del mismo modo, las restricciones no se aplican cuando la participación controladora se alcance mediante la suma de las participaciones de dos o más de las diferentes categorías de sujetos (por ejemplo: transportista más productor, o transportista más distribuidor, etc.).

Sin embargo, es casi obvio, que en una situación próxima a la de situación controladora, el sistema no ofrece ninguna salvaguarda para prácticas colusivas, en especial si se tienen en cuenta las restricciones que tiene el ENARGAS para limitar efectivamente el *pass-through* habida cuenta del marco legal vigente.

El caso más claro es el de Repsol YPF con Distribuidora BAN, y también aunque más atenuado con Metrogas. Ambas distribuidoras dan cuenta de alrededor de 44% de las reventas directas de gas del total de las distribuidoras y adquieren la mayor parte del gas de esta petrolera (87% en el caso de BAN; 54% en el caso de Metrogas), siendo que Repsol es socio mayoritario de Gas Natural de España, la que a su vez es socia mayoritaria y controladora de Gas Natural SDG, por su parte controladora y operador técnico de BAN, con lo cual se estaría en una virtual violación del Marco Regulatorio (artículo 34 de la Ley N° 24 076). En este caso, la posición controladora lo es, a través de una sociedad radicada en el extranjero. Hasta el momento no ha habido una acción litigante por parte del ENARGAS, como ha sucedido por ejemplo, en el caso del sector eléctrico con el control de ENDESA sobre EDENOR y EDESUR, hecho que generó la intervención del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) por haberse violado explícitamente una norma fundamental del proceso de privatización, cual era establecer competencia por emulación al separar dos zonas de distribución.

De este modo mucho más que las razones aludidas al comienzo del capítulo, se tiene que la aprobación explícita e implícita de la integración vertical constituye el principal obstáculo para crear un clima más competitivo, en este caso ya no meramente por emulación, sino por diversificación de fuentes de abastecimiento. Los intentos del ENARGAS de limitar el precio de cuenca mediante la fijación de un precio de referencia un poco inferior a ellos, no ha dado resultados.

Otro caso de integración vertical de hecho lo constituyó la participación de Pérez Companc en TGS y Metrogas, y también en la producción y oferta de gas. Si bien en este caso dicha integración no violó lo establecido en el Marco Regulatorio (Pérez Companc abastecía menos del 20% de Metrogas), facilitó la ausencia de competencia en el sistema debido a la obstrucción al acceso a terceros, en tanto no se liberó la capacidad de transporte en firme. De todos modos Pérez Companc salió de Metrogas. La ausencia de un sistema más abierto de transporte, se tratará a continuación.

Aquí se puede concluir, por lo tanto, que existe tanto una falencia del sistema regulatorio, como una falta de aplicación más estricta de lo que el marco establece. De todos modos es necesario advertir que esta tendencia a la reintegración parcial de la cadena es propia de todos los sistemas desregulados (véase G. Maisonnier, 2000, e IEA, 1998).

C. Metodología de cálculo de la imputación de costos de transporte y apropiación de rentas extraordinarias por las distribuidoras

Como se ha expuesto en los capítulos precedentes existe una diferencia entre los costos reales de compra de capacidad de transporte por parte de las distribuidoras y su imputación a las tarifas, lo que determina, por consiguiente, una diferencia entre los márgenes unitarios de distribución calculados *ex-ante* y *ex-post*, y por lo tanto una diferencia en los ingresos reales de las distribuidoras derivados de la aplicación de las reglas básicas de las licencias de distribución (Decreto N° 2 255/92).

En efecto en el capítulo IX Reglamento del Servicio y Tarifas del citado Decreto N° 2 255/92, en su acápite 9.4.3.2, se describe la metodología del ajuste de las tarifas por variaciones en el costo de transporte y se establece que el factor de carga será igual al cociente entre el consumo medio diario de cada categoría (R, P, SBD, y GU en modalidades FT-FD-IT-ID-GNC) sobre el consumo máximo diario de las mismas categorías calculados sobre la base de los últimos 12 meses previos al ajuste. Sin embargo, y esto es lo crucial del tema aquí abordado, los factores de carga considerados en las tarifas iniciales y a ser utilizados durante los primeros 5 años son:⁴⁴

⁴⁴ Estos factores se siguen aplicando también en el segundo período quinquenal según lo consultado por el autor e informado por el ENARGAS.

- Residencial = R = 35%
- Servicio General P = P = 50%
- Subdistribuidores = SBD = 75%
- Grandes Usuarios = FT-FD-IT-ID-GNC = 100%

Ellos pueden discrepar de los factores de carga reales, dando lugar a una apropiación de renta no justificada o en todo caso más que discutible.

Aun cuando no es posible calcular con exactitud los factores de carga reales con los datos que publica el ENARGAS, tal como definidos en el régimen de licencias, es factible realizar una estimación sobre bases de los consumos máximo diarios que surgen del mes de mayor consumo en cada año, para cada categoría de usuario de las relevantes para este análisis (R y P) y derivar las consecuencias del apartamiento entre las estimaciones *ex-ante* y *ex-post*.

Como se muestra en el cuadro VI-1, los factores de carga *ex-post* serían considerablemente superiores a los establecidos para el primer período quinquenal y que siguen vigentes. Por otra parte, el criterio uniforme genera rentas diferenciales para las distintas unidades distribuidoras, en tanto los factores climáticos son los que determinan la demanda máxima, y éstos no son iguales en las diferentes regiones del país. Este resultado se confirma cuando se establece una comparación entre el coeficiente de utilización media de la capacidad en firme que se obtiene en función de la participación en el mercado de cada tipo de usuario y de los factores de carga determinados a priori para el primer período quinquenal, y el que surge como resultado de la operación del sistema en su conjunto. Véase el cuadro VI-2, en el que se representa dicho cálculo.

Cuadro VI-1
ESTIMACIÓN DE LOS FACTORES DE CARGA REALES CON LOS VIGENTES A PRIORI
SEGÚN REGLAS BÁSICAS DE LAS LICENCIAS - DATOS DEL PERÍODO 1993-1994 1998-1999
En porcentajes

Factor	Año	Por Licencia	Metrogas	BAN	Total DISTCO
Carga Residencial (R)	1993-1994	35	44.4	48.2	47.4
	1994-1995	35	45.8	43.3	47.4
	1995-1996	35	44.5	46.1	46.6
	1996-1997	35	39.2	39.6	42.6
	1997-1998	35	51.1	44.2	51.6
	1998-1999	35	49.7	49.2	49.1
Servicio General P (SG-P)	1993-1994	50	61.7	73.3	69.5
	1994-1995	50	64.0	65.8	66.4
	1995-1996	50	65.6	53.1	60.7
	1996-1997	50	61.6	75.0	64.9
	1997-1998	50	72.9	54.8	69.6
	1998-1999	50	66.1	67.3	68.2

Fuente: Estimación propia con datos del Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS), Datos Operativos de las Licenciatarias de Gas, varios números del período julio-junio de cada año.

Se ve aquí con claridad que el cálculo para cada una de las unidades arroja un resultado dispar, pero prácticamente siempre superior en el caso *ex-post* respecto al cálculo basado en la ponderación del factor *ex-ante*, de modo tal que el promedio llega a superar para cada unidad entre aproximadamente 10 y 30% los valores a priori.

Pero, además, ningún usuario paga un cargo de transporte inferior al pago por el 100% de la capacidad contratada en firme. Si se analizan las categorías FT e ID y FD e ID, se verá que el costo unitario de la categoría interrumpible es equivalente al pago unitario de reserva de capacidad en firme al 100% de utilización. Por consiguiente, el pago máximo imputado al usuario residencial y a los del servicio P, al margen de las dudas que puedan existir sobre el exacto valor del factor de carga real, no genera en este sistema ningún descuento para el usuario interrumpible. Éste paga también el valor completo del sistema.

Cuadro VI-2

**VALOR DE LA RELACIÓN FACTOR DE CARGA EX-POST -
FACTOR DE CARGA^a EX-ANTE: PERÍODOS 1993-1994 A 1999-2000**

En porcentajes

Año	Metrogas	BAN	Centro	Litoral	Cuyana	Gasnor	Camuzzi	
							Sur	Pampeana
1993-1994	53.5	27.5	25.1	13.8	44.1	-2.6	16.4	74.8
1994-1995	17.1	-2.2	11.3	19.5	30.1	11.3	36.9	42.0
1995-1996	23.5	-0.1	-6.2	-4.1	25.5	-0.2	29.7	11.4
1996-1997	37.9	28.5	15.4	23.5	29.8	9.8	33.7	6.6
1997-1998	13.4	21.6	8.9	20.3	28.2	7.8	23.6	5.0
1998-1999	50.6	18.1	11.0	12.4	20.9	11.4	35.9	25.3
1999-2000	43.9	29.3	11.6	22.8	15.4	10.3	44.5	24.0
Promedio	34.3	17.5	11.0	15.5	27.7	6.8	31.5	27.0

Fuente: Estimación propia con datos del Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS), Datos Operativos de las Licenciatarias de Gas, Varios números del período 1993-1994 al 1999-2000.

^a Factor de Carga, se refiere a la relación existente entre el consumo máximo diario, y el promedio de consumo de un determinado sistema.

De allí que inevitablemente se genere una diferencia entre el valor de compra de la capacidad, el que es igual al costo unitario promedio de la reserva de capacidad en firme de transporte de cada distribuidora (proveniente del *mix* de cuencas), dividido por el factor real de carga del sistema de cada una de ellas, y el que surge del método de imputación utilizando los factores de carga parciales por categoría de usuario uniformes y determinados a priori en forma fija y no basada en la experiencia inmediata anterior. Esto se muestra en el cuadro VI-3, con datos estimados del año 1999.

Cuadro VI-3

**ESTIMACIÓN DE LA DIFERENCIA UNITARIA ENTRE EL COSTO
DE TRANSPORTE DE LAS DISTRIBUIDORAS Y SU IMPUTACIÓN A
TARIFAS POR APLICACIÓN DE LAS RBLD. CÁLCULO CON DATOS DE 1999**

En \$US por millones de BTU

Distribuidora	Tarifas			Diferencia
	Transporte al 100%	Promedio imputada a los usuarios	Resultante del coeficiente real de utilización de la capacidad contratada	
Metrogas	0.632	1.053	0.732	0.321
BAN	0.515	0.985	0.762	0.223
Centro	0.425	0.631	0.565	0.066
Litoral	0.495	0.626	0.509	0.116
Cuyana (Cuyo)	0.284	0.417	0.362	0.056
Gasnor (Salta)	0.110	0.144	0.131	0.013
Camuzzi Sur (Neuquén)	0.063	0.115	0.080	0.036
Camuzzi Pampeana (BA)	0.511	0.807	0.651	0.156

Fuente: Estimación propia con datos del Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS).

La diferencia entre el costo de transporte (capacidad contratada en firme por las distribuidoras a las tarifas vigentes en cada semestre, según el *mix* de cuencas, dividida por el factor de carga promedio del sistema) y la imputada a tarifas (según metodología de las Reglas Básicas, punto 9.4.3.2.), y que se expresa en valores unitarios en el cuadro VI-3 da lugar a montos muy importantes y diferenciales para cada unidad distribuidora, tal como sugiere la estimación representada en el cuadro VI-4. Este cálculo consiste en multiplicar las diferencias unitarias por los volúmenes entregados por cada distribuidora.

Debe ser comprendido que estos valores son estimados, y corresponden al cálculo realizado por una parte con los datos del factor de utilización de la capacidad y los consumos por tipo de usuario y tarifa correspondientes al año 1999, y por otra con los promedios anuales desde la reforma. Los cálculos con los datos promedio de estos últimos siete años arrojan un orden de magnitud de 638 millones de dólares

acumulados para el conjunto de las unidades, en concepto de diferencia entre el costo de transporte imputado según las licencias y según los costos reales del sistema.⁴⁵

Cuadro VI-4
ESTIMACIÓN DE LA DIFERENCIA ANUAL ENTRE
EL COSTO DE TRANSPORTE DE LAS DISTRIBUIDORAS
Y SU IMPUTACIÓN A TARIFAS POR APLICACIÓN DE LAS RBLD
En millones de \$US/año

Distribuidora	Monto anual estimado Datos 1999	Calculado sobre los Valores promedio 1993-1994/1999-2000
Metrogas	71.4	46.0
BAN	25.7	9.7
Centro	4.1	2.5
Litoral	13.7	7.9
Cuyana (Cuyo)	3.7	4.1
Gasnor (Salta)	0.8	0.4
Camuzzi Sur (Neuquén)	4.5	2.2
Camuzzi Pampeana (BA)	21.7	18.3
Total	145.7	91.1

Fuente: Estimaciones propias con datos del Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS).

Al respecto cabe señalar entonces, que la forma de regular los costos de transporte, no considera una corrección de esta renta fortuita y permite a las empresas contratar una capacidad en firme en exceso de sus necesidades sin penalización económica alguna. Si bien se puede admitir que estos factores están diseñados sobre una base máxima hipotética y/o empírica, en la práctica su aplicación produce una renta indebida que no es corregida *ex-post*. Podría sugerirse, por ejemplo, la introducción de un factor de corrección (total o parcial), basado en las diferencias *ex-ante* y *ex-post* a ser aplicada en el período anual siguiente sobre la base de volúmenes equivalentes. Este sistema permitiría, por lo tanto, cumplir simultáneamente con el objetivo de prever la demanda máxima (y así evitar el eventual desabastecimiento) y tender a igualar los costos de adquisición de la capacidad de transporte con el de su imputación a las tarifas finales, evitando de este modo la apropiación total de una renta indebida, que si bien es de carácter fortuito es sistemática.

Al respecto se debe considerar que las compañías distribuidoras pueden revender su capacidad excedente, con lo cual un sistema como el propuesto sería más equitativo para todos los actores involucrados.

D. La metodología del cálculo del costo de obras financiadas por terceros y la eventual apropiación de rentas extraordinarias por las distribuidoras

Como se ha dicho en los capítulos precedentes las distribuidoras se han beneficiado del aporte realizado por los usuarios a la construcción de las obras, en tanto que si bien la Ley N° 24 076 (Marco Regulatorio), como el Decreto N° 2 255/92 (Régimen de Licencia) establecen que las extensiones de redes deben ser realizadas por la distribuidora, también se deja en claro que esta obligatoriedad tiene la salvedad de que las tarifas aprobadas para los clientes de una determinada zona donde se solicite la extensión del servicio, deben ser suficientes para financiar la construcción de las obras.

⁴⁵ En el caso de Metrogas, por ejemplo, este resultado tan favorable se obtiene también con los datos de 1993-1994; pero si consideramos los datos de 1998 (año de muy baja utilización de la capacidad en firme) el valor *ex ante* y *ex-post* casi es idéntico, aunque siempre mayor el *ex ante* que el *ex-post*. En realidad el factor de carga real (*ex-post*) es variable en cada año y es resultante de dos factores, a saber: i) de la reserva de capacidad de las unidades de distribución, y ii) de la evolución de sus ventas, las que a su vez dependen de factores climáticos y socioeconómicos complejos. Lo que se quiere señalar es que la metodología de imputación de costos de transporte genera una renta a favor de las distribuidoras, siendo esta renta variable con el factor de utilización real de la capacidad contratada en firme. Se puede afirmar, no obstante, sin lugar a dudas, que el método ha generado una renta positiva a todas las unidades como lo demuestra el cálculo efectuado con los valores promedio de 7 años.

En la práctica las licenciatarias alegan insuficiencia tarifaria y ciertamente parecería que no se recuperaría la inversión al 13% anual salvo en contados casos (véase el cuadro VI-5). Así se ha estimado, sobre la base de los ingresos (netos de todo costo), actualizados al 13% sobre un período de sólo 20 años, que este valor es inferior en casi todos los casos al costo promedio de las obras valuadas según la longitud promedio de las redes por usuario y considerando también un valor promedio por unidad de longitud de red.

Cuadro VI-5

PORCENTAJE ESTIMADO DE COBERTURA DEL VALOR DE LAS OBRAS SEGÚN LONGITUD MEDIA POR USUARIO Y SEGÚN EL VALOR ACTUAL NETO AL 13% DE LOS INGRESOS POR DISTRIBUCIÓN NETOS DE COSTOS DE TRANSPORTE, ADQUISICIÓN DEL GAS Y OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

En porcentajes

Metrogas	BAN	Centro	Litoral	Cuyana	Gasnor	Camuzzi		Total
						Sur	Pampeana	
97.2	86.9	39.0	43.9	52.1	35.8	45.6	47.9	59.6

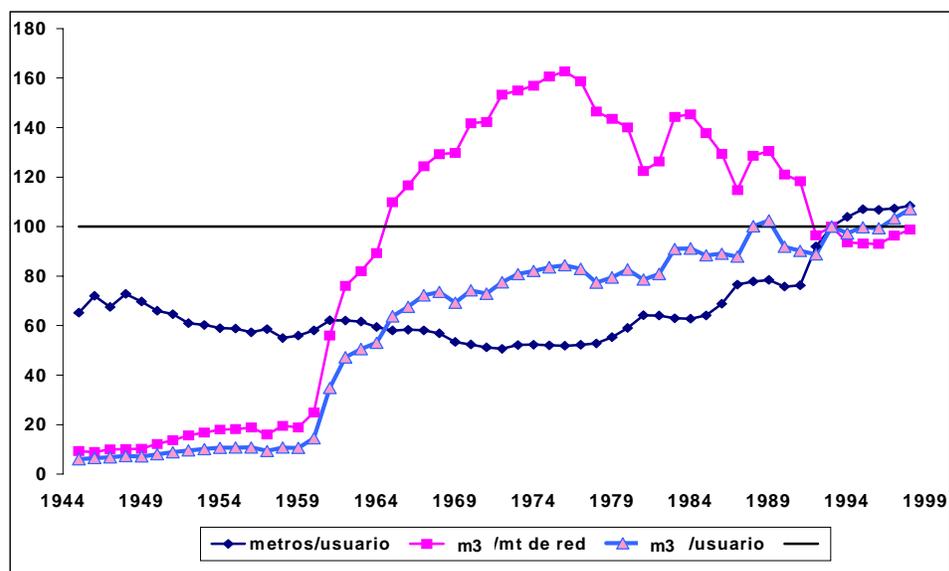
Fuente: Estimaciones propias.

Por consiguiente, dependiendo de la naturaleza de las obras de extensión, la tarifa cubrirá una porción decreciente de la estimada en la medida en que el costo marginal de las obras supere al costo medio. Ello dependerá, a su vez, de la madurez del mercado domiciliario en cada zona. En principio, y atendiendo al promedio del sistema, se puede afirmar que la tendencia es claramente hacia costos marginales superiores al promedio (ver gráfico VI-2). Sin embargo, esto puede diferir en cada zona.

Gráfico VI-2

EVOLUCIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE GN EN ARGENTINA: ANÁLISIS DE LA LONGITUD DE RED POR USUARIO, VOLUMEN TRANSPORTADO POR REDES Y CONSUMO MEDIO POR USUARIO EN EL PERÍODO 1945-1998

En m³ - Base 1993 = 100



Fuente: Estimaciones propias.

Ahora bien, se tiene según lo anterior, que si bien es lícita la solicitud de las distribuidoras de requerir el financiamiento de las obras por parte de los terceros interesados, no lo es la proporción en que lo hacen generalmente, ni el monto que se les reconoce por dicha inversión. Aun cuando para dar una opinión taxativa sobre el particular se debería disponer de más información acerca de las características de cada una de las obras financiadas por terceros (las que por definición son diversas), o el resultado promedio de ellas en cada

zona, los cálculos efectuados sobre los valores medios indicarían que en algunos casos (posiblemente la mayoría de ellos), al usuario se le devuelve menos de lo que efectivamente aporta a la empresa como inversión.

Si bien es indiscutible que para el usuario la inversión es también rentable, en tanto el precio del gas domiciliario es en cualquier zona inferior al de sus sustitutos, lo cierto es que este tipo de reglas de mercado no deberían utilizarse en forma implícita para permitir la apropiación de rentas extraordinarias.

Acerca de los valores tomados como referencia se puede ver el cuadro siguiente VI-6, en el cual los valores de las obras son calculados según diversos criterios, a saber: i) valor de reposición de los activos sobre el total de los usuarios de cada unidad; ii) valor comercial de cada unidad sobre el total de usuario, y iii) longitud promedio de las redes por usuario multiplicada por un valor aproximado standard por unidad de longitud (en este caso \$ 22 por metro de red). Estos valores se comparan con el valor de devolución a cada usuario, lo que está normado por la Resolución N° 587 citada, que modifica parcialmente una anterior (la N° 422 del 3de febrero de 1997) y con el cálculo del VAN al 13% de cada distribuidora.

Cuadro VI-6
COMPARACIÓN DEL VALOR UNITARIO ESTIMADO DE
LAS OBRAS DE DISTRIBUCIÓN DE GAS POR DISTRIBUIDORA

En \$US por usuario residencial

	Metrogas	BAN	Centro	Litoral	Cuyana	Gasnor	Camuzzi		Total
							Sur	Pampeana	
Valuación por longitud media de las redes por usuario	171.7	388.1	610.8	469.4	587.0	515.8	755.7	549.9	403.9
Valuación por valor de reposición de los activos (McKinsey)	210.3	508.9	723.8	637.0	924.3	1 162.0	780.6	916.4	543.1
Valuación Comercial (McKinsey)	246.8	250.2	530.8	613.0	924.3	1 066.0	780.6	521.3	431.3
Valor Resolución N° 587 del 16.3.98	184.2	170.9	185.7	171.3	259.6	127.5	296.1	173.5	188.0
VAN al 13% de las tarifas netas de c O&M	166.9	337.3	237.9	206.1	305.8	184.6	344.5	263.4	240.9

Fuente: Estimaciones propias.

Los porcentajes de cobertura del valor promedio de las obras, constituido según lo pagado a los usuarios como reintegro (en valor gas gratis equivalente), varían entre una unidad y otra, pero en principio se aproximan sólo al 100% en Metrogas y menos del 50% en las restantes que son las que mayor expansión tienen y han tenido. Sin embargo, la apropiación de renta indebida proviene del hecho de que los usuarios aportan casi el 100% del valor de las obras y, además, porque existe una diferencia entre el valor reconocido y reembolsado *ex-post* a los usuarios y el VAN al 13%, (diferencias de 28% en promedio pero del orden de 30 a 50% en casos como el de BAN y Gasnor). Esto se desprende a nuestro juicio, de los valores de simulación realizados *ex-ante* para arribar a la valuación de las unidades de distribución (cálculo que considera costos de O&M en cada unidad e ingresos a las tarifas vigentes). Esto es así aun sin considerar que las distribuidoras pueden presentar por lo general costos que pueden ser superiores a los reales, tal como se señaló con anterioridad.

Aun cuando no se dispone de información acerca del aporte realizado en promedio por los usuarios, se sabe que en la mayoría de los casos estos aportes equivalen a casi la totalidad de la obra a precios de mercado, tanto más cuando los costos de las nuevas obras superen a los costos medios.

Si se asume que estas obras corresponden al valor medio, el porcentaje de devolución del verdadero valor aportado por los usuarios (suponiendo que sufragan el 100% del costo), se ubicaría en un orden próximo al 47% en promedio para el sistema en su conjunto, pero entre este valor y el 25% para todas las unidades distintas a Metrogas. Resulta que en este último caso el valor devuelto a los usuarios igualaría, o hasta sería ligeramente superior al del desembolso real, pero la expansión del sistema es prácticamente irrelevante (creció sólo 7% en siete años, es decir, 1.2% anual). En cambio, en las zonas donde la expansión ha sido muy importante, las distribuidoras estarían reembolsando una fracción mínima del verdadero valor de las obras financiadas por terceros. Esto se representa en el cuadro VI-7.

Cuadro VI-7

**PORCENTAJE DE DEVOLUCIÓN DEL VALOR DE LA OBRA A LOS
USUARIOS E INCREMENTO EN EL NÚMERO DE USUARIOS ENTRE 1993 Y 1999**

	Metrogas	BAN	Centro	Litoral	Cuyana	Gasnor	Camuzzi		Total
							Sur	Pampeana	
Valor Res. N° 587 Valuación por longitud media	107.3	44.0	30.4	36.5	44.2	24.7	39.2	31.5	46.5
Crecimiento del número de usuarios 1993-1999	7.5	24.8	35.4	35.7	34.7	44.2	30.5	27.4	21.7
Tasa anual en %	1.2	3.8	5.2	5.2	5.1	6.3	4.5	4.1	3.3

Fuente: Estimaciones propias.

Si bien la Comisión Nacional de Valores (CNV) ha sido clara en no permitir que las licenciatarias activen en sus balances las obras a un valor distinto al reconocido como reembolso a los usuarios, o bien hasta las obras cedidas en forma gratuita (véase ENARGAS, 1996 y CNV, 1995), ello no invalida el hecho que las licenciatarias estén cobrando un cargo por expansión (incluido en las tarifas de distribución) que no aplican totalmente a este concepto, toda vez que el usuario financie una proporción mayor, no sólo al valor reconocido de la obra, sino también al que resultaría de calcular dicho valor. Por ejemplo, sobre la base del VAN al 13% (u otra tasa razonable acorde al costo del capital en situación de riesgo similar) resultante de actualizar los flujos netos unitarios multiplicados por el consumo medio esperado anual y sobre el plazo que reste entre la fecha de cesión de la obra y el de finalización de la licencia. El cálculo supone por otra parte siempre costos de O&M similares al promedio lo que puede dar lugar a distorsiones formidables en ausencia de un plan de expansión a largo plazo u otra referencia global.

Por otra parte el ENARGAS debería hacer públicas, mediante estadísticas, las obras financiadas por terceros, según sus características, costos, porcentajes de aportes por parte de las empresas distribuidoras y los usuarios a fin de otorgar una mayor transparencia en el tema. En este momento son públicas las audiencias y los expedientes caso por caso, pero no existe una revisión sistemática y acumulativa por empresa de dominio público, de modo tal que permita comprender el nivel de costos promedio y marginales del sistema de distribución, discriminando éstos en sus diversos componentes.

Nótese que si se supone que la expansión del sistema de distribución se efectuó desde 1993 en adelante con el aporte de los usuarios en un 100%, los reembolsos considerados en la Resolución N° 587 del ENARGAS, equivaldría a una transferencia de activos a las empresas por más de 200 millones de dólares para el conjunto del sistema valuándolas al costo medio estimado,⁴⁶ diferencia que surge del valor estimado de las obras y el valor reembolsado a los usuarios en forma de gas gratis bonificado con la facturación. Sin embargo, esta cifra sería mayor si se considera que las redes construidas tienen un valor superior al promedio.

E. Los mecanismos de reventa de la capacidad

Hacia finales de 1995, el ENARGAS sancionó la Resolución N° 267 que aprobó el reglamento para la reventa de capacidad de transporte. La reacción de las principales distribuidoras primero, y de las transportistas y restantes distribuidoras muy poco después (con Recursos de Alzada contra la citada resolución hacia febrero-marzo de 1996), culminó finalmente con una nueva resolución del ENARGAS.

En efecto, el 9 de enero de 1997 el ENARGAS promulgó la Resolución N° 417/97 por la cual se establece el Mercado de Reventa de Capacidad (MRC) y las reglas que finalmente aceptaron los operadores del sistema, en tanto las mismas en la práctica neutralizaron todo efecto de introducir una mayor competencia en el sistema.

Para comprender la naturaleza del conflicto con la primera forma que tomó la iniciativa de establecer el MRC, es necesario considerar que ésta permitía la reventa de capacidad de transporte tomada en firme por un

⁴⁶ Nótese por otra parte que el valor promedio resultante no difiere mucho del utilizado como límite en el Decreto N° 44/94 para autorizar casi en forma automática el inicio de las obras; este valor medio de referencia es de \$ 530 por usuario, valor que se compara con los \$ 543 por usuario calculados sobre la base del costo de reposición dividido el número de usuarios, y con los \$ 404 calculados con la longitud media del sistema y un costo medio unitario de \$ 22/m.

cargador de una zona de distribución en otra, lo que perjudicaba a todas las distribuidoras situadas aguas debajo de un determinado distribuidor (por ejemplo, Metrogas podía eventualmente revender capacidad a un usuario de Camuzzi).

Este conflicto quedó parcialmente resuelto al ser establecido que la reventa de capacidad debe realizarse en el punto de entrega establecido en el contrato original y si un distribuidor tiene varios puntos de entrega en distintas zonas tarifarias sólo podrá revender la capacidad contratada en los puntos de la propia zona de distribución. De este modo se evitaron asimetrías tarifarias que hubiesen podido perjudicar a las distribuidoras.

Las distribuidoras, por su parte, continuarán obligadas a entregarle gas a los clientes que adquieran capacidad en el MRC (principio de no discriminación).

Sucede que en el nuevo sistema, la reventa de capacidad prácticamente se genera entre los cargadores no distribuidores, y entre éstos y los distribuidores, pero los virtuales efectos sobre los precios son magros en tanto las distribuidoras no tienen grandes incentivos para ajustar la reserva de capacidad a lo utilizado por lo señalado anteriormente en este capítulo, y en tanto, son ellas las que dominan el mercado de compra de capacidad y no están mayormente interesadas en la reventa de capacidad. Una estimación de la distribución de la capacidad de transporte según tipo de compradores se presenta en el cuadro VI-8.

Cuadro VI-8
EVOLUCIÓN DE LAS COMPRAS DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE EN FIRME EN EL PERÍODO 1994-1998, SEGÚN DISTRIBUIDORAS Y ESTIMACIÓN DE LOS VOLÚMENES CONTRATADOS POR TIPO DE CARGADOR DIRECTO.

En MM m³/día

Cargadores del Sistema de Transporte	1994	1995	1996	1997	1998
Metrogas	21 334	23 843	23 496	24 446	23 557
BAN	11 719	12 615	11 347	11 347	11 765
Litoral	6 671	6 393	9 218	6 093	6 613
Centro	4 410	4 700	4 700	5 152	5 703
Cuyana	3 449	3 600	3 935	4 477	4 156
Gasnor	4 238	4 661	4 988	4 988	4 988
Pampeana	10 409	11 480	12 042	12 160	12 210
Sur	8 078	7 900	7 633	7 124	7 150
Subtotal DISTCO	70 308	75 192	77 359	75 787	76 142
Cargadores directos (CD)	883	5 511	4 440	13 006	20 614
Total	71 191	80 703	81 799	88 793	96 756
% contratado por las Distribuidoras	99	93	95	85	79
% Contratado por cargadores directos	1	7	5	15	21
Estimación de volúmenes en los rubros comprendidos en CD					
Gas entregado en Cerri	s/d	3 822	3 825	4 014	3 477
By-Pass Físico	s/d	1 689	615	2 782	5 085
Exportación	s/d			1 529	5 111
Resto de cargadores directos	s/d			4 681	6 942
Total estimado de cargadores directos		5 511	4 440	13 006	20 614

Fuente: Estimaciones propias con datos publicados por Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS).

Como se puede apreciar, si bien los volúmenes contratados por cargadores directos presentan una tendencia creciente, son prácticamente marginales cuando se considera el peso del gas de General Cerri transportado para procesamiento, el gas que sale por *by-pass* físico y los volúmenes correspondientes al gas exportado, todos los cuales están comprendidos en la cifra de capacidad reservada por cargadores directos, en las cifras del informe anual del ENARGAS.

De este modo sólo una pequeña porción del mercado total de capacidad está actualmente fuera de los contratos de las distribuidoras (algo así como el 7% del total, equivalente a entre 9 y 10% del volumen contratado por las distribuidoras). Es posible apreciar así que esta proporción es inferior al mercado comprendido en la categoría del *by-pass* comercial (más del 26% del total de ventas en 1998).

Las distribuidoras, además, han expresado que el sistema de reventa con un precio tope, que en el caso de la primera reventa es igual al máximo aprobado por el ENARGAS en el contrato original para los puntos de recepción y entrega fijados en el mismo, y en el caso de reventa de capacidad por licitación no puede superar la tarifa máxima aprobada por el ENARGAS constituye una limitación para que el mercado se desarrolle. Este mismo argumento se sostiene ahora desde el propio organismo de regulación en reconocimiento de que el MRC ha tenido escasa repercusión desde el momento de su instauración mediante la citada Resolución N° 419/97.

Se argumenta en este contexto que se debe reformular el MRC como un mercado secundario de transporte, implementando mecanismos de licitación similares a los de un *open-season*; es decir, un mercado abierto donde oferentes y demandantes anuncien sus ofertas y demandas para cualquier punto intermedio de los comprendidos entre los de recepción y entrega fijados en el contrato original eliminando los cargos por desplazamiento durante el período de la reventa.

Este sistema, propone el ENARGAS, debería ser avalado por las distribuidoras ya que su funcionamiento dependería de la difusión de reventa de capacidad, lo que podría interesar a los usuarios industriales con y sin *by-pass* comercial. A cambio las distribuidoras podrían ofrecer costos más baratos que los que proponen las transportistas y estarían incentivadas a ello por el hecho de que los precios de reventa serían libres (altos en invierno, bajos en verano, pero no limitados por la tarifa vigente). Esta propuesta no es muy distinta, a juicio del autor, de la que surge de las principales distribuidoras.

La crítica se deriva de lo tratado anteriormente, en tanto que las distribuidoras no parecen estar suficientemente incentivadas a comprar en forma ajustada la capacidad de transporte. La compra en exceso le permite controlar el mercado de acceso al transporte (disminuye de hecho la capacidad de los comercializadores de acceder al transporte, que en la práctica es nula) y por lo tanto apropiarse de la renta de transporte.

El tema es no obstante suficientemente complejo como para abordarlo completamente aquí. Ello por cuanto el ENARGAS debe mantener un equilibrio delicado entre garantizar el suministro en las peores condiciones del sistema e introducir simultáneamente competencia, objetivos más fáciles de enunciar que de cumplir cabalmente de modo no contradictorio.

De todos modos la revisión del tema requeriría introducir modificaciones en las normas para adquirir la capacidad de transporte por parte de las distribuidoras, de modo tal de poder garantizar la existencia de capacidad ociosa para ofrecer por parte de las transportadoras.

Ello supondría establecer reglas distintas en los períodos invernales y durante el resto del año, limitaciones a los contratos plurianuales y en general medidas que tiendan a desconcentrar la capacidad de compra y venta de capacidad, introduciendo mayor flexibilidad y competencia en el sistema. Un medio para ello lo constituye, sin lugar a dudas ajustar el método de imputación de costos de transporte para evitar la compra de capacidad en exceso por parte de las distribuidoras sin costo real (su costo es en todo caso una resignación de renta por la diferencia del precio de compra y el de su imputación a tarifas, lo que les eleva el margen real, y no una pérdida en sentido estricto).

La pregunta es, si en un sistema tal, los transportistas venderían más capacidad que en la actualidad y con una rentabilidad mayor. Si esta condición no se materializara, los intereses de los restantes actores (básicamente grandes usuarios y comercializadores independientes) no tendrán la fuerza necesaria para modificar las reglas del juego. En estas circunstancias, no es de esperar una acción unilateral del ENARGAS. Sin embargo, sería deseable en la medida que las directrices condujeran simplemente a evitar la apropiación de rentas extraordinarias más allá de lo ya implícito en el mismo proceso de privatización.

VII. Consideraciones finales

A lo largo de los capítulos precedentes se han examinado los diversos aspectos relacionados con el desempeño del sistema de abastecimiento y distribución de gas en la Argentina desde la reforma introducida a inicios de los años noventa.

Ha sido posible observar así, que el nuevo sistema no ha presentado dificultades relacionadas con la expansión de las instalaciones, o con la calidad del servicio.

Los reclamos mensuales recibidos por las distribuidoras parecerían ir en disminución para casi todas las unidades, con valores muy bajos comparados por ejemplo, con otros servicios (alrededor del 3 a 4 por mil en promedio para el conjunto de las empresas).

Las restricciones de gas han disminuido drásticamente, aunque las condiciones climáticas de los últimos años han contribuido también a ello en forma favorable.⁴⁷

De los análisis efectuados se puede concluir, por lo tanto, que el sistema ha tenido un desempeño razonablemente bueno.

En términos económicos, las empresas han obtenido fuertes beneficios, en especial las que operan en el *upstream* petrolero, es decir, los productores, y también los transportistas. En ambos casos, estos beneficios extraordinarios se derivan del bajo costo de adquisición de los activos explotados en las concesiones y licencias, y de la política de precios implementada a partir de la desregulación.

⁴⁷ Sin embargo, tanto en 1995, como en 1996 las restricciones de gas a grandes usuarios se incrementaron respecto a los niveles de 1994, contribuyendo a ello los mayores rigores climáticos. Las restricciones fueron equivalentes a 5.1 y 8.1 millones de m³/día en el período junio-agosto y afectaron a los grandes usuarios. De todos modos fueron inferiores a las ocurridas en el período previo a la privatización.

Como se ha visto, el segmento de la distribución aparece como el de menor rentabilidad relativa a la luz de las cifras pagadas por el negocio, pero este análisis es sumamente engañoso cuando se consideran los ingresos adicionales derivados de la renta de transporte, de la incorporación de nuevos activos por debajo de su valor de mercado y el hecho de que el pago en efectivo por las unidades constituyó una porción mínima del costo total de las unidades privatizadas.

Por otra parte se ha mostrado el efecto positivo sobre la rentabilidad de toda la industria del gas, del desdoblamiento de precios internos y externos que ha provocado la aplicación del Plan de Convertibilidad simultáneo al proceso de privatización.

Sin embargo, los objetivos perseguidos por el nuevo sistema de establecer un sistema de competencia de gas *versus* gas, de lograr el establecimiento de señales de mercado para lograr una mayor eficiencia en todos los segmentos del mercado, y, por consiguiente, precios más bajos para los usuarios, están muy lejos de haberse alcanzado, si es que deseaban ser alcanzados.

Por el contrario, se ha demostrado en forma fehaciente que tanto los márgenes de distribución, como los de transporte, como el precio del gas han sufrido incrementos respecto a la situación previa, aun cuando el contexto cambiario de la convertibilidad ha disimulado notablemente este hecho.

Por otra parte, el análisis de la estructura de los mercados ha mostrado índices de concentración e integración vertical y horizontal que son difícilmente compatibles con un régimen abierto.

De hecho la ausencia de competencia en el mercado mayorista y las restricciones prácticas para acceder a la capacidad de transporte derivadas de las reglas de juego, ponen en evidencia que el mero desglose de activos y la creación del sistema de acceso abierto a terceros pueden ser condiciones necesarias, pero están muy lejos de ser suficientes para crear un verdadero entorno favorable para los usuarios.

En este trabajo, no obstante, se han señalado algunas pautas que podrían tender a evitar el traspaso y apropiación de rentas indebidas, aunque también se han mostrado las mayores limitaciones existentes para lograr el cumplimiento de dicho objetivo.

Bibliografía

- Ámbito Financiero (2000), p. 13, junio 1.
- Aspiazu, D. (1999), "Privatizaciones en la Argentina. Regulación Tarifaria, mutaciones en los precios relativos, rentas extraordinarias y concentración económica", Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO), pp. 50-51, Buenos Aires, abril.
- Boletín Informativo Techint 299 (1999), Buenos Aires, julio-septiembre.
- Boletín Oficial (1991), Decreto N° 48/91, anexo I, Plan Estratégico para la Reestructuración de Gas del Estado S.E. (Sociedad del Estado), Informe Final del 29.11.90 Gas del Estado S.E./McKinsey y Cía., Buenos Aires, enero 11.
- CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) (1990), "La desarticulación del pacto fiscal. Una interpretación sobre la evolución del sector público argentino en las dos últimas décadas", Documento de trabajo 36, Buenos Aires.
- Chambouleyron, A.(1996), "Un modelo alternativo de regulación para la distribución de gas en Argentina", Revista Estudios, Buenos Aires, abril-junio.
- CNV (Comisión Nacional de Valores) (1995), Resolución s/n (inserta en Resolución N° 389 del ENARGAS del 23.10.96), julio 28.
- Dobrusin, A. y R. Kozulj (1994), "Gas Natural: Racionalidad Regulatoria *versus* Racionalidad Privada, el problema de los cortes de suministro a los usuarios firmes analizado desde la perspectiva económica de los operadores", Desarrollo y Energía, vol. 3, N° 5, Instituto de Economía Energética asociado a Fundación Bariloche (IDEE/FB), Bariloche.
- ENARGAS (Ente Nacional de Regulador del Gas) (2000), Datos Operativos de las Licenciatarias de Gas, varios números del período 1993-1994 al 1999-2000, Buenos Aires.
- _____ (2000a), Resolución N° 1 748, junio 1.
- _____ (2000), Resolución N° 1 726, p. 3 de 15 en [<http://www.enargas.gov.ar/MarcoLegal/Resoluciones/Data/Roo-1726.htm>]
- _____ (1998-1993), Informes anuales años 1993 a 1998, Buenos Aires.
- _____ (1996), Resolución N° 389, Buenos Aires, octubre 23.
- García, R. y A. P. Givogri (1998), "El sector gas en el contexto del nuevo ordenamiento estructural de la economía argentina, Diseño Estratégico e Infraestructura Básica", Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social/CEPAL/Consejo Regional de Planificación (ILPES/CEPAL/CRP), Santiago de Chile.
- Gas del Estado (1992), "Privatization Project", estudios realizados por la consultora internacional Stone y Webster (S&W), junio.

- IEA (International Energy Agency) (1999), (Agencia Internacional de la Energía (AIE)), "Regulatory Reform in Argentina's Natural Gas Sector", Organisation for Economic Co-operation and Development/International Energy Agency (OECD/IEA), (Organización de Cooperación y Desarrollo Económico/Agencia Internacional de la Energía (OCDE/AIE)), Paris.
- _____ (1998), "Natural Gas Pricing in Competitive Markets", OECD/IEA, Paris.
- _____ (1994), "Natural Gas Transportation, Organisation and Regulation", OECD/IEA, Paris.
- Instituto Argentino del Petróleo (1982), "Primer Congreso Nacional de Hidrocarburos-Petróleo y Gas-Transporte", Serie de Trabajos Técnicos p. 216, datos 1950-1980, Buenos Aires, noviembre 29 a diciembre 3.
- Kip Viscussí, W., J. M. Vernon y J. E. Harrington Jr. (1998), "Economics of Regulation and Antitrust", Massachusetts Institute of Technology (MIT) Press.
- Kozulj, R. (1996), Evolución de largo plazo de las variables socioeconómicas de la Argentina, Índice de Producción Industrial 1970-1996 y Valor Agregado Industrial 1980-1994, Instituto de Economía Energética asociado a Fundación Bariloche (IDEE/FB), Bariloche.
- _____ (1995), Obras de gas financiadas por terceros y renta indebida: ¿qué puede hacer el ENARGAS para evitarla?, IDEE/FB, Bariloche, mayo.
- _____ (1994), "Obras de gas financiadas por terceros y apropiación de renta indebida", IDEE/FB, Bariloche.
- _____ (1993), "El nuevo marco regulatorio y la privatización de Gas del Estado ¿acceso abierto o acceso cerrado?" Desarrollo y Energía, vol. 2 N° 4, IDEE/FB.
- Kozulj, R. y V. Bravo (1993), "La política de desregulación petrolera argentina. Antecedentes e impactos", Bibliotecas Universitarias del Centro Editor de América Latina (CEAL), en especial pp. 117-174, 242-257 y 282-284, Buenos Aires, octubre.
- Kozulj, R. y H. Pistonesi (1989), "Política de precios de la energía en Argentina 1970-1988: precios del gas natural y derivados", Instituto de Economía Energética asociado a Fundación Bariloche (IDEE/FB), realizado para la red "Co-operative Program on Energy and Development (Red-COPED)" de la UE, primera versión 1989, (Resumen publicado en Desarrollo y Energía, vol. 1 N° 1, bajo el título "La política de precios del gas natural y derivados aplicada en la Argentina en el periodo 1970-1988"), Bariloche, octubre 1990.
- Maisonnier, G. (2000), Natural Gas & Deregulation, Cedigaz, Francia, pp. 47-54, enero.
- Melo, R. (1998), "El Estado y el Desarrollo de la Infraestructura, Diseño Estratégico e Infraestructura Básica", ILPES/CEPAL/CRP, Santiago de Chile.
- Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos (MEOSP) (1981), Memoria marzo 29 de 1976 a marzo 29 de 1981, tomo I, en especial pp. 15-22, Buenos Aires.
- Ministerio de Obras y Servicios Públicos, Secretaria de Comercio e Inversiones, Subsecretaria de Inversiones (1994), Informe sobre Privatizaciones al 31.5.94, Buenos Aires.
- Morales Siddayao, C. (1997), Is The Netback Value of Gas Economically Efficient?, OPEC Review (Organisation of the Petroleum Exporting Countries (OPEC), Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)), septiembre.
- Motamat & Asociados (eds.) (2000), "El gas de Bolivia: ¿Amenaza u oportunidad?", Revista Mercado, Carta Petrolera, año 10, N° 71 marzo.
- Notcheff, H. (1984), "Desindustrialización y retroceso tecnológico en Argentina 1976-1982", FLACSO, pp. 25-28.
- Novara, J. J. (1997), "Precios internos y de exportación de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo: ¿Diferenciación o discriminación de precios en el mercado interno?", Estudios, año XX N° 83 octubre/diciembre, pp. 119-155.
- OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) (1998), La modernización del sector energético en América Latina y El Caribe, marco regulatorio, desincorporación de activos y libre comercio, Quito, Ecuador.
- Pacudan, R. B. (1998), "Natural Gas Pricing in Southeast Asia", Natural Resources Forum, vol. 22 N° 1, pp. 27-36, Elsevier Science, Reino Unido.
- Pistonesi, H. (2000), "El Desempeño del sector eléctrico argentino posterior a la reforma", Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ (Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH, sociedad alemana de cooperación técnica), Santiago de Chile, marzo.
- Pistonesi, H., F. Figueroa de la Vega y S. M. Torres (1989), "Política de precios de la energía en Argentina 1970-1988: precios del petróleo y derivados", Instituto de Economía Energética asociado a Fundación Bariloche (IDEE/FB), realizado para la red "Co-operative Program on Energy and Development (Red-COPED)" de la UE, primera versión 1988, Resumen publicado en Desarrollo y Energía, vol. 1 N° 1, bajo el título "La política de precios del petróleo y derivados aplicada en la Argentina en el periodo 1970-1986", Bariloche, octubre 1990.
- Revista Gas & Gas, año IV, N° 33, pp. 62-74, diciembre de 1999.
- Revista Tecnoil, pp. 16-17, marzo 2000.
- Secretaría de Energía (SE) (1999a), Informe de Prospectiva, [<http://energia.mecon.ar>].
- _____ (1999), Reservas comprobadas de petróleo y gas, por cuenca, provincia y concesión al 31.12.1998
- _____ (1998), Prospectiva, Buenos Aires.
- Schwarzer, J. (1982), "La lógica política de la política económica", Centro de Investigaciones Sociales y Económicas de Argentina (CISEA), Buenos Aires.
- Tecnoil (2000), pp. 16-17, marzo.



Serie

recursos naturales e infraestructura

Números publicados

- 1 Panorama minero de América Latina a fines de los años noventa, Fernando Sánchez Albavera, Georgina Ortíz 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 First Europe-Latin America Dialogue on Promotion of Energy Efficiency (LC/L.1410-P), Sales number E.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 Lidiette 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](#)

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).
- 5 Litigios pesqueros en América Latina, Roberto de Andrade (LC/L.1094), febrero de 1998 (español e inglés).
- 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), vols. I y II, septiembre de 1998.
- 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.
- 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 Ortíz 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.

-
- El lector interesado en números anteriores de esta serie puede solicitarlos dirigiendo su correspondencia a la División de Recursos Naturales e Infraestructura, CEPAL, Casilla 179-D, Santiago, Chile. No todos los títulos están disponibles.
 - Los títulos a la venta deben ser solicitados a la Unidad de Distribución, CEPAL, Casilla 179-D, Santiago de Chile, Fax (562) 210 2069, publications@eclac.cl.
 - **www**: Disponible también en Internet: <http://www.eclac.cl>.

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