



TESIS DE GRADO
EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

**PRIVATIZACIÓN Y REGULACIÓN DEL
MERCADO DE GAS NATURAL ARGENTINO:
¿FUE BENEFICIOSA PARA LOS USUARIOS?
Análisis del período 1993-2001**

Autor: Sabbioni Pérez, María Victoria
Legajo: 42265

Tutor interno: García Martínez, Ramón
Doctor en Informática por la Facultad de Informática de la Universidad Politécnica de Madrid
Licenciado en Sistemas de Información por la Universidad Nacional de Luján

Tutor externo: Souilla Cruces, Laura
Ma. International and Development Economics por Yale University
Ingeniera Química por la Universidad Nacional de La Plata

Diciembre de 2006

*A papá y mamá,
quienes creyeron en mí y me alentaron
desde el primer instante.*

RESUMEN

En 1993, la República Argentina se hallaba inmersa en medio de una marcada crisis económico-institucional. El gobierno decidió privatizar los servicios públicos con el objetivo de acumular fondos frescos y de poner fin a muchos años de gestión ineficiente por parte del Estado. En particular, el servicio público de suministro de gas natural era por ese entonces escaso y de mala calidad. De la mano de la privatización de las empresas estatales YPF y Gas del Estado, se pretendía promover la competencia para desarrollar el mercado y generar un servicio más accesible y de mayor calidad.

Dentro de este contexto, el objetivo de este trabajo es analizar si desde la reforma en 1993 hasta la salida de la convertibilidad a fines de 2001, los consumidores argentinos se vieron beneficiados en términos de disponibilidad, precio, calidad y uso del recurso.

Para ello, se estudia primeramente el desempeño de la demanda de gas natural en el período de análisis, dividiéndola en cuatro tipos de usuarios: residenciales, industriales, centrales térmicas y GNC. Seguidamente, se analiza el desempeño de la oferta en dos aspectos: capacidad de transporte y distribución y producción de gas natural. Posteriormente se estudia la evolución de los precios pagados por los usuarios. Por último, se analiza el desempeño de ciertos indicadores de calidad definidos por el Ente Regulador.

Los resultados obtenidos indican que los usuarios argentinos se vieron beneficiados con la reforma. Obtuvieron más y mejor acceso al servicio, precios competitivos (frente a combustibles alternativos en el caso de grandes usuarios y comparados con los previos a la reforma en el caso de usuarios residenciales) y una notable mejora en la calidad de la prestación. Gozaron de un adecuado balance oferta-demanda, por lo que contaron con la posibilidad de aumentar su consumo, y en el caso de las industrias y los generadores eléctricos, con la opción de elegir entre distintos proveedores de gas.

ABSTRACT

In 1993, Argentina was in the middle of a severe economic and institutional crisis. Thus, the government decided to privatize its public utilities. The privatization would constitute a source of new funds, while it would put an end to a period of inefficient public operation of the companies. Until that moment, the provision of natural gas services was characterized by low quality and poor availability. The privatization of *YPF* and *Gas del Estado* was supposed to promote competition, increase access and improve service quality.

Within that context, this study investigates if consumers benefited with the reform. The paper analyzes the evolution of prices, access, quality and consumption of natural gas on the period between the reform in 1993 and until the end of the Plan de Convertibilidad in 2001.

This study examines the demand of natural gas of four different types of consumers: residential, industrial, thermal power plants and GNC. On the supply side, the paper analyzes the performance of not only production of natural gas but also its transport and distribution capacity. Finally, this study investigates the evolution of the price of natural gas and some quality indicators, as defined by the regulatory agency.

The results illustrate that consumers benefited with the reform. Access to natural gas services increased, while prices became more competitive (in the case of industrial customers, with respect to alternative sources of energy - in the case of residential customers, with respect to prices before the reform) and quality improved substantially. The findings also indicate that consumers were able to increase consumption without generating a shortage, while industrial consumers and thermal power plants were able to choose their natural gas provider.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo es el fruto de un esfuerzo no sólo personal sino de mucha gente que estuvo muy atenta a su desarrollo.

Gracias a mis tutores. A Ramón García Martínez, quien sobre todo desde su cátedra Metodología de la Investigación me orientó en la realización de una tesis. Gracias a Laura. Por confiar en mí, por la dedicación de su tiempo y de su persona. No podría haber hecho este trabajo sin su conocimiento, su experiencia y su paciencia. Tampoco sin su apoyo personal, en medio de tanto cambio.

Gracias a mi familia. Como siempre a lo largo de toda mi vida, confiaron en mí, me creyeron capaz, me alentaron y me ayudaron, no sólo para realizar este trabajo, sino a lo largo de toda mi carrera. Y especialmente gracias a Marun, mi segunda gran mamá.

Gracias a Mariano. De ningún modo hubiera sido posible realizar este trabajo sin sus ideas y sus permanentes cuestionamientos. Mucho menos sin su apoyo, y su inmensa dedicación personal hacia mí.

Por último, gracias a dos personitas. A Luka, quien con su inocente ternura me demuestra que soy capaz de dar muchas cosas, y me incentiva a más. Y a Francisca (o Nicolás), porque desde que se anunció nos invadió a todos de una inmensa felicidad.

TABLA DE CONTENIDOS

SÍNTESIS Y CONCLUSIONES.....	1
INTRODUCCIÓN	5
Capítulo 1 -ESTADO DE LA CUESTIÓN.....	7
1.1 EXPERIENCIAS EN REESTRUCTURACIÓN DE MERCADOS DE GAS NATURAL	7
1.1.1 El panorama mundial.....	7
1.1.2 El contexto en América Latina.....	9
1.2 REESTRUCTURACIÓN EN LA ARGENTINA.....	11
1.2.1 La necesidad de reestructurar el mercado.....	11
1.2.2 Resultados generales de la reestructuración	12
1.3 EL BENEFICIO A LOS USUARIOS	14
Capítulo 2 -LA REGULACIÓN.....	17
2.1 INTRODUCCIÓN.....	17
2.2 LOS ANTECEDENTES DE LA REGULACIÓN	17
2.2.1 Estructura del mercado previa a la reforma de los años '90.....	17
2.2.2 Antecedentes legales de la reestructuración ocurrida a principios de la década del '90.....	19
2.2.2.1 Ley de Reforma de Estado	19
2.2.2.2 Decreto 633/91	20
2.3 MARCO REGULATORIO DEL GAS NATURAL (LEY 24.076 Y SU DECRETO REGLAMENTARIO 1738/92).....	21
2.3.1 Alcances de la Ley	21
2.3.2 Objetivos	21
2.3.3 Plazo de las habilitaciones.....	23
2.3.4 Sujetos y facultades.....	23
2.3.5 Derechos de los usuarios	24
2.3.6 Ampliaciones de la red.....	24
2.3.7 Prestación de los servicios.....	25
2.3.8 Exportaciones	25
2.3.9 Límites a la integración vertical	25
2.3.10 Tarifas	26
2.3.11 Regulación y control de las actividades	27
2.4 ESTRUCTURA DEL MERCADO LUEGO DE LA PRIVATIZACIÓN DE GAS DEL ESTADO	28
2.5 CONCLUSIONES	31
Capítulo 3 -LA DEMANDA.....	33
3.1 INTRODUCCIÓN.....	33
3.2 LA DEMANDA SECTORIZADA DE GAS NATURAL.....	33
3.2.1 El sector residencial.....	35
3.2.1.1 Número de usuarios.....	35
3.2.1.2 Nivel de consumo residencial.....	38
3.2.1.2.1 Estimación del consumo R&P a través de una serie de tiempo.....	40
3.2.2 Consumo de gas de usuarios industriales	42
3.2.2.1 Los modos de contratación del servicio de gas natural para grandes usuarios	45
3.2.2.2 Conclusiones sobre el segmento industrial.....	48
3.2.3 El Gas Natural Comprimido.....	49
3.2.4 La generación de energía eléctrica	51
3.3 LA PENETRACIÓN DEL GAS EN LA MATRIZ ENERGÉTICA PRIMARIA.....	56
3.4 CONCLUSIONES	58

Capítulo 4 -LA OFERTA	59
4.1 INTRODUCCIÓN	59
4.2 EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN	59
4.2.1 La expansión de la capacidad de transporte y longitud de redes	59
4.2.2 Inversiones de las licenciatarias.....	66
4.2.2.1 Inversiones de las transportistas	67
4.2.2.2 Inversiones de las distribuidoras.....	69
4.3 OFERTA DE GAS NATURAL.....	71
4.3.1 La producción.....	71
4.3.2 La evolución de las reservas y la exploración	73
4.3.3 La concentración de la producción	75
4.4 CONCLUSIONES	77
Capítulo 5 -LA EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS.....	79
5.1 INTRODUCCIÓN.....	79
5.2 EL SISTEMA PRICE CAP.....	80
5.3 LOS COSTOS RESULTANTES.....	81
5.3.1 Esquema tarifario empleado	81
5.3.2 La evolución de los costos.....	85
5.3.2.1 Usuarios residenciales	85
5.3.2.2 Grandes usuarios.....	88
5.4 CONCLUSIONES	90
Capítulo 6 -INDICADORES DE CALIDAD.....	93
6.1 INTRODUCCIÓN	93
6.2 LAS MEDICIONES DE CALIDAD DE SERVICIO DISPUESTAS POR EL ENARGAS..	93
6.2.1 Los indicadores: objetivos y descripción.....	93
6.2.1.1 Indicadores de servicio comercial.....	94
6.2.1.2 Indicadores de servicio técnico.....	94
6.2.2 Desempeño de los indicadores.....	96
6.2.2.1 Indicadores comerciales.....	97
6.2.2.2 Indicadores técnicos.....	98
6.3 CONCLUSIONES	100
FUENTES	101

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Esquema de las distribuidoras y transportistas en las que se dividió a Gas Del Estado	29
Figura 2.2. Participación de las empresas productoras en el upstream en 1.993	30
Figura 3.1. Demanda global del gas natural en la Argentina en el período 1993-2001	34
Figura 3.2. Consumo de gas natural sectorizado por tipo de usuario. Período 1993-2001	34
Figura 3.3. Cantidad de usuarios R&P de gas natural en Argentina período 1.993-2001.....	36
Figura 3.4. Distribución porcentual de usuarios R&P promedio por licenciataria de distribución.....	38
Figura 3.5. Consumo mensual promedio por usuario R&P entre los años 1.993 y 2.001.....	39
Figura 3.6. Consumo por usuario R&P (promedio) a lo largo del período 1.993-2.001.....	39
Figura 3.7. Comparativa del consumo real por usuario R&P y el estimado a través de una serie de tiempo con componente de tendencia nula.....	42
Figura 3.8. Evolución de la participación del modo by-pass en las entregas totales de gas natural	47
Figura 3.9. Tasa de crecimiento en la participación del by-pass físico y comercial	48
Figura 3.10. Consumo de GNC comparado con otros combustibles	50
Figura 3.11. Evolución de la demanda eléctrica y su crecimiento.	52
Figura 3.12. Evolución de la potencia instalada de generación de energía eléctrica.	52
Figura 3.13. Precio de los combustibles para generación	53
Figura 3.14. Evolución de los consumos específicos para generación térmica.....	54
Figura 3.15. Participación del gas natural en la generación térmica.	54
Figura 3.16. Consumo de combustibles para la generación térmica.	55
Figura 3.17. Generación por tipo en el período 1992-2000	55
Figura 3.18. Evolución del precio monómico de generación eléctrica.	56
Figura 3.19. Evolución participación de los distintos combustibles en la matriz energética primaria.....	57
Figura 4.1. Evolución de la longitud de gasoductos antes y después de la privatización.	60
Figura 4.2. Evolución participación de gasoductos de exportación en la capacidad de transporte global.	62
Figura 4.3. Evolución de capacidades de transporte según destino de consumo local y de exportación ...	63
Figura 4.4. Comparativa entre demanda local diaria y capacidad de transporte local.	65
Figura 4.5. Incremento entre períodos de la longitud de redes de distribución	66
Figura 4.6. Inversiones por encima de los valores obligatorios.	69
Figura 4.7. Inversiones de distribuidoras por encima de los valores obligatorios. En MM\$ y en %	70
Figura 4.8. Evolución de la producción total de gas natural en el período de análisis.....	72
Figura 4.9. Comparativa entre la demanda local y la producción con destino local	73
Figura 4.10. Evolución de las reservas comprobadas y de la relación R/P de gas natural.	74
Figura 4.11. Evolución de pozos perforados y producción de gas natural en el período 1993-2001.....	75
Figura 4.12. Composición de la participación de las empresas en la producción de gas natural	76
Figura 5.1. Evolución del precio final residencial, en \$1997/m ³ . Período 1980-2001.....	86
Figura 5.2. Evolución del costo del gas interrumpible desde cuenca Neuquén y Cuenca Austral.....	89
Figura 5.3. Comparativa entre el costo del gas interrumpible desde Neuquén y el precio del fuel oil.	90
Figura 6.1. Desempeño del indicador “Inconvenientes en el suministro de gas domiciliario”	97
Figura 6.2. Desempeño del indicador “Satisfacción del usuario” entre 1999 y 2001	98
Figura 6.3. Desempeño del indicador “Eficiencia de la restricción del suministro interrumpible”	99
Figura 6.4. Desempeño del indicador “Interrupción del suministro” en 2000 y 2001	99

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1. Consumo de gas natural según tipo de usuario en el período 1993-2001. En MMm3.	35
Tabla 3.2. Crecimiento porcentual anual del número de usuarios R&P	37
Tabla 3.3. Media mensual de consumo individual de usuario R&P estimada a partir de una serie de tiempo.	41
Tabla 3.4. Consumos de usuarios industriales en el período 1.993-2001 – En MMm3.	43
Tabla 3.5. Participación del consumo R&P e industrial en el global.	44
Tabla 3.6. Comportamiento del consumo industrial antes y después de la reforma.....	44
Tabla 3.7. Evolución del consumo de GNC y de su participación en el consumo global	49
Tabla 4.1. Evolución de la capacidad de transporte desde la privatización, en MMm3/día.	59
Tabla 4.2. Evolución de la longitud de los gasoductos desde 1960.	60
Tabla 4.3. Capacidades de transporte según destino de consumo. En miles de m3/día	62
Tabla 4.4. Stock de Redes de Distribución, por Licenciataria - (En Km)	65
Tabla 4.5. Monto de inversiones obligatorias para transportistas. En millones de dólares	68
Tabla 4.6. Inversiones realizadas por las transportistas. En millones de pesos	68
Tabla 4.7. Inversiones realizadas por las transportistas 1998-2001 y acumulado 1993-2001. En MM\$..	69
Tabla 4.8. Monto de inversiones obligatorias para las licenciatarias de distribución.....	70
Tabla 4.9. Inversiones realizadas por las distribuidoras. En millones de pesos	70
Tabla 4.10. Inversiones de las licenciatarias de distribución. Detalle 1998-2001 y global 1993-2001.....	71
Tabla 5.1. Composición de la tarifa final residencial en GBA. En \$/m3.	87

SÍNTESIS Y CONCLUSIONES

Antecedentes y contexto

A fines de 1992, la crisis económica que atravesaba la República Argentina, sumada a la marcada ineficiencia del Estado en su rol de administrador de los servicios públicos, manifestaban la necesidad de un cambio en la política aplicada a dichas prestaciones. En particular, el suministro de gas natural era por ese entonces escaso y de baja calidad. Las tarifas fijadas políticamente (no representativas de los costos) y los subsidios otorgados por el Estado generaban importantes déficits operativos en las empresas estatales Gas del Estado e YPF respectivamente, que no permitían a la primera realizar las inversiones necesarias en redes para mejorar el servicio y a la segunda potenciar y desarrollar más activamente actividades de exploración y producción de gas natural.

La privatización de los servicios públicos y en particular del mercado de gas natural, perseguía dos objetivos: el gobierno recibía fondos frescos, mientras que se promovía el desarrollo del mercado. Gas del Estado se dividió en dos segmentos: transporte y distribución, los que a su vez se fragmentaron en distintas unidades de negocios situadas geográficamente (dos transportistas y ocho distribuidoras). Esto, sumado a la privatización de YPF y al liberado sector del upstream, reestructuró la cadena gasífera de tal forma de promover una mayor competencia en todos los sectores donde era posible: liberando el precio del gas en boca de pozo, y regulando los monopolios naturales, como lo son el transporte y la distribución. La tarifa final a los usuarios se diseñó como la suma de los costos de tres segmentos: gas en boca de pozo (su precio surge libremente), transporte y distribución (tarifas máximas fijadas mediante el mecanismo price cap), de tal forma que la eficiencia ganada en cualquiera de los tres rubros implica una reducción en el costo final del servicio.

Para desarrollar el mercado, debía alentarse el ingreso de capitales extranjeros. Por ello, el contexto que se planteó para incentivar la eficiencia y la inversión, asegurando a las empresas extranjeras un flujo de caja estable, se basó en tres pilares. En primer lugar, se planteó un marco macroeconómico estable de la mano de la convertibilidad. Segundo, se fijaron tarifas en dólares. Tercero, las mismas se ajustaron de acuerdo a la evolución de los precios de los Estados Unidos, de manera tal que los fondos invertidos no pierdan valor, comparados con una inversión similar en ese país.

Demanda y precios

Luego de la reforma, el gas natural ganó participación en la matriz energética primaria argentina de manera notable, de tal forma que del original 36% en 1993 pasó a tener el 49% en 2001. Por otra parte, el fuerte 25% de aumento en la demanda global argentina

de gas natural en el mismo período de tiempo, fue consecuencia directa del desarrollo de tecnologías que permitieron sustituir a otros combustibles (ciclos combinados para las centrales térmicas, GNC para los automóviles y gas natural para las industrias). En particular, cada uno de los usuarios se benefició en distintos sentidos.

Los consumidores residenciales por su parte incrementaron la demanda a partir del elevado aumento en el número de usuarios (33% en los nueve años). La demanda (de la mano de la permanente penetración) aumentó a la vez que el precio que pagaron los mismos por el servicio de gas natural (si bien aumentó un 7% en el período 1993-2001) es en promedio un 9% más bajo que el global de la serie 1980-2001.

Los usuarios industriales se encontraron beneficiados por la reforma a partir de la habilitación de la opción de elegir su proveedor de gas en boca de pozo (by-pass), con lo cual lograron costos menores de adquisición al negociar grandes volúmenes. Esto queda manifestado en el permanente crecimiento de las entregas de gas bajo sistema by-pass a lo largo de los años. El costo resultante, aunque creció como máximo un 10% entre los años 1997 y 2001, resulta igualmente siempre inferior al de utilizar combustibles alternativos como el fuel oil, con un ahorro mínimo del 22%. En algunos casos también, los grandes usuarios pudieron contratar servicios de transporte directamente con los transportistas, siendo beneficiados no sólo por un ahorro en el costo sino además por eludir o sortear los días de corte por parte de la distribuidora.

Las centrales térmicas, por su parte, encontraron en el gas natural un combustible económico, ideal para utilizarse en tecnologías como el ciclo combinado, logrando una notable eficiencia en la generación y aumentando en consecuencia el consumo. Obtuvieron a cambio un costo variable de producción sensiblemente menor, lo que repercutió no sólo en su ganancia económica sino además en la de los usuarios, que pagaban en consecuencia menores tarifas. De hecho, el precio mayorista de la energía eléctrica descendió en términos nominales a menos de la mitad, entre 1992 y 2001

La industria del GNC operó principalmente como sustituto de otros combustibles, especialmente las naftas. Su consumo se acrecienta a medida que se acercaba la época de crisis que terminaría finalmente con la convertibilidad a fines de 2001. En este contexto, mucha parte de la sociedad encontró en el GNC una alternativa a las naftas, cuyos precios resultaban más onerosos. La participación del GNC en el mercado de gas natural aumenta del 4% en 1993 al 8% en 2001.

Oferta: capacidades de transporte y distribución y producción

Las empresas licenciatarias de transporte y distribución invirtieron entre 1993 y 2001 cerca de 4000 MM\$, principalmente destinados a potenciar la capacidad de transporte y la longitud de las redes de distribución. De este modo, excedieron notoriamente el

monto y el destino de las inversiones obligatorias y, en consecuencia, los usuarios se vieron beneficiados. Por un lado, tuvieron la posibilidad de acceso al servicio y aumento de consumo, mediante las expansiones de longitud y capacidad y por el otro, obtuvieron una mayor calidad de servicio, mediante el mantenimiento y mejora de los sistemas de control, de compresión y de seguridad. El caso del transporte y distribución es destacable, puesto si bien antes de la reforma GdE realizó grandes inversiones construyendo la red, los ritmos de expansión luego de la reforma superan a los estatales.

Por su parte, la producción de gas natural creció anualmente a ritmos mayores que la demanda y que las capacidades de transporte y distribución. No obstante, en ambos casos se detecta que el crecimiento de la demanda es menor, razón por la cual la oferta fue ampliamente capaz de abastecerla.

Indicadores de calidad

El análisis del cumplimiento de ciertos indicadores de calidad definidos por el ENARGAS, refuerza las conclusiones de beneficio obtenidas hasta ahora. Tanto los indicadores comerciales como técnicos que son relacionables con el beneficio obtenido por los usuarios muestran desempeños positivos, que en la mayoría de los casos superan ampliamente los requerimientos del Ente.

Conclusiones

Los resultados obtenidos luego del análisis del desempeño de la oferta, la demanda, los precios y ciertos indicadores de calidad, detallados en los párrafos anteriores, evidencian fuertemente que los usuarios argentinos del servicio de gas natural se vieron beneficiados con la reforma.

Los mismos encontraron más y mejor acceso al servicio, manifestados a través de la permanente penetración registrada y de la incorporación de zonas geográficas más alejadas a la red. Contaron con precios competitivos (frente a combustibles alternativos en el caso de grandes usuarios, y comparados con los previos a la reforma en el caso de usuarios residenciales). Gozaron de un adecuado balance oferta-demanda, por lo que pudieron aumentar su consumo, y de una notable mejora en la calidad de la prestación.

Los grandes usuarios contaron con la opción de elegir entre distintos proveedores de gas, con lo cual lograron costos menores de adquisición además de mejores condiciones de aseguramiento de la provisión. Por otra parte, pudieron contratar el transporte por fuera de la distribuidora, reduciendo así los días de corte de aquel por parte de la misma.

Existen dos aspectos de la regulación que merecerían una revisión para lograr potenciar aún más la competencia en el mercado de gas natural y de esta forma reforzar el

beneficio a los usuarios. Uno de ellos es que el marco regulatorio no plantea claros incentivos para que las distribuidoras negocien precios menores en nombre de sus usuarios residenciales cautivos, dado que las mismas trasladan los mismos a la tarifa mediante el mecanismo pass-through. Otro es que si bien la ley libera al sector del upstream de toda regulación, alentando la competencia y la diversificación de actores, en la práctica existe una alta concentración de la producción en unas pocas empresas, lo cual en principio no necesariamente genera competencia sino riesgos de colusión.

La combinación de estas dos cuestiones puede no asegurar el mayor beneficio a los usuarios residenciales, quienes no tienen la posibilidad de negociar ellos mismos el costo de su gas ni de asegurarse que la distribuidora realiza el máximo esfuerzo en su nombre. A la no necesidad de la distribuidora de negociar costos menores puede sumársele la alta concentración de la oferta de gas natural en unas pocas empresas. Agregados los riesgos de colusión, puede ocurrir que el precio resultante de la negociación entre distribuidoras y productores diste de ser el óptimo que se obtendría en condiciones de competencia perfecta. Esta idea está fundamentada en parte por el hecho que la mayor parte del aumento de la tarifa residencial dentro del período 1993-2001 se debe al incremento del costo del gas en boca de pozo.

Otro aspecto a tener en cuenta es que la evolución de la exploración de pozos no acompañó a la de la producción, razón por la cual a lo largo del período 1993-2001, el horizonte de reservas se ve disminuido. Este hecho puede ser una de las causas por las cuales finalmente se desató en 2004 una crisis de suministro, que aún perdura.

INTRODUCCIÓN

En la Argentina, la hiperinflación del año 1989 marcó el fin del modelo macroeconómico vigente durante los años 80. Una de las primeras medidas implementadas por el gobierno que se inició en ese año consistió en la promulgación de la Ley de Reforma de Estado.

Dentro del marco de dicha ley, el país vivió una serie de acontecimientos relacionados con la privatización de los servicios públicos, planteada entre otras cosas con el objetivo de restaurar la mala situación que los mismos enfrentaban luego de varios años de administración pública.

Dentro de los servicios que se privatizaron figura el de suministro de gas natural. En este caso, la hasta entonces empresa estatal Gas del Estado, fue dividida en dos segmentos, transporte y distribución. La operación de los mismos fue otorgada a distintos inversionistas privados mediante el mecanismo de la licitación pública.

Dentro de los principales objetivos que se persiguen mediante la reestructuración, figuran el proteger los derechos de los usuarios; promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural, y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo e incentivar la eficiencia en el transporte, almacenamiento, distribución y uso del fluido.

Dentro de este contexto, el objetivo de este trabajo es analizar si en el lapso de tiempo comprendido entre el inicio de la reforma en 1993 y la salida de la convertibilidad a fines de 2001, período caracterizado por una macroeconomía estable, se cumplieron los objetivos principales planteados oportunamente por la regulación, focalizándose en determinar si la sociedad argentina se vio favorecida con la reestructuración en términos de disponibilidad, precio y uso del recurso.

En los capítulos que siguen se ordena este planteo en el modo en el que se describe a continuación.

El capítulo 1 comprende el Estado de la cuestión. Allí se presenta una introducción acerca de los antecedentes de regulación internacionales y en América Latina y del modo de regulación de la industria local.

El capítulo 2 presenta un análisis de los antecedentes que tiene la reforma de la industria y la manera en la que fue reestructurada, analizando el Marco Regulatorio resultante y las características principales del desempeño de la industria luego de la privatización.

Luego en el capítulo 3 se analiza la demanda del gas natural, caracterizada en cuatro tipos de usuarios: residenciales, industriales, GNC y centrales térmicas, y finalmente se cierra el capítulo estudiando el comportamiento del gas natural en la matriz energética primaria argentina.

El capítulo 4 analiza el desempeño de la oferta del fluido. Por un lado se estudia la evolución de la producción y de las reservas, y por el otro la de las distribuidoras y transportistas en cuanto a nivel de inversiones y aumento de las capacidades de transporte y distribución.

En el capítulo 5 se describe el método utilizado para regular las tarifas de transporte y distribución y se analiza la evolución de tarifas pagadas por los usuarios residenciales e industriales.

Finalmente en el capítulo 6 se realiza el análisis del desempeño de algunos de los indicadores de calidad implementados por el ENARGAS, que se considera guardan relación directa con el beneficio obtenido por los usuarios.

Capítulo 1 - ESTADO DE LA CUESTIÓN

1.1 EXPERIENCIAS EN REESTRUCTURACIÓN DE MERCADOS DE GAS NATURAL

1.1.1 El panorama mundial

Es interesante analizar el panorama mundial en materia de regulación en el ámbito del gas natural, sobre todo aquellos casos que pueden tomarse como modelo para sentar las bases de regulación en países en vías de desarrollo.

La IEA (Internacional Energy Agency) publicó en 1998 un exhaustivo estudio acerca del proceso de regulación en los Estados Unidos y el Reino Unido, puesto que fueron los primeros países en introducir el concepto de privatización de los servicios de gas. El estudio analiza la aplicabilidad de estas experiencias a estados en proceso de regulación.

Las principales conclusiones de este estudio apuntan a que no existe un modelo para el proceso de reestructuración y regulación. Sin embargo quienes estén a cargo de dicho proceso, deben tener en cuenta las circunstancias en las que se halle el país en cuestión, como así también las estructuras de los gasoductos que existan y de los pozos en operación, y las tendencias del mercado en general. Las experiencias tempranas de estas dos naciones deben ser tenidas en cuenta, aplicando ciertas premisas de los modelos planteados al desarrollo de la reestructuración en nuevos países.

De estas experiencias, el estudio destaca la necesidad de dar libre acceso a los usuarios, dentro de una política de prevención de la discriminación. Además, se asegura que es bueno que tanto los precios de los monopolios naturales como los de los gasoductos sean regulados para evitar abuso por la parte dominante.

Por último, este trabajo recalca que es absolutamente necesario definir responsabilidades en la regulación, es decir, tener en claro cómo participa el gobierno durante y una vez realizada la reestructuración.

Estos dos últimos puntos de fijación de tarifas y responsabilidades de regulación son importantes pues ellos tienen clara relación con la calidad y beneficio que obtienen los usuarios del servicio de gas natural.

Un análisis minucioso del régimen británico es apropiado dado que los procesos de privatización de las empresas públicas argentinas se realizaron siguiendo el modelo del Gobierno entrante al Reino Unido en el año 1979 [Delfino & Casarin, 2000].

Sobre los aspectos de la regulación en ese territorio, al principio, en 1986, la misma permitía a los grandes consumidores realizar sus contratos de gas en Boca de Pozo directamente con los productores, pero la estatal British Gas continuaba abasteciendo a los pequeños usuarios. Este último aspecto obstaculizaba el desarrollo de un mercado más competitivo, puesto que British Gas controlaba el sistema de gasoductos y establecía contratos de largo plazo con los productores, con lo cual mantenía un monopolio y de algún modo controlaba la entrada de nuevos actores al sistema. Esta situación recién cambia diez años después, luego de sucesivas divisiones de British Gas en distintas unidades de negocio, lo cual ha sido extremadamente costoso en materia económica y de intervenciones [Juris, 1998]. El autor cita al gobierno como responsable de estas fallas durante la privatización.

De acuerdo al mismo autor, el desarrollo de la apertura comienza con la regla 90:10, lo cual significa que British Gas no podía contratar más del 90% del gas consumido con los productores. Esto forzaba a los últimos a venderlo a otras partes, como comercializadores y traders. Sin embargo la regla no eliminaba el monopolio natural, por lo cual luego se crearon dos divisiones de British Gas, abriendo más el mercado y promoviendo más la competencia.

Las conclusiones de Juris apuntan a que, de acuerdo a la experiencia en el Reino Unido, el íntegro control del transporte en los gasoductos y el acceso a los mismos por parte de una sola compañía, inhibe el desarrollo de competencia. Por ello, debe plantearse una apertura del monopolio natural desde los principios de la reestructuración.

Ampliando este pensamiento, la experiencia de Inglaterra muestra que la transición de una industria monopolizada a una competitiva debe ser acompañada de la creación de un marco regulatorio institucional apropiado que proteja a los entrantes del poder de mercado que ejercen los actores instalados, y que dé a los participantes iguales derechos al confrontarse al monopolio del gasoducto [Juris, 1998; Fosco & Saavedra, 2003].

Respecto de la experiencia del Reino Unido, entre los logros se cuentan la creación de un mercado dinámico y competitivo. Todos los actores, incluso algunos residenciales, se han abierto gradualmente a la competencia. A su vez los precios, particularmente los industriales, han bajado considerablemente [Fosco & Saavedra, 2003].

La experiencia del Reino Unido plantea principalmente tres cuestiones abiertas:

- 1) Se desconoce cómo evolucionará la regulación en términos de instituciones, metodología, prioridades y objetivos de las medidas para liberar el mercado.
- 2) Se desconoce si el sistema de “Portador Común” será viable en el largo plazo. Este es un sistema en el cual si la capacidad del gasoducto tiene una sobre demanda, se les pide a todos los involucrados que disminuyan su inyección de gas.

3) El posible deterioro en la calidad del servicio a los clientes y sus consecuencias sociales. El servicio público, es un área donde la habilidad y la capacidad del Ente Regulador para verificar el cumplimiento de las normas y la voluntad de las distribuidoras por cumplir con sus obligaciones, permanecen inciertas [Fosco & Saavedra, 2003].

1.1.2 El contexto en América Latina

Dentro del entorno en el que se halla inmersa la República Argentina, es interesante analizar el desempeño de las reformas en países integrantes de América Latina, por cuanto forman parte del contexto inmediato del desarrollo del país y pueden explicar muchas cuestiones como por ejemplo, el papel de la exportación a partir de la reforma. Cabe aclarar que la Argentina fue pionera en Latinoamérica en materia de privatizaciones y desregulación del sector energético, tanto gas como electricidad.

Campodónico (1998), analiza los regímenes de regulación en ciertos países del continente que han avanzado significativamente en el desarrollo de su mercado interno. A continuación se resumen las principales características de la regulación latina que su estudio detalla.

Respecto de Argentina, el autor alega que posee un mercado maduro y tendencias a integración regional, por los gasoductos de exportación y su contrato con Bolivia.

Este último país tiende a comportarse como exportador puro, por lo cual la participación del gas natural en su matriz energética local es baja. El autor destaca que el desarrollo del mercado interno no debe poner en cuestión la integración energética regional.¹

Chile es dependiente de las importaciones, por cuanto se ha propuesto aumentar el consumo a partir de comprar a la Argentina, porque sus reservas no son significativas.²

En Colombia los productores entregan el gas a la empresa estatal, y ésta es la encargada de determinar las formas de transporte y distribución del producto al mercado interno.

En México, segundo productor de gas natural en la región, la empresa estatal PEMEX tiene el monopolio en la producción, pero se han producido cambios importantes

¹ Es interesante destacar que el 1 de mayo de 2006 el presidente Evo Morales firmó un “decreto supremo” que nacionaliza y da al Estado el “control absoluto” de todos los hidrocarburos. La medida se dictó con argumentos referidos a que las multinacionales se apropiaban del recurso y ponían en riesgo el abastecimiento interno y el cumplimiento de los compromisos internacionales.

² Sin embargo, en oposición a las oportunas declaraciones del autor, cabe aclarar que en la actualidad la Argentina cortó unilateralmente las exportaciones a Chile, dándole prioridad al abastecimiento interno.

respecto del transporte y la comercialización. De hecho, las empresas privadas, luego de la reforma implementada en 1995, pueden construir y poseer nuevos gasoductos como complemento de la red troncal que posee PEMEX. De este modo, se intenta dinamizar el mercado incrementando la base de usuarios, ampliando la infraestructura de transporte para asegurar la disponibilidad y estimulando la competencia y la eficiencia.

Son estos cinco países (Argentina, Bolivia, Chile, Colombia y México) los que poseen, al momento del desarrollo del trabajo de Campodónico, leyes para regular los mercados de transporte y distribución.

Cabe aclarar que para el caso Perú, el gas natural se introduce en la matriz energética a partir de la explotación de CAMISEA, una de las principales reservas de la región, que comenzó a desarrollarse activamente en el año 2004. En este país, la regulación en materia de Gas Natural es incipiente. Por el horizonte temporal, para los alcances de este trabajo, la reforma en este país queda excluida del análisis en cuestión.

De acuerdo al autor, el origen y las motivaciones de las reformas llevadas a cabo se enmarcan dentro del proceso de globalización de la economía mundial, que favorece la liberación de los mercados, la eliminación de los monopolios estatales, la promoción de la inversión privada y la reducción de la actividad empresarial del Estado.

Los principios por los que se crea la regulación son similares en todos los países, entre ellos, proteger a los usuarios finales teniendo en cuenta que algunas de las etapas de la cadena constituyen monopolios naturales. De este modo, la intervención del Estado tiende a garantizar la libre competencia y a impedir abusos, favoreciendo la continuidad y calidad. Las legislaciones consideran los principios de ganancia razonable, competencia, eficiencia y racionalidad, optimización de la calidad, confiabilidad, seguridad y continuidad del servicio, acceso indiscriminado y cobertura máxima.

Se distingue en todos los casos la producción de gas natural como de interés general, rigiéndose por las normas convencionales del mercado y la competencia. En muchos países el Estado interviene en la fijación de los precios en boca de pozo, debido a que se trata de una industria naciente y no existe un precio internacional que rijera como patrón.

El precio del transporte y la distribución del gas natural no se fija por la oferta y la demanda, sino que está regulado. Esto se debe a que el transporte y la distribución se basan en redes que constituyen un monopolio natural y a que ésta es una fuente energética que se considera servicio público. Estos aspectos imponen la regulación estatal para asegurar la libre competencia de suministro, impedir los posibles abusos por gozar de una posición dominante en el mercado, y favorecer la continuidad y calidad del servicio. Cuando no existen condiciones de competencia, el Estado debe intervenir para que las operaciones sean eficientes, optimizando la relación calidad/precio.

Respecto de las estrategias que pudiesen tender al abuso por parte de las empresas, sólo en Chile no está prohibida la integración vertical entre las actividades de producción, transporte y distribución. En México puede autorizarse la integración vertical si ésta da cuentas de arrojar ganancias de eficiencia y rentabilidad en la prestación del servicio.

Las tarifas están reguladas, tanto en el caso argentino como mexicano, por el método de tarifas máximas, lo cual tiende a que toda mejora en la eficiencia en la prestación del servicio tiende a dar más rentabilidad a la prestataria, al menos hasta la siguiente revisión tarifaria.

En Bolivia en cambio, se calcula la tarifa de tal forma que se garantice un determinado retorno de la inversión realizada por el prestador del servicio.

En Colombia, las empresas de servicio público de gas deciden libremente sus tarifas. Este caso se aplica cuando el ente comprueba que no existe posición dominante de mercado. Caso contrario, se someten al régimen de la regulación.

1.2 REESTRUCTURACIÓN EN LA ARGENTINA

1.2.1 La necesidad de reestructurar el mercado

La crisis de financiamiento del estado (1990) había derivado en un deterioro de eficiencia y calidad en la prestación de los servicios públicos. A comienzos del gobierno de Menem la demanda por un cambio profundo se había extendido a franjas muy amplias de la población. El nuevo gobierno tenía entonces espacio para avanzar con su política reformista. A tono con su necesidad de acumular fondos frescos, comenzó con una política financieramente redituable: la privatización de los servicios públicos. Empujada por las circunstancias, la venta de empresas estatales iniciada en 1989 fue un proceso único en el mundo por su intensidad y rapidez. Como resultado de las privatizaciones, empezó a cerrarse la brecha tecnológica y organizativa abierta durante años de desinversión y desfinanciamiento en las ex empresas públicas, lo que a su vez impactó favorablemente sobre la productividad general de la economía [Gerchunoff & Llach, 1998].

Referidos a la experiencia en el gas natural, otros autores agregan que la política de privatizaciones se explica por una generalizada disconformidad con los resultados de la gestión de las empresas públicas medidos por la calidad de servicio y por la virtual imposibilidad que tenía el gobierno para continuar financiando sus necesidades de expansión [Delfino & Casarin, 2000]. Además, en el caso de las empresas del sector energético, la situación financiera grave del Estado junto con la crisis de

desabastecimiento eléctrico de fines de los '80, constituyeron motivaciones específicas para impulsar la transformación [Pistonesi, 2001].

1.2.2 Resultados generales de la reestructuración

En esta sección se detallan los distintos análisis efectuados respecto de las consecuencias experimentadas en la Argentina luego de la reestructuración de la industria. Se hará énfasis en las conclusiones de los autores que tienen que ver con el nivel de servicio y beneficio para los usuarios, por cuanto su análisis es el objetivo de este trabajo.

Respecto de cómo quedó estructurada la industria del gas natural luego de la reestructuración en la República Argentina, el CEARE realizó en 2002 un estudio para ser presentado en el 23° Congreso Mundial de Gas en Tokio. Este estudio presenta la situación de la industria regulada del Gas Natural argentino.

Tomando como base algunas de las acciones desplegadas por el gobierno ante la salida de la convertibilidad (por ejemplo, la pesificación de tarifas), los autores son partidarios de que se deben cumplir los compromisos asumidos al haber realizado la reestructuración. Debe respetarse la seguridad jurídica y se debe proteger al inversor pues es él quien mejorará la calidad del servicio.

Las conclusiones de este trabajo plantean una cuestión a futuro. Los autores argumentan que con tales prácticas por parte del gobierno, existe riesgo de que se suspendan planes de inversión y se desalienten las inversiones, se deteriore en consecuencia la calidad del servicio, y se suspenda la incorporación de nueva tecnología y modernización del sector.

Respecto de los resultados acerca del favorecimiento de la competencia, algunos autores alegan que transcurrida una década desde su inicio, el mercado mayorista no presenta las condiciones de competencia esperadas al inicio de la reforma [Kozulj, 2000]. Las causas de dicha conclusión, según el autor, son la gran concentración en la tenencia de reservas por cuenca y por empresa, la integración vertical que existe entre productores y distribuidores y la insuficiencia de los instrumentos vigentes para introducir estímulos entre las distribuidoras a adquirir el gas a precios menores. Otra conclusión del autor es que las empresas prestatarias han obtenido beneficios extraordinarios, basado es que son los mismos usuarios quienes financian las inversiones en mejoras por medio de la tarifa.

Respecto de la cuestión de los beneficios obtenidos por las prestatarias, como resultado de la conjunción de diversos factores, Aspiazu y Schorr (2001) expresan que se manifiesta un elevado grado de concentración y centralización del capital del sector en

torno de un núcleo sumamente acotado de grandes conglomerados empresarios. Según estos autores, sea por acción u omisión, el modelo argentino de regulación del transporte y distribución del gas natural, tanto en lo que respecta a las tarifas como a la estructura de propiedad de capital de las firmas, ha tendido a favorecer sistemáticamente a las fracciones más concentradas del poder económico. Ha habido errores en el diseño de la normativa que han permitido y tal vez inducido que estos núcleos de empresas se posicionen y en algunos casos también controlen los distintos eslabones en la cadena gasífera. De esta manera, se ha registrado un incremento en la concentración económica y centralización del capital en el conjunto del sector energético local.

La conclusión de estos autores es que de no mediar una regulación activa por parte del Estado, se eleva sustancialmente la probabilidad de que los actores predominantes hagan abuso de las posiciones dominantes que afectan a los usuarios. A partir de estas cuestiones los autores alegan que es necesario un importante replanteo del esquema regulatorio vigente, para tender a eliminar el elevado grado de oligopolización que presenta en la actualidad el conjunto del mercado energético argentino. Por otra parte, esta acción tendería a disminuir los precios en boca de pozo, con el consiguiente impacto que ello tendría sobre el nivel de tarifas finales abonadas por los diferentes consumidores, en particular los cautivos de las distribuidoras.

Luego de la reforma existe una concentración muy marcada de la oferta, con seis operadores que controlan el 80% de las reservas, de acuerdo a Pistonesi (2001). Según el autor, la competencia queda reducida a los comercializadores que compran y venden gas. Los productores, al estar altamente concentrados, dificultan que la mayor demanda que se ha experimentado repercuta en precios menores. Por otra parte, se ha ampliado notoriamente la capacidad de transporte y distribución. En este caso, los usuarios potenciales tienen más oportunidad de incorporarse al mercado. Por el aumento de la demanda para exportación y para generación térmica, las cuencas Noroeste y Neuquina están muy comprometidas. Podría preverse un problema en el abastecimiento interno a futuro, con el consecuente aumento de precios del combustible [Pistonesi, 2001].

Respecto de la crisis energética que prevén Pistonesi (2001) y CEARE (2003) descripta en los párrafos anteriores, existen ciertos estudios que se hicieron posteriormente a que finalmente la misma se desatara. Si bien el alcance de este trabajo es el fin de la convertibilidad en 2001, resulta interesante destacar la ocurrencia de la crisis porque algunos autores la citan como consecuencia de un inadecuado diseño del marco regulatorio.

Uno de los errores ha sido que, al regular, una de las concepciones fue que la expansión del abastecimiento sería asegurada de modo automático por medio de una elevada rentabilidad. Pero se ignoró que en un mundo globalizado los actores no necesariamente reinvierten sus utilidades en la misma geografía en la que se generaron [Kozulj, 2005].

Respecto de este fundamento de que las dificultades de la crisis fueron planteadas porque las empresas no realizaron las inversiones necesarias para abastecer el mercado creciente, ciertos autores argumentan lo contrario. Según ellos las evidencias indican que las inversiones realizadas en los segmentos de transporte y distribución condujeron hacia importantes aumentos de capacidad cuyo nivel de utilización en el año 2001 era incompleto [Casarin et al., 2004].

1.3 EL BENEFICIO A LOS USUARIOS

Delfino y Casarin (2000), apuntan a analizar los niveles de eficiencia alcanzados por la industria argentina del gas, comparando los resultados con los obtenidos por la compañía de transporte del reino Unido, Transco. Aquí es importante recordar que, como ya de dijo, la privatización de los servicios públicos argentinos tuvo al menos ciertos fundamentos tomados de la reforma implementada anteriormente en el Reino Unido. Las conclusiones que los citados autores obtienen, basando su análisis en los excedentes que obtienen los consumidores, son que las empresas argentinas emplean más trabajo y también una mayor cantidad de capital por unidad de producto, lo cual da cuenta de que son más ineficientes. Los resultados de mediciones indican que aunque la industria argentina es eficiente en la asignación, su eficiencia técnica se encuentra por debajo de los niveles internacionales.

Otros autores apuntan a observar que los resultados más visibles de la privatización de gas del Estado se dieron en el campo de la cantidad y calidad de servicio en el Gran Buenos Aires. Típicamente, Gas del Estado no podía satisfacer todas las demandas del GBA en los meses de invierno, y la calidad para aquellos que sí recibían el flujo en algunos casos se veía disminuida por menor presión. Las inversiones del sector crecieron rápidamente. Sólo en los dos primeros años la capacidad de transporte aumentó en un 21,6%, producto principalmente de una mejor utilización de los gasoductos existentes (mayor capacidad de compresión). Por otro lado, las inversiones globales de las licenciatarias son muy superiores a las realizadas por el Estado en los años recientes antes de la privatización [Abdala, 1998].

Este último autor agrega que junto con la política de privatización de los servicios públicos, la Argentina experimentó un cambio profundo en su política regulatoria que ha significado mejoras notables en la eficiencia en la asignación de recursos productivos y en la minimización de costos, avance tecnológico, mejora de calidad y disponibilidad de servicios, etc. Los resultados en materia de eficiencia (inversiones y productividad) y calidad (cobertura, calidad de bienes y servicios) son en general muy favorables. Podría decirse que el diseño y posterior control regulatorio han permitido índices de desempeño favorables.

Respecto de la calidad del servicio, se han destacado esfuerzos permanentes que han mejorado el desempeño del sector. Así, se ha puesto énfasis en normas de seguridad para las cuales el ENARGAS ha trabajado intensamente. La calidad es un punto de disyuntiva entre prestatarias y regulador, porque las primeras argumentan que se exigen requerimientos de mejoras sin el correspondiente aumento tarifario, mientras que el ENARGAS lo plantea como beneficio para los usuarios [Artana et al, 1998].

Capítulo 2 - LA REGULACIÓN

2.1 INTRODUCCIÓN

El siguiente capítulo tiene por fin analizar las cuestiones que llevaron a la privatización de la industria, la manera en la que se la reestructuró y los resultados más sobresalientes obtenidos a partir de la reforma.

Para ello se analiza cómo se comportaba el mercado de gas natural desde sus orígenes y hasta la reforma, descubriendo las causas que la impulsaron, en la sección 2.2. Luego, en la sección 2.3 se analiza el Marco Regulatorio resultante, respecto de los objetivos que persigue su creación y los modos de su puesta en práctica. Finalmente, en la sección 2.4 se analiza la estructura del mercado obtenida como resultado de la reforma, como así también las características generales más destacadas de su desempeño. Luego, este capítulo culmina con las conclusiones obtenidas, en la sección 2.5.

2.2 LOS ANTECEDENTES DE LA REGULACIÓN

2.2.1 Estructura del mercado previa a la reforma de los años '90.

Antes de la privatización, la compañía Gas del Estado (GdE), poseía un monopolio en las operaciones de gas en la Argentina, teniendo a cargo el transporte y la distribución del fluido. GdE compraba el gas natural a la también empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), y a otros productores menores mediante contratos de explotación ejecutados durante diferentes períodos de gobierno. YPF producía hasta casi finales de los 90, entre el 80 y 85% de todo el gas. Los productores restantes aportaban entre el 15 y 20% remanente [Kozulj, 2000].

Entre GdE e YPF, existía un precio regulado de transferencia o compra de gas natural, mientras que GdE, como empresa integrada en transporte y distribución, enfrentaba la regulación de las tarifas finales [Artana et al., 1998]. Este esquema se fue conformando hacia mediados de la década del cuarenta, formando parte del afianzamiento del papel del Estado dentro del Sector Energético Nacional. GdE se crea en el año 1946, y a partir de ese momento todas las tareas de transporte y distribución se concentraron en esta empresa. Antes, YPF realizaba ciertas distribuciones de gas natural a las zonas cercanas a los yacimientos, siendo el gas (sobre todo en los tempranos años) un producto secundario resultante de las extracciones de petróleo. Esta estructura se mantuvo casi con nulas modificaciones hasta que se reestructuró el mercado, a fines de 1992.

Hasta prácticamente finales de la década del 70, la política de precios aplicada al Gas Natural, permitió a GdE expandir en forma relativamente equilibrada desde el punto de vista financiero la prestación de sus servicios [Kozulj, 2000]. Como el objetivo de la política energética estaba dirigido a sustituir los combustibles líquidos en los usos residenciales, industriales y generación eléctrica, los precios de transferencia fijados por la Secretaría de Energía entre YPF y GdE se mantuvieron muy bajos [Pistonesi, 2001].

El bajo precio del gas que se pagaba a los productores no alentaba a la exploración de yacimientos, pero constituía un bajo costo para GdE. Esto le permitía desarrollar tareas de expansión de gasoductos y redes (a expensas de la exploración y producción), y aún así cobrar una baja tarifa final al usuario, garantizando un nivel de servicio apto.

En otras palabras, existía un subsidio implícito de YPF hacia GdE. El gas era vendido a un costo menor al necesario para recuperar los costos de exploración y explotación. En este sentido, había una presencia no manifiesta del Estado en el sector del upstream, quien de alguna manera pautaba el precio del fluido en Boca de Pozo.

GdE realizó durante su gestión, inversiones tendientes a aumentar la incorporación de nuevos usuarios y extensión de sistemas de transporte. La capacidad de transporte pasó de 8.15 MMm³/d en 1.960 a 21.85 MMm³ en los años '70, a 32 MMm³/d en los '80, llegando a 61.65 MMm³/d en los años '90. [Kozulj, 2000]. De acuerdo a datos del ENARGAS, en los siguientes 10 años luego de la reestructuración, la capacidad de transporte prácticamente se duplicó respecto de 1.990, alcanzando los 120 MMm³/día.

Por otra parte, de acuerdo a Kozulj (2000), el número de usuarios pasó de casi 770 mil a 4,4 millones en 30 años. (Tramo 1960-1990). En los siguientes diez años, durante la gestión privada, el número aumentó a 5,91 millones (según ENARGAS, 2000). Esto implica un crecimiento anual promedio del número de usuarios del 18% durante la gestión estatal, versus un 13% durante la gestión privada.

En este punto es importante destacar que la tasa de incorporación decrece naturalmente con el tiempo. Existe al principio del desarrollo de un mercado un período de expansión más rápido que tiene que ver con la incorporación de los primeros usuarios. Luego, con el tiempo, el mercado madura, hay más sectores abastecidos y esto hace que la tasa de penetración tenga más que ver con el crecimiento vegetativo de la población.

Este crecimiento de la industria durante la gestión de GdE, tanto de capacidad de ductos como de número de usuarios, merece resaltarse, según lo afirman autores tales como Azpiazu y Schorr (2001), y Kozulj (2000). Dando crédito a las épocas de gestión estatal, afirman que si bien es cierto que el desarrollo 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 los años más importantes del desarrollo de la empresa gasífera estatal. Sobre todo a partir de los años ochenta, el crecimiento se dio en un contexto macroeconómico e institucional caracterizado por una aguda crisis fiscal y alta inflación.

A partir de fines de los '70, las crisis petroleras internacionales y el aumento en la participación de contratistas en el área de exploración (cada vez más interesados en el gas como producto primario de extracción, debido al aumento de su penetración en la matriz energética nacional³), generaron una presión constante que tendió a valorizar más el precio del gas en boca de pozo, con el consecuente aumento de costos para GdE.

Por otra parte, en los quince años comprendidos entre 1974 y 1989, la economía nacional mostró una situación de virtual estancamiento, caracterizada además por una marcada desindustrialización, un creciente endeudamiento externo, desequilibrios en las cuentas públicas, índices de inflación superiores al 100% anual, y una fuerte concentración del ingreso y la riqueza. [Pistonesi, 2001].

Siendo GdE una empresa estatal, no resulta sorprendente esperar que como consecuencia de los aspectos señalados en los párrafos anteriores, la prestación del servicio sufriera deterioros de calidad y estancamientos respecto de las inversiones realizadas. Hubo principalmente una conjunción de aumento de las cargas impositivas como consecuencia de las necesidades de recaudación del gobierno, y de falta de ajuste de las tarifas, lo cual cooperó a la disminución de los ingresos reales de la firma.

Como fuera descripto en la sección 1.2.1, existía una elevada disconformidad con la calidad del servicio que se prestaba y la gestión ineficiente por parte de GdE.

2.2.2 Antecedentes legales de la reestructuración ocurrida a principios de la década del '90.

2.2.2.1 Ley de Reforma de Estado

Una de las primeras medidas implementadas por el gobierno que se inició en 1.989 consistió en la promulgación de la Ley N° 23.696 de Reforma de Estado. En su Artículo 1 esta ley declara “*en estado de emergencia la prestación de los servicios públicos (...) y la situación económico financiera de (...) empresas del Estado (...)*”. En el Anexo 1 del mismo documento está contemplada la reestructuración de Gas del Estado.

³ El gas Natural llegó a representar a fines de la década de los ochenta casi el 40% de la matriz energética del país [Azpiazu y Schorr, 2001].

Según el CEARE (2003), se detecta una nueva actitud asumida por el Estado Nacional, en cuanto a fomentar la transparencia de los mercados para favorecer la interacción de los actores privados, incorporar nuevos protagonistas a cargo del quehacer industrial y comercial, incluidas las prestaciones de los Servicios Públicos, reservándose para sí la función de regulación y control de prestación de esos servicios.

2.2.2.2 Decreto 633/91

Establece en su Artículo 1 los objetivos que persigue la reestructuración de la industria del gas natural. Se los enumera a continuación: *“a) aumentar la eficiencia de las actividades de producción, transporte y distribución del gas natural; b) garantizar que los correspondientes beneficios se trasladen al consumidor e incentiven la participación del capital privado de riesgo; c) asegurar un proceso organizado y basado en condiciones igualitarias y competitivas en las distintas etapas de la reestructuración y d) fijar el rol del Estado en su carácter de regulador de la operación y desarrollo de la industria gasífera y sus mercados”*.

Se generan lineamientos tendientes a crear competencia en todos aquellos segmentos de la industria donde sea posible. Donde no existe potencial de creación de mercados competitivos, el Estado asume un rol regulador, creando para ello el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS). El mismo vigila el funcionamiento de la industria en su conjunto para evitar abusos de poder de mercado y otras prácticas discriminatorias.

Se establece que los segmentos regulados son las actividades de transporte, distribución, y las transacciones minoristas entre los distribuidores y los clientes cautivos de sus respectivas áreas de comercialización⁴.

Continuando con la intención de creación de competencia en las áreas donde sea posible, el precio del gas en boca de pozo (o precio *upstream*) es totalmente libre, y surge del juego entre la oferta y la demanda. Sin embargo, la Autoridad competente se reserva el derecho de regular las transacciones y precios en el upstream si se comprueban prácticas monopólicas o discriminatorias.

Además, los transportistas deben dar acceso abierto desde los yacimientos hasta los puntos de entrega a los usuarios (conocido como *Open Access*). Por su parte, el Gobierno se compromete a acelerar programas de exploración/producción para propiciar el ingreso de nuevos oferentes que faciliten la competencia y garanticen precios libres en el mercado mayorista.

⁴ Se denominan clientes cautivos a aquellos usuarios que no tienen la posibilidad de comprar el gas directamente a los productores. Típicamente son los usuarios residenciales, pequeños comercios y organismos oficiales.

2.3 MARCO REGULATORIO DEL GAS NATURAL (LEY 24.076 Y SU DECRETO REGLAMENTARIO 1738/92)

La Ley N° 24.076, reglamentada por el Decreto 1738/92 en 1992, declara en su Artículo N° 74 “sujeta a privatización” a Gas del Estado. A continuación de enumeran y comentan las características más destacadas del Marco Regulatorio resultante.

2.3.1 Alcances de la Ley

En el Artículo 1 se establece que la regulación se aplica sobre los segmentos de transporte y distribución, los cuales constituyen un servicio público. Respecto de la producción, captación y tratamiento, las excluye del alcance de la ley y se establece que están regidas por la Ley N° 17.319 (Ley de Hidrocarburos, sancionada en 1.967).

2.3.2 Objetivos

Los objetivos para la creación del Marco Regulatorio, se enuncian en el Artículo 2. Estos están relacionados con los indicados en el Decreto 633/91 que se ha detallado en la sección 2.2.2.2. A continuación se los detalla y comenta, de acuerdo a las reglamentaciones posteriores de la Ley (sobre todo el Decreto 1738/92).

a) Proteger adecuadamente los derechos de los consumidores;

Dichos derechos incluyen, de acuerdo a la reglamentación, la obtención de servicios de provisión de gas seguros, continuados, de buena calidad, a precios que resulten justos y compatibles con el mantenimiento a largo plazo de dicho servicio público.

b) Promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural, y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo;

En este aspecto, el decreto citado insiste en eliminar o reducir al mínimo las barreras artificiales (ya sean económicas, reglamentarias, o de cualquier otra naturaleza) que restrinjan el ingreso a los mercados, alentándose el incremento del número de usuarios.

Esto concuerda con la creación de programas de Exploración/Producción declarada en el ya detallado Decreto 633/91 (Ver sección 2.2.2.2).

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;

De acuerdo al Decreto 1738/92, El Ente deberá tener en cuenta el hecho de atraer capitales destinados a asegurar por un lado un servicio confiable, la expansión de los mercados y el mantenimiento adecuado de las instalaciones. Por el otro, asegurar los derechos de los consumidores de acceder a un servicio seguro y de largo plazo.

Desde este punto de vista, las inversiones estarían destinadas más a servir a los usuarios que a las empresas licenciatarias. No obstante, las inversiones en expansión no incluidas en los pliegos de licitación, tanto de transporte y distribución, no son obligatorias.

En este sentido, las inversiones a largo plazo dependen exclusivamente de las intenciones de las licenciatarias. De lograrse una rentabilidad que lo justifique, las mismas ampliarán la red con el propósito del aumento de sus ganancias.

La reforma planteada adopta un estilo de regulación conocido como “por incentivos”. Esto significa que se optó por crear las condiciones e incentivos necesarios para que las empresas decidieran sus propias inversiones, contrastando la rentabilidad que las mismas le otorgarían versus el costo en el que incurrirían por no realizarlas (referido a las penalidades o multas que el Ente aplicaría si se presenta un defecto en el servicio).

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;

Respecto de lo justo y razonable, la reglamentación se refiere a que las licenciatarias puedan, mediante las tarifas, recuperar sus costos de operar eficientemente. En este aspecto, el decreto hace referencia a lo justo y razonable tanto para las empresas (obtener una rentabilidad semejante a las de otras actividades de riesgo similar) como para los usuarios (tarifas que reflejen la prestación de un servicio eficiente).

e) Incentivar la eficiencia en el transporte, almacenamiento, distribución y uso del gas natural;

Para ello se faculta al Ente para emitir normas de alcance general que:

- 1) Repartan equitativamente la capacidad disponible entre las partes interesadas, dando prioridad al servicio no interrumpible
- 2) Alienten la inversión para incrementar la capacidad del sistema
- 3) Incentiven la utilización más eficiente de la capacidad disponible, incluso redistribuyendo la capacidad cuando la misma no se encuentre utilizada.

Al aprovechar al máximo la capacidad disponible, el objetivo de libre acceso se ve potenciado porque se permite el ingreso a la mayoría de los usuarios potenciales.

f) Incentivar el uso racional del gas natural, velando por la adecuada protección del medio ambiente;

Respecto de los objetivos e) y f), el CEARE (2003) indica que para incentivar la eficiencia y proteger el ambiente, el conjunto de precios debe enviar las señales adecuadas a los sujetos responsables de cada ramo de la actividad, para que éstos traten de reducir costos, eviten el derroche del recurso, se aproveche al máximo la capacidad instalada e incorporen a los precios las externalidades ambientales.

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.

A los efectos de dar cumplimiento este objetivo, el Ente recabará los informes que resulten necesarios para determinar los precios de los servicios de transporte y distribución vigentes en los mercados de otros países comparables.

Este objetivo intenta posicionar los costos de las industrias al mismo nivel que el internacional, posicionándola de manera más competitiva en los mercados extranjeros.

2.3.3 Plazo de las habilitaciones

En el Artículo 5 se establece que el plazo de las habilitaciones⁵ otorgadas a las empresas privadas para el transporte y distribución, será de 35 años. El Artículo 6 indica que esta habilitación podrá ser renovable por 10 años más, a pedido del prestador respectivo. Al respecto, la reglamentación establece que para poder otorgarse la extensión del plazo, se debe haber cumplido con todas las obligaciones establecidas por ley, y por el contrato. Quien determine el cumplimiento o incumplimiento, será el Ente.

2.3.4 Sujetos y facultades

Se considera transportista a toda persona jurídica que es responsable del transporte del gas natural desde el punto de ingreso al sistema de transporte, hasta el punto de recepción por los distribuidores, consumidores directos y almacenadores.

⁵ Según dicha ley, el carácter final del otorgamiento (concesión, licencia o permiso) sería determinado por el Poder Ejecutivo. Posteriormente, en el decreto 1738/92, se determina que revestirán la forma de Licencia.

Por otra parte, se considera distribuidor al prestador responsable de recibir el gas del transportista y abastecer a los consumidores a través de la red de distribución, hasta el medidor de consumo, dentro de una zona o una unidad geográfica delimitada.

El distribuidor, en su carácter de tal, podrá realizar las operaciones de compra de gas natural pactando directamente con el productor o comercializador. La reglamentación otorga exclusividad para la provisión del servicio de distribución dentro de la zona delimitada en la respectiva habilitación.

2.3.5 Derechos de los usuarios

En el Artículo N° 13, la ley establece la habilitación a ciertos consumidores de poder convenir la compra de Gas Natural directamente con los productores o comercializadores, siendo estos últimos quienes compran o venden Gas Natural por cuenta de terceros (Esta cuestión se analizará en detalle en la sección 3.2.2.1).

Este punto es destacable, por cuanto permite a algunos usuarios desligarse de la distribuidora a la hora de comprar el gas, y pactar con ella sólo las cuestiones referidas al transporte y/o la distribución. Se da al usuario la opción de elegir su proveedor, y, por ejemplo, obtener precios o garantías de abastecimiento mejores que comprando el gas a la distribuidora. Esto genera mayor competencia en el sector del upstream, lo cual tiene concordancia con el segundo objetivo por el que se plantea el Marco Regulatorio.

2.3.6 Ampliaciones de la red

La ley establece en su Artículo N° 16 que ningún transportista o distribuidor podrá comenzar la construcción de obras de magnitud ni la extensión o ampliación de las existentes, sin obtener la correspondiente autorización del Ente.

Este punto es importante porque la Ley establece que ciertas inversiones serán obligatorias y formarán parte de las condiciones para el otorgamiento de la habilitación respectiva. El Ente incluso queda obligado en la reglamentación, a verificar el cumplimiento de las mismas de acuerdo a lo pactado.

En este sentido, el mismo otorgamiento de la licencia compromete a los prestatarios a realizar ciertas inversiones. Estas inversiones están destinadas, de acuerdo a los pliegos de licitación, en el caso de las distribuidoras, al reemplazo de las redes principales y de servicios, protección catódica, manuales de operación y mantenimiento, administración de pérdidas y equipos de comunicaciones. Se plantea a partir de la privatización un

mínimo de inversiones necesario para garantizar la calidad, continuidad y seguridad del servicio.

Para otras inversiones no pautadas en los contratos de licencia, que respondan a la necesidad de extender el sistema, el inciso 3) de la reglamentación en el Decreto 1738/92, aclara que no podrá obligarse a los transportistas a ampliar las instalaciones.

Se retorna entonces a la idea de que las extensiones de los sistemas quedarán al criterio de las empresas licenciatarias. En este sentido, se vuelve al concepto de regulación por “incentivos”. Según Rivera (2004), el fundamento técnico de la privatización radica, en buena medida, en el convencimiento de que las empresas públicas pueden ser gestionadas más eficientemente por propietarios privados, siempre y cuando existan las estructuras de incentivos adecuadas.

2.3.7 Prestación de los servicios

La Ley establece que los transportistas y distribuidores están obligados a permitir el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte y distribución de sus respectivos sistemas, que no esté comprometida para asegurar el abastecimiento de la demanda contratada. Así tampoco podrán otorgar ningún tipo de preferencia entre los usuarios para el acceso a las instalaciones.

Este aspecto está íntimamente referido al cumplimiento de los objetivos de la ley de proteger los derechos de los consumidores y de igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución. De hecho, se establece que el acceso no discriminado y libre a la capacidad disponible en cada momento de los Transportistas, o Distribuidores en su caso, es una condición esencial a fin de cumplir los objetivos de la Ley.

2.3.8 Exportaciones

Se autoriza la exportación “en la medida que no se afecte el abastecimiento interno”. En este aspecto parece importante comentar que la garantía del abastecimiento interno tiene que ver de nuevo con el cumplimiento del objetivo de proteger al usuario.

2.3.9 Límites a la integración vertical

Respecto de la promoción de la competencia en la industria, y de evitar las prácticas abusivas por parte de los actores de la cadena que, según Kozulj (2000), podrían llevar a

convertir un monopolio público en unos pocos monopolios privados, la Ley establece limitaciones en sus artículos 33 a 36. Dichas restricciones son:

- a) Los transportistas no podrán comprar ni vender gas, excepto el necesario para su propio consumo y operabilidad de los sistemas.
- b) Ningún productor, comercializador, distribuidor o consumidor que contrate con productores o grupos de los mismos, podrá tener participación mayoritaria en las empresas de transporte.
- c) Ninguna transportista podrá tener participación controlante en una distribuidora.
- d) Ningún consumidor que contrate directamente con el productor podrá tener participación controlante en la distribuidora que corresponda a la zona geográfica de su consumo.
- e) Ningún comercializador puede tener participación controlante en las sociedades habilitadas como transportistas o distribuidoras.

Pareciera importante destacar que, de acuerdo a Kozulj (2000), luego de implementada la reforma, dichas limitaciones no llegaron a impedir ni la integración vertical ni la formación de verdaderos monopolios operados por el sector privado.

2.3.10 Tarifas

Se establece que el precio final que pagará el usuario se compondrá de la suma de:

- a) Precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST).
- b) Tarifa de transporte.
- c) Tarifa de distribución.

El precio de venta al usuario final residencial incluye los costos de adquisición, que son trasladados al usuario previa autorización del ENARGAS y con efecto neutro para las licenciatarias (mecanismo conocido como *pass-through*).

Para evitar prácticas abusivas (colusión) entre productores y distribuidoras, el ENARGAS puede limitar el traslado de estos costos mayoristas si se determina que exceden los negociados por otros actores en situaciones consideradas equivalentes.

Las transportistas y distribuidoras deberán asegurar el mínimo costo para los consumidores compatible con la seguridad del abastecimiento. De esta manera se destaca la necesidad de asegurar el derecho del usuario de obtener un precio justo compatible con el mantenimiento del servicio a largo plazo.

Respecto de los intereses de las licenciatarias, las tarifas deberán proveerles la oportunidad de obtener ingresos suficientes como para satisfacer todos los costos operativos, impuestos, amortizaciones más una rentabilidad razonable.

Este nivel de razonabilidad en la rentabilidad se mide a partir de que ésta sea similar a la de otras actividades de riesgo equiparable, y que guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria de los servicios. Es decir, obtener una utilidad adicional por el mejoramiento de los niveles de eficiencia de la prestación.

2.3.11 Regulación y control de las actividades

La Ley crea el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) en su Artículo N° 50. A este organismo se le otorga la responsabilidad de llevar a cabo todas las medidas necesarias como para hacer cumplir los objetivos enunciados en dicha Ley.

Las funciones del ENARGAS son básicamente tres: regulación, fiscalización y mediación ante situaciones de disyuntiva.

Las funciones de regulación implican el dictado de pautas a seguir para poder reglamentar la actividad de manera de asegurar conductas que tiendan al beneficio de los usuarios por cuanto son ellos el eslabón más débil de la cadena.

Por otra parte, el Ente es encargado de verificar el cumplimiento de las obligaciones de los actores establecidas en el Marco Regulatorio y disposiciones complementarias.

También el ENARGAS es responsable de intervenir ante disyuntivas o situaciones de controversia que puedan surgir entre distintos actores del sistema, siempre intentando mantener el beneficio de la sociedad en su actuar.

Las funciones y facultades más importantes que se le otorgan en la Ley son:

- a) Hacer cumplir la ley, su reglamentación y disposiciones complementarias.
- b) Dictar reglamentos a los cuales deberán ajustarse todos los sujetos de la ley en materia de seguridad, normas y procedimientos técnicos.
- c) Dictar reglamentos con el fin de asegurar que los transportistas y distribuidores establezcan planes y procedimientos para el mantenimiento en buenas condiciones de los bienes afectados al servicio.
- d) Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o indebidamente discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas de la industria, incluyendo a productores y consumidores.
- e) Establecer las bases para el cálculo de las tarifas de las habilitaciones a transportistas y distribuidores.
- f) Aprobar las tarifas que aplicarán los prestadores, disponiendo la publicación de aquéllas a cargo de éstos.
- g) Publicar los principios generales que aplicarán los transportistas y distribuidores en sus respectivos contratos para asegurar el libre acceso a sus servicios.

- h) Requerir de los transportadores y distribuidores los documentos e información necesarios para verificar el cumplimiento de la ley y su reglamentación y los respectivos términos de las habilitaciones, realizando las inspecciones necesarias.

2.4 ESTRUCTURA DEL MERCADO LUEGO DE LA PRIVATIZACIÓN DE GAS DEL ESTADO

GdE fue subdividido en dos transportistas y ocho distribuidoras.

Por el lado de las transportistas, TGN comprende básicamente los gasoductos Norte y CentroOeste, y es el nexo con Bolivia para las importaciones de gas natural. Las cuencas productivas que inyectan gas en estos gasoductos son la Cuenca Norte y la Cuenca Neuquina. Estos gasoductos abastecen a las distribuidoras GASNOR, LITORAL GAS (LG), ECOGAS CENTRO, ECOGAS CUYANA y una parte de GAS NATURAL BAN.

TGS comprende los gasoductos San Martín y NEUBA. Las cuencas productivas de las que se abastece son Neuquina, Austral y Golfo de San Jorge. Las distribuidoras que se abastecen de su transporte son METROGAS (MG), CAMUZZI GAS PAMPEANA (CGP), CAMUZZI GAS DEL SUR (CGS) y casi todo GAS NATURAL BAN.

Con respecto a la separación geográfica, FIEL (1998) afirma que la prestación de servicios de transporte y distribución se ha concedido dentro de un área geográfica de manera tal de garantizar transparencia y nivelar el campo de juego en la competencia. Ello obedece a que el transportista presta servicios a todos los comercializadores y a los usuarios que en virtud de la regulación pueden adquirir gas a los productores. Este conocimiento lo coloca en una situación comercial privilegiada en cuanto conocer al menos quién está comprando gas para ser transportado dónde, lo cual es comercialmente una ventaja informativa.

La transferencia de los activos de Gas del Estado se concretó a fines de 1992 y los nuevos actores comenzaron su operación bajo este esquema a partir del año 1993.

La Figura 2.1 muestra la distribución geográfica de las transportistas y distribuidoras.

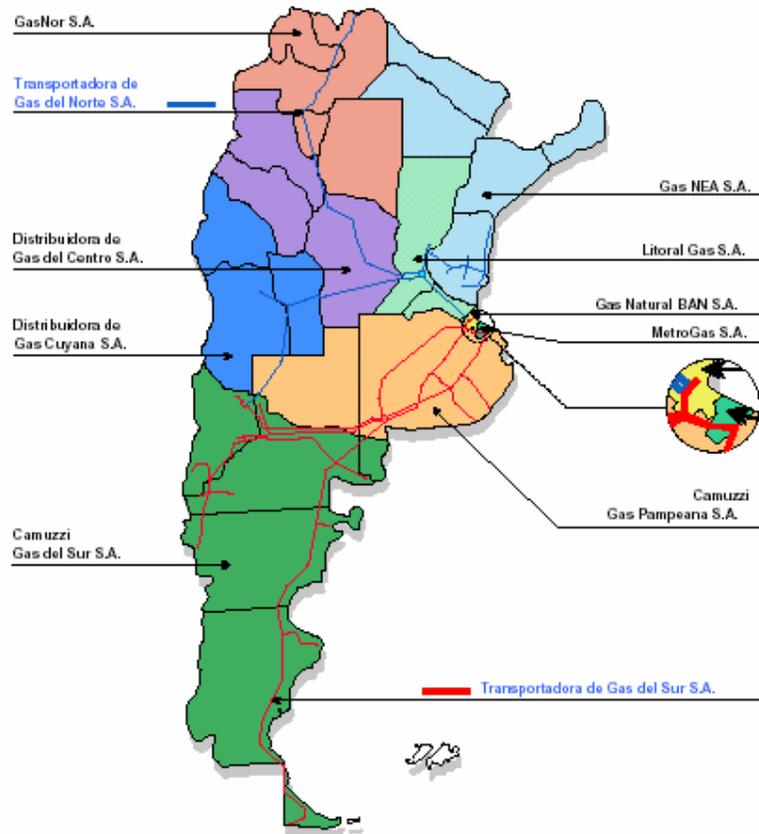


Figura 2.1. Esquema de las distribuidoras y transportistas en las que se dividió a Gas Del Estado
Fuente: ENARGAS

A principios de la privatización, en enero de 1993, MG contaba con el 38% de los usuarios del sistema, que totalizaban 4,5 millones. La siguiente distribuidora en orden de número de usuarios era BAN, con el 20%. Es de notar que estas dos licenciatarias abastecen a Capital Federal y Gran Buenos Aires, que concentra una gran parte de la población del país. En esta zona se hallaba el 58% del total de usuarios de gas del país.

La distribuidora CGP concentra la siguiente mayor cantidad de usuarios, establecidos principalmente en la provincia de Buenos Aires. Seguidamente, LG, Ecogas Centro y CGS concentran una misma proporción del 6% de usuarios. Muy cerca se halla Ecogas Cuyana, con el 5%. Por último Gasnor, retiene el restante 4%.⁶

Del lado del upstream, entre 1989 y 1991 se implementaron ciertas acciones con el fin de impulsar la competencia y lograr una mayor participación de los privados, los cuales podrían aportar recursos a exploración e inversión, aumentando la eficiencia productiva.

⁶ El caso de GASNEA es especial porque la licencia fue otorgada en 1997 sobre un área sin gasoductos, no atendida por Gas del Estado en el pasado.

La acción más memorable fue la privatización de la hasta entonces compañía estatal YPF. Pero también entre los aspectos más importantes se encuentran la privatización de áreas centrales y marginales, y la elaboración de un plan de Exploración según el cual las empresas que descubrieran petróleo no debían compartirlo con YPF. Todo esto dio como resultado una diversificación de actores dentro del rubro del upstream, con distintas compañías privadas actuantes, entre ellas YPF (privatizada).

La Figura 2.2 muestra la distribución en la participación porcentual de las empresas respecto de la producción de gas natural para el primer año luego de la reestructuración.

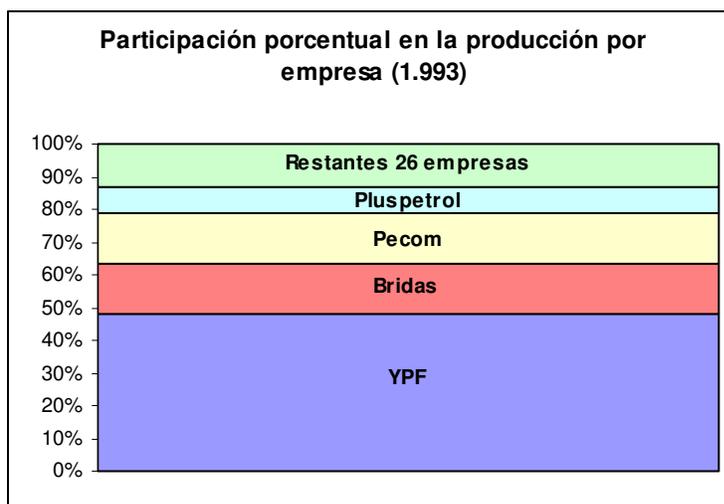


Figura 2.2. Participación de las empresas productoras en el upstream en 1.993

Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía

De acuerdo a datos de la Secretaría de Energía, en el año 1.993 (comienzo de la actividad privada), la compañía YPF manejó el 48% de la producción total de gas del país (concentrada principalmente en el Yacimiento Loma de la Lata en la cuenca Neuquina). La siguiente empresa en orden de producción es Bridas SA, concentrando un 15% en la cuenca Golfo de San Jorge. Continuando, le siguen Perez Companc (15.4%) y Pluspetrol SA (8.37%).

Entre YPF, Bridas, Pecom y Pluspetrol, está concentrado el 87% de la producción del año 1.993. La producción restante está en manos de otras 26 compañías. Esto indica que el 13% de los actores del upstream concentra el 87% de la actividad. Este aspecto señala que no se logra la mayor competencia solamente licitando áreas de exploración.

Si se analizan los mismos datos de upstream para el año 2.001, se observa un comportamiento similar de concentración de la producción en unos pocos actores, al

igual que a principios de la reforma. De hecho, YPF concentra el 30% (bajando notablemente su participación respecto de 1993). Lo siguen Total Austral con el 18%, luego Pluspetrol y Pecom con 12% y 10% respectivamente, y Pan American Energy y Tecpetrol con el 9% cada una. Es decir, que en el año 2.001 el comportamiento es similar al del año 1.993, en este caso concentrando el 18% de las compañías el 88% de la producción. Estos datos indican que, a pesar de la reforma, no se modificó la estructura de concentración de la producción en unas pocas empresas.

Esto es así aún cuando el Marco Regulatorio tiene expresos objetivos orientados al fin contrario. Si bien sus propósitos son buenos para evitar excesos, la realidad de la reorganización de la industria del upstream no ayuda a cumplirlos, pues muestra que la producción está concentrada en unas pocas empresas que pueden ejercer abuso de posición dominante.

Por otra parte, ciertos autores, entre ellos Aspiazu y Schorr (2001), alegan que aún después de la privatización, varias empresas o conglomerados económicos han logrado obtener el control de varias de las etapas que conforman la industria. Si se analiza la composición accionaria original de los distintos consorcios adjudicatarios, se observa un importante proceso de reintegración vertical de la cadena. Se constata la participación de los actores en los distintos eslabones que la conforman (producción, transporte y distribución).

A esto otros autores agregan que aunque la simultaneidad de esas participaciones no significa una violación a los límites impuestos por la normativa, no cabe duda que tal organización conduce más fácilmente a prácticas monopólicas [Pistonesi, 2001].

2.5 CONCLUSIONES

La necesidad de la reestructuración del mercado de gas natural en Argentina surge como conjunción de varios factores, entre los que se cuentan: la débil situación financiera de Gas del Estado a fines de los ´80, la crisis económica que atravesaba la Argentina en aquellos años, la ineficiencia del Estado a la hora de manejar servicios públicos, y la necesidad de un gobierno entrante de acumular fondos, y de la sociedad, de acceder a tecnologías nuevas y mejores calidades de servicio.

La reestructuración de la industria del gas natural trajo como consecuencia la división de la hasta entonces estatal Gas del Estado en dos segmentos: transporte y distribución. Esto, sumado a la privatización de YPF y al liberado sector del upstream, reestructuró la cadena gasífera de tal forma de promover una mayor competencia en todos los sectores donde era posible: liberando el precio del gas en boca de pozo para el caso del upstream, regulando los monopolios naturales, como el transporte y la distribución, y

habilitando incluso, por ejemplo, la opción de compra directa de gas en boca de pozo y transporte por parte de los grandes consumidores. Siguiendo con la línea de la creación de competencia, se prohíbe la integración vertical de actividades, aunque según ciertos autores, en la práctica éste hecho no se ha visto reflejado [Aspiazu y Schorr, 2001; Kozulj, 2000].

Dentro del régimen regulatorio, se garantiza al usuario su libre acceso al mercado, la no discriminación, y la mejor calidad del servicio. Esta última garantización ésta dada no de manera explícita sino indirecta, a través de una política de incentivos a las empresas privadas, que invertirán en mejoras y ampliaciones cuando tengan intenciones de mantener o aumentar su rentabilidad. De hecho, se plantean en la regulación sólo un mínimo de inversiones necesario para garantizar la calidad y seguridad del servicio.

Este punto no remarca directamente un beneficio para el usuario, dado que dependiendo las inversiones de las intenciones de las empresas más que de una política de regulación del Estado, malas situaciones económicas y financieras acarrearían la no inversión y por tanto limitarían el acceso del usuario y la expansión y buena calidad del servicio público. No obstante, de acuerdo a ciertos autores, el fundamento técnico de la privatización radica, en buena medida, en que las empresas públicas pueden ser gestionadas más eficientemente por propietarios privados, siempre y cuando existan las estructuras de incentivos adecuadas [Rivera, 2004]. De esta manera, de no existir los incentivos los beneficios serían mucho menores, habida cuenta de que el Estado en su gestión de servicios públicos resulta aún mucho más ineficiente.

Capítulo 3 - LA DEMANDA

3.1 INTRODUCCIÓN

A los efectos de analizar ciertos indicadores que permitan dilucidar si hubo un beneficio hacia los usuarios a partir de la privatización de la industria, se estudia el comportamiento de la demanda de gas natural.

El fuerte aumento en el consumo de gas fue posible gracias al desarrollo de tecnologías que, aprovechando los menores precios relativos del fluido, permitieron sustituir a las otras categorías energéticas. Dicha sustitución operó en cada una de las tipologías: la generación eléctrica se volcó hacia el turbogas y el ciclo combinado, la industria sustituyó combustibles líquidos por gas y los particulares hicieron su aporte a través de la irrupción del gas vehicular en reemplazo de las naftas [Fundación Capital, 2006].

Estos conceptos son muy importantes de destacar pues de ellos se desprende que el gas natural penetró fuertemente en la matriz energética nacional, implicando esto un importante beneficio para la sociedad: se sustituyeron combustibles más caros y contaminantes en la industria, en la generación (beneficio a través de la consecuente disminución del precio de la energía eléctrica), los medios de transporte y los hogares.

A los efectos de estudiar las cuestiones anteriores, el capítulo se organiza de la siguiente manera: la sección 3.2 analiza la demanda de gas natural, comenzando con un análisis global y luego particionando el estudio en cuatro tipos de usuarios: residenciales en la sección 3.2.1, industriales en la sección 3.2.2, GNC en la sección 3.2.3 y centrales térmicas en la sección 3.2.4. Finalmente, englobando todos los destinos de consumos, se estudia la penetración del gas natural en la matriz energética primaria, en la sección 3.3. Luego se establecen las conclusiones del capítulo en la sección 3.4.

3.2 LA DEMANDA SECTORIZADA DE GAS NATURAL

El consumo anual de gas natural está marcado por una fuerte componente estacional, producto de la variabilidad de los consumos residenciales de acuerdo a los meses del año. Éstos utilizan el gas natural con fines de calefacción, lo cual explica el aumento de consumo que se manifiesta en los meses de invierno.

La demanda argentina de gas natural mostró un sostenido crecimiento desde los comienzos de la privatización, debido al mayor consumo por parte de cada uno de los usuarios. De hecho, versus los 20300 MMm³ anuales consumidos en 1993, en todo el

año 2000 se llegaron a consumir a 25500 MMm3, lo cual representa un incremento del 25,4%, o lo que es lo mismo, un crecimiento equivalente anual acumulativo del 3%. El año 2001, marcado por una aguda crisis económico-institucional en el país, es el único en el que se observa una reducción en el consumo respecto del año anterior, llegando en este caso a totalizar 23700 MMm3.

La Figura 3.1 muestra la evolución de la demanda, mientras que la Figura 3.2 muestra los niveles de consumo de acuerdo a cada uno de los usuarios del mercado.

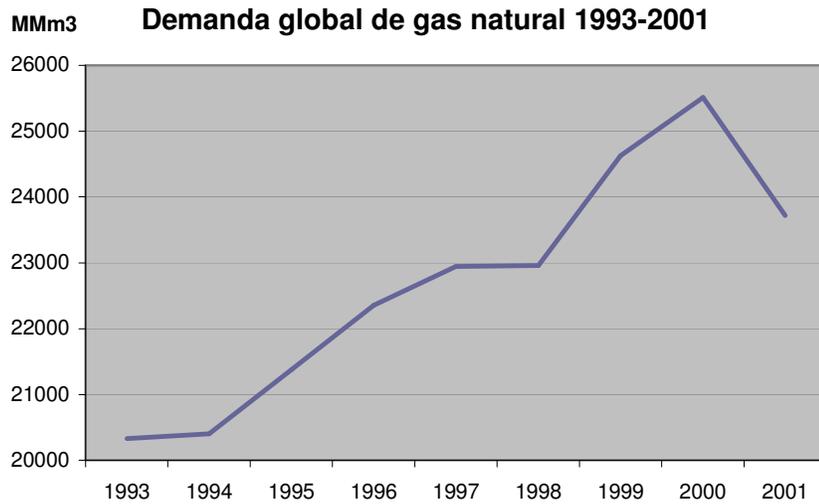


Figura 3.1. Demanda global del gas natural en la Argentina en el período 1993-2001
Fuente: Elaboración propia con datos del ENARGAS

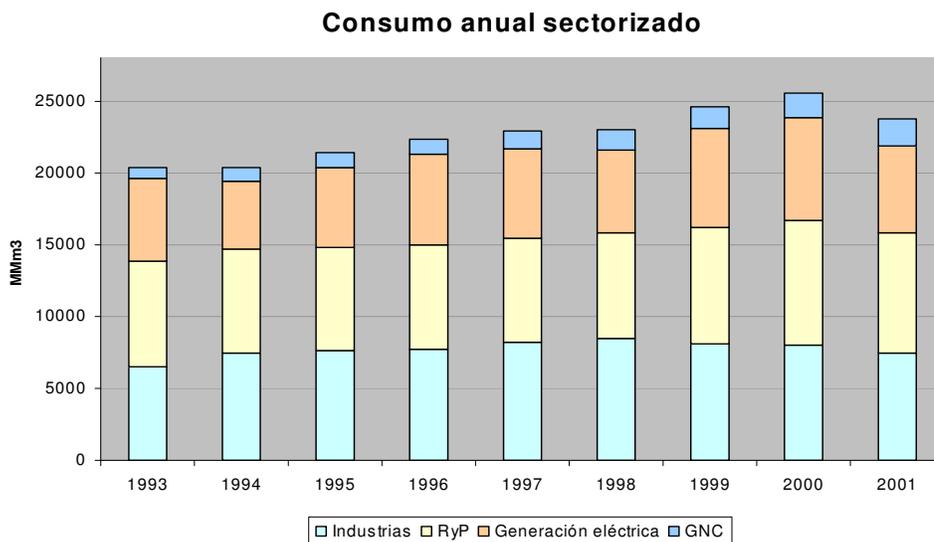


Figura 3.2. Consumo de gas natural sectorizado por tipo de usuario. Período 1993-2001.
Fuente: Elaboración propia en base a datos del ENARGAS

Si se analiza cada sector de consumo, se observa un crecimiento en todas las ramas. En el caso de las estaciones de GNC, el mismo es sostenido, a un ritmo promedio del 18% anual. Entre 1993 y 2001, los usuarios residenciales aumentaron globalmente su consumo en un 13%, los industriales en un 15% y las generadoras de energía eléctrica en un 6%. Estos niveles de consumo se muestran en la Tabla 3.1.

Año	RyP	Industrias	Generación eléctrica	GNC	TOTAL
1993	7380	6524	5667	760	20331
1994	7192	7493	4778	940	20403
1995	7168	7658	5549	1007	21382
1996	7237	7747	6279	1092	22355
1997	7270	8218	6186	1268	22941
1998	7334	8506	5709	1412	22961
1999	8150	8076	6895	1509	24630
2000	8637	8055	7141	1677	25510
2001	8352	7477	6034	1851	23713

Tabla 3.1. Consumo de gas natural según tipo de usuario en el período 1993-2001. En MMm3.
Fuente: Elaboración propia con datos del ENARGAS

Los usuarios residenciales participan del total del consumo con un promedio del 34%, al igual que las industrias. Las centrales eléctricas tienen una participación promedio del 27%, y el GNC el 6% restante.

3.2.1 El sector residencial

En este caso se tiene en cuenta que los usuarios residenciales no tienen grandes niveles de consumo específico, pero sí son muchos los que participan del mercado.

Por ello, se analiza este sector sobre dos variables: evolución de la cantidad de usuarios residenciales y de los niveles de consumo individuales a lo largo del tiempo, dado que se trata de un sector con gran volumen de usuarios de bajo consumo unitario.

3.2.1.1 Número de usuarios

La cantidad global de usuarios residenciales de gas natural muestra un sostenido crecimiento a lo largo del período 1993-2001, en promedio un 3% anual (más o menos coincidente con el crecimiento vegetativo de la población). La Figura 3.3 lo ilustra.

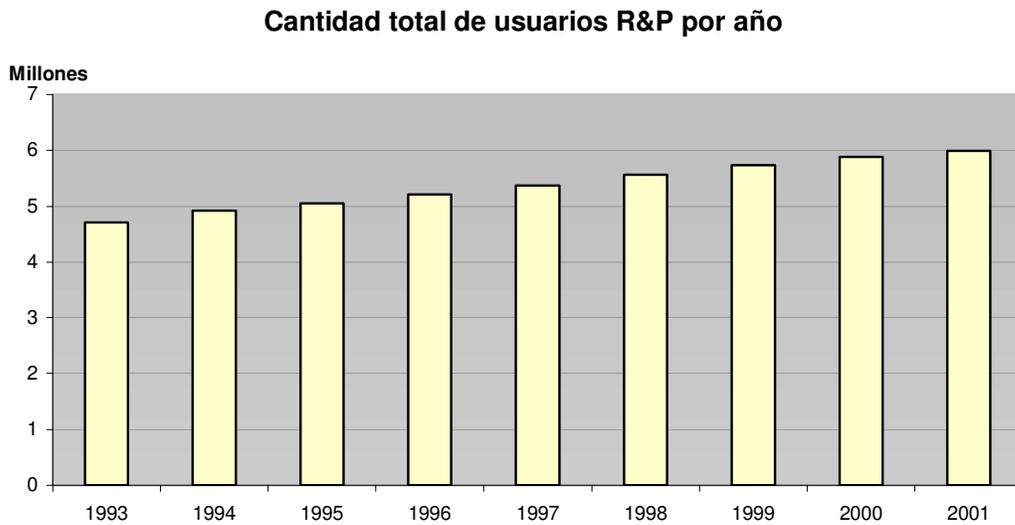


Figura 3.3. Cantidad de usuarios R&P de gas natural en Argentina período 1.993-2001

Fuente: Elaboración propia con datos del ENARGAS

Analizando el número de usuarios residenciales, se observa que la cantidad representa en promedio el 99.4% del total de consumidores. De hecho, el crecimiento global del número de usuarios se explica casi totalmente por el incremento de los residenciales [Casarin et al, 2004]. Es por ello que resulta útil analizar el número de usuarios sólo para los clientes R&P.

Los usuarios que aquí se nombran como R&P son aquellos consumidores residenciales (R), quienes no tienen requerimiento de compra mínima y generales P, que son aquellos consumidores no domésticos que tampoco requieren compra mínima, como ser comercios y entes oficiales. Si bien las subdistribuidoras no pertenecen al servicio general P, se las incluye dentro del mismo para el análisis pues se trata de personas jurídicas, como ser cooperativas, que operan en zonas pequeñas, y que en su mayoría abastecen a pequeños usuarios.

Hablando de aquí en adelante exclusivamente de los usuarios R&P, de la Tabla 3.2 se desprenden ciertos datos destacables. Por un lado, se observa un crecimiento positivo año tras año en la cantidad de los mismos, lo cual implica que continuamente se fueron incorporando usuarios al sistema. Por el otro, a partir de 1.998 se observa un decaimiento en la tasa de incorporación. Si además se compara con el número de usuarios previo a la privatización, se observa que a partir de los años de la reestructuración la penetración ha disminuido.

		Usuarios	Crecimiento anual promedio
Previo a la reforma	1960	763089	
	1965	1032360	7,06%
	1970	1316759	5,51%
	1975	1901428	8,88%
	1980	2410987	5,36%
	1985	3317291	7,52%
	1992	4509273	5,13%
Posterior a la reforma	1993	4708775	4,42%
	1994	4915473	4,39%
	1995	5045051	2,64%
	1996	5208422	3,24%
	1997	5369233	3,09%
	1998	5566880	3,68%
	1999	5739277	3,10%
	2000	5884598	2,53%
	2001	6018761	2,28%

Tabla 3.2. Crecimiento porcentual anual del número de usuarios R&P

Fuente: Elaboración propia con datos del ENARGAS y Casarin, Delfino y Nicollier (2004)

En contra de lo que afirman Casarin, Delfino y Nicollier (2004), si bien es cierto que el número anual de usuarios resultó muy superior en el período postprivatización, analizando en porcentuales de crecimiento y no en valores absolutos, se observa que la tasa de penetración ha disminuido a partir de la reforma.

Esta situación no necesariamente implica que en el período post-reforma los usuarios no hayan sido beneficiados con el acceso al servicio. Ya se había pronunciado en el capítulo anterior que existe al principio del lanzamiento de un servicio público un período de expansión más rápido que tiene que ver con la incorporación de los primeros usuarios en cantidades más importantes. Luego, con el tiempo, el mercado madura, hay más sectores abastecidos y esto hace que la tasa de penetración descienda respecto de los años anteriores, teniendo más que ver con el crecimiento vegetativo de la población.

Además, y continuando con la idea de maduración de mercado, entre los años 1975 y 1985 se expandió el gasoducto General San Martín, y se construyeron el Centro Oeste y Neuba II. Esto acarreó una adhesión masiva por parte de los usuarios, lo cual explica que el porcentaje promedio de crecimiento en ese lapso sea tanto como el 7,4% anual, valor notablemente superior respecto de los años subsiguientes.

En cuanto a la ubicación geográfica de los usuarios R&P, a lo largo de los años las distribuidoras Metrogas y BAN agrupan a más de la mitad del total de consumidores.

Este hecho ya había sido destacado en el capítulo anterior. Las mencionadas licenciatarias abastecen a los usuarios que viven en Capital Federal y GBA⁷. Es decir, se hallan en lugares donde habita la mayoría de la población, razón por la cual no resulta sorprendente que cautiven a más de la mitad de los usuarios.

La siguiente distribuidora es Camuzzi Gas Pampeana. Tampoco resulta sorprendente su participación debido a que abastece a la provincia de Buenos Aires. Casi con igual importancia continúan la lista Ecogas Centro, Litoral Gas y Camuzzi Gas del Sur, concentrando cada una de ellas en promedio al 6.78% de usuarios.

La Figura 3.4 muestra la distribución promedio de los usuarios por distribuidora.

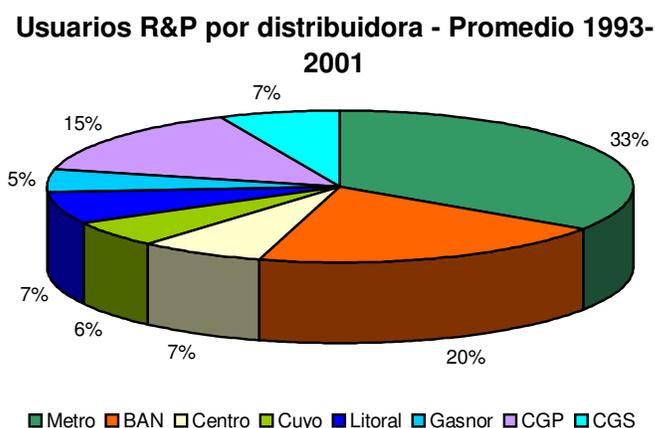


Figura 3.4. Distribución porcentual de usuarios R&P promedio por licenciataria de distribución

Fuente: Elaboración propia en base a datos del ENARGAS

3.2.1.2 Nivel de consumo residencial

La siguiente sección tiene por motivo verificar que considerando únicamente el aumento en la cantidad de usuarios se logra capturar prácticamente todo el crecimiento del consumo residencial.

De hecho, Gadano (1998) afirma que más que por el aumento del consumo promedio por usuario, el incremento en los consumos residenciales está asociado a la expansión de la red.

⁷ Ban distribuye en GBA a los partidos de Escobar, La Matanza, Merlo, Moreno, Morón, Pilar, San Fernando, San Isidro, San Martín, Tres de Febrero, Tigre, Vicente López. Metrogas distribuye en Capital Federal, Avellaneda, Berazategui, Esteban Echeverría, Florencio Varela, Lanús, Lomas de Zamora y Quilmes.

Si se analiza el consumo promedio por usuario a lo largo de los años para cada mes, se obtiene lo que muestra la Figura 3.5. Allí se observa que en los meses de invierno el consumo se eleva y es menor en la época estival. Pero lo interesante es que a lo largo de los años el consumo en cada mes es prácticamente el mismo.

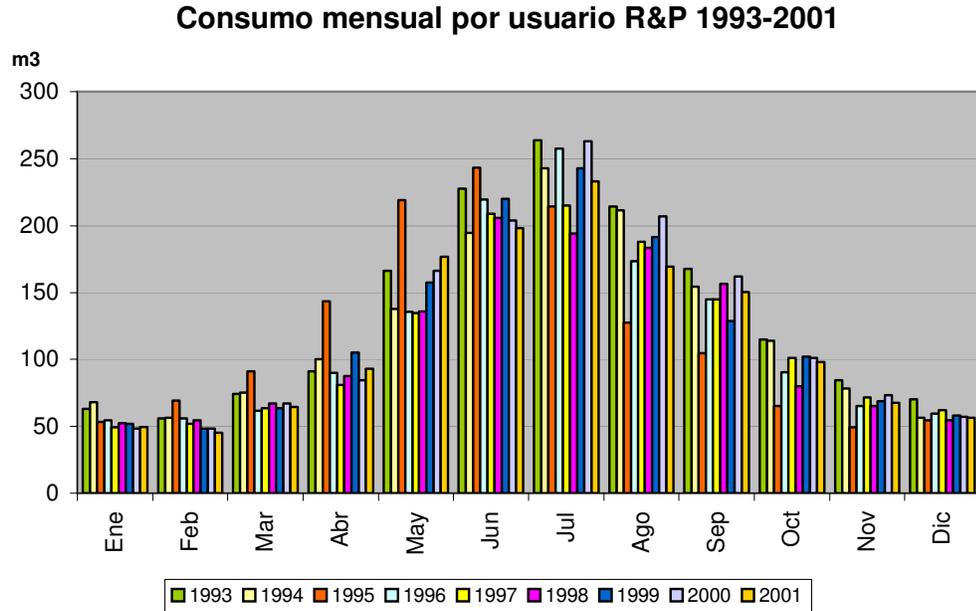


Figura 3.5. Consumo mensual promedio por usuario R&P entre los años 1.993 y 2.001
Fuente: Elaboración propia en base a datos del ENARGAS

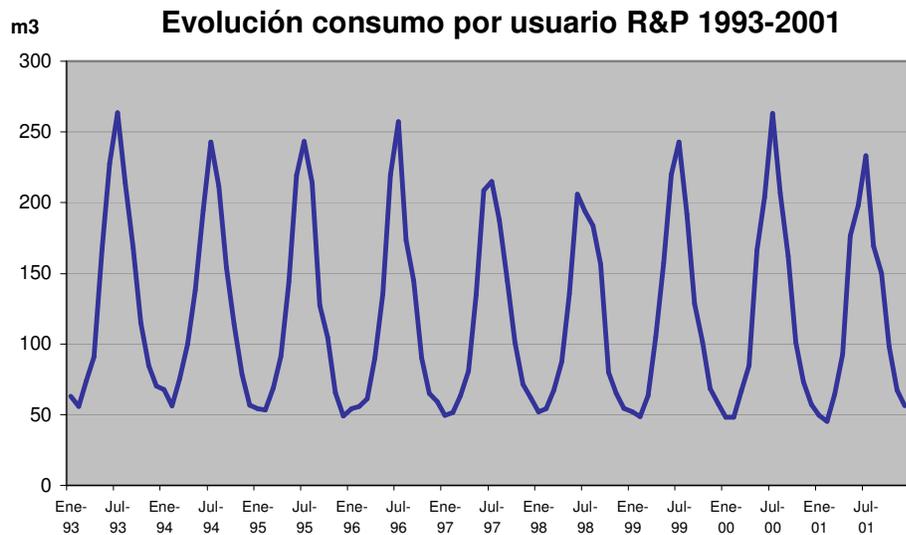


Figura 3.6. Consumo por usuario R&P (promedio) a lo largo del período 1.993-2.001
Fuente: Elaboración propia en base a datos del ENARGAS

De hecho, de la Figura 3.6 se desprende que la evolución del consumo R&P a lo largo del período 1.993-2001 está caracterizada por una componente estacional fuertemente marcada, pero detectar una tendencia creciente no es fácil. Existen límites inferiores de consumo de 50 m³/mes en verano hasta topes de poco más de 250 m³/mes en invierno, pero no se ve un crecimiento temporal en el consumo.

3.2.1.2.1 Estimación del consumo R&P a través de una serie de tiempo

Orientado al objetivo del trabajo y partiendo de la base de la sección anterior, donde se observa que no se detectan crecimientos en los consumos individuales a través del análisis gráfico, se realiza un estudio analítico de los consumos históricos por usuario. Teniendo en cuenta que el consumo residencial depende fuertemente de la temperatura, se plantea el análisis respecto de cómo se comporta la demanda en relación a ese factor.

Cabe aclarar las ventajas que conlleva estimar los consumos de gas natural, más allá de los fines con los que se lo realiza en este trabajo. Según ciertos autores, la estimación de consumos de gas natural, es un ejercicio indispensable de realizar para todos los sectores económicos y gubernamentales relacionados con la industria de gas natural. En particular, estimar los máximos consumos esperables y su probabilidad de ocurrencia es de gran utilidad para asegurar el correcto abastecimiento de gas a una dada ciudad o región. Asimismo, es importante caracterizar estos posibles escenarios de consumo para determinar los volúmenes óptimos de capacidad de gas a contratar por parte de los distribuidores y transportistas de gas natural [Gil et al., 2002].

Un modo de análisis lo plantea ENARGAS (2001). La demanda residencial de gas se encuentra altamente correlacionada con la temperatura, aumentando el consumo a medida que disminuye la temperatura media (relación inversa). En el análisis se utiliza un indicador conocido como déficit grado día (DGD), cuya metodología de cómputo requiere comparar la temperatura media con un valor de referencia (en tal caso, se supone que sólo existe necesidad de calefacción cuando la temperatura media se ubica debajo de ese umbral).

Otro modo, que es el elegido para este trabajo, es utilizar series de tiempo. En este caso la relación consumos-temperaturas se logra teniendo en cuenta que los distintos meses del año se asocian a determinadas temperaturas más altas y más bajas.

Según García (2004), para utilizar la metodología de las series de tiempo se deben descomponer los datos en cuatro aspectos:

- a) Tendencia: describe la evolución de la serie a largo plazo
- b) Componente estacional: es una función periódica del tiempo, con período conocido, generalmente anual.

- c) Componente cíclica: describe los ciclos económicos con período generalmente de varios años. Su existencia no siempre puede establecerse con precisión y el enfoque clásico sobre ella no es universalmente aceptado. No se analiza.
- d) Componente aleatoria

Analizando con una serie de tiempo la demanda promedio por usuario residencial para cada mes, entre los años 1993 y 2001, se comprueba, como ya se advertía en Figura 3.5 y Figura 3.6, que la componente de tendencia es nula.

El error medio total de estimación es del 1.09%, lo suficientemente pequeño como para decir que los datos se ajustan bien a la serie propuesta, y que el concepto de crecimiento nulo para los consumos individuales es correcto.

El valor medio mensual de consumo por usuario resultante de la estimación se muestra en la Tabla 3.3. Allí se observan picos invernales de 239 m³/mes, y mínimos estivales que alcanzan los 52 m³/mes en febrero.

Mes	Consumo por usuario (m ³ /mes)
Enero	55
Febrero	52
Marzo	67
Abril	91
Mayo	151
Junio	211
Julio	239
Agosto	195
Septiembre	148
Octubre	101
Noviembre	71
Diciembre	58

Tabla 3.3. Media mensual de consumo individual de usuario R&P estimada a partir de una serie de tiempo.
Fuente: Elaboración propia con datos de ENARGAS

Por su parte, el ajuste de los datos a la serie de tiempo realizada se ve en la Figura 3.7.

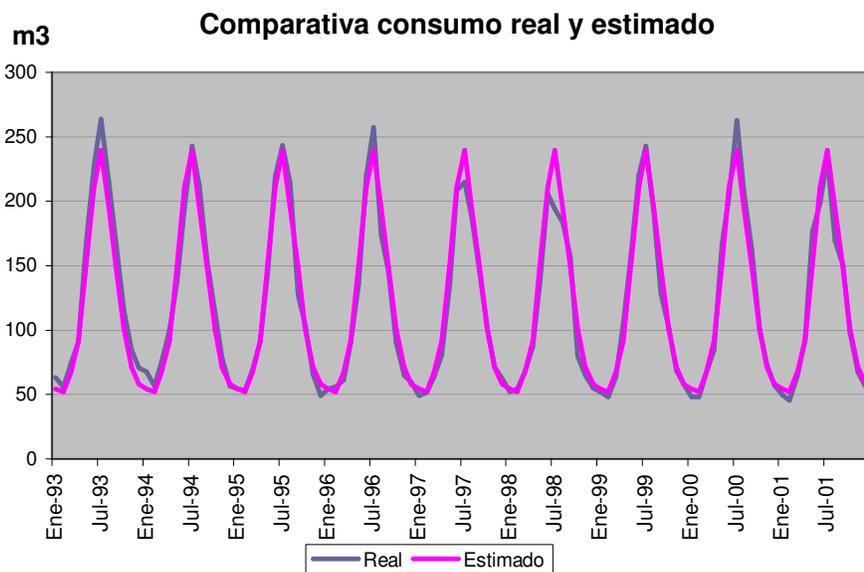


Figura 3.7. Comparativa del consumo real por usuario R&P y el estimado a través de una serie de tiempo con componente de tendencia nula

Fuente: Elaboración propia

Luego de este análisis se concluye que, como se esperaba, para estudiar el crecimiento del consumo residencial es más lógico analizar la incorporación de usuarios R&P, en lugar de su consumo promedio que, como ya se vio, es estable.

A partir de todo el estudio anterior se concluye que como los usuarios han aumentado (al igual que antes de la privatización) y las tasas de penetración han sido positivas, los mismos fueron beneficiados con la reforma.

3.2.2 Consumo de gas de usuarios industriales

Si se estudian los consumos de las industrias, entre principios de 1994 y fines del 2000, se concluye que el consumo global de gas natural de los usuarios industriales se incrementó en un 23.45%, a un promedio del 3.35% anual.

Se ve una propensión creciente desde 1993 hasta mediados de 1998, cuando la tendencia se revierte y comienza a bajar, llegando a un total de decaimiento de casi el 88% en tres años, al final del 2001. La Tabla 3.4 muestra dichos niveles de consumo industrial.

Año	Industrias
1993	6524
1994	7493
1995	7658
1996	7747
1997	8218
1998	8506
1999	8076
2000	8055
2001	7477

Tabla 3.4. Consumos de usuarios industriales en el período 1.993-2001 – En MMm3.

Fuente: Elaboración propia con datos del ENARGAS

Al principio de la privatización, más industrias tenían acceso a las redes, a la vez que las mismas se ampliaban en longitud y capacidad de transporte. Esto concuerda con el pensamiento de algunos autores que afirman que el crecimiento de la industria fue posible pues las dificultades que Gas del Estado enfrentaba para prestar el servicio fueron superadas mediante un fuerte proceso de inversión [Casarin et al, 2004].

Pero el país comenzó de a poco a vivir una era de recesión, influenciada sobre todo por el hecho de que la convertibilidad colocaba a la industria local en una posición marginal respecto de los productos importados, los cuales podían ser comprados en pesos al valor de dólares. Esto muy presumiblemente puede haber generado una reducción en el nivel de producción local y en consecuencia del consumo asociado de gas natural.

De hecho, según ciertos autores, analizando el comportamiento de consumo industrial, se observa una alta correlación entre el nivel de actividad industrial y su demanda de gas. Esta es muy inelástica al precio, al menos en el corto plazo, y depende de la actividad y avances tecnológicos [Fundación Capital, 2006].⁸

En relación al nivel de actividad y la situación macroeconómica, la participación de la industria en el consumo global se desempeñó de igual modo en ambos extremos del período 1993-2001, con el mínimo nivel de toda la serie (32%), y teniendo su pico en el año 1998, cuando consumiendo 8.506 MMm3 participó con el 37% del consumo total de gas natural del país. A lo largo de todo el período 1993-2001, su participación promedio en la demanda total iguala al consumo de R&P, con el 34%. Estas participaciones se ven en la Tabla 3.5.

⁸ En este sentido los autores agregan que a partir de 2002 el aumento de la demanda de gas estaría reflejando básicamente la recuperación del nivel de actividad industrial.

Año	RyP	Industrias
1993	36%	32%
1994	35%	37%
1995	34%	36%
1996	32%	35%
1997	32%	36%
1998	32%	37%
1999	33%	33%
2000	34%	32%
2001	35%	32%

Tabla 3.5. Participación del consumo R&P e industrial en el global.

Fuente: ENARGAS

Esta es una de las razones por las que oportunamente se decidió analizar el comportamiento de la demanda del consumidor R&P a partir del número de usuarios en la sección 3.2.1 y a las industrias con otro indicador, que resulta ser sus niveles de consumo, dado que aún siendo mucho menos la cantidad de usuarios, éstos influyen mucho en la demanda global por sus niveles de uso del servicio.

Se analiza ahora el consumo de las industrias antes y después de la reforma. Los resultados que se obtienen no son del todo favorables a la era post-privatización. Según los datos, en la década del 80 el consumo industrial de gas natural creció a un ritmo promedio del 10,5% anual, mientras que en los 90 lo hizo sólo a un nivel promedio del 0.21% anual. La Tabla 3.6 muestra los valores.

Año	Consumo industrial (MMm3)	Crecimiento anual promedio
1980	3847	
1990	7886	10%
2000	8055	0,21%

Tabla 3.6. Comportamiento del consumo industrial antes y después de la reforma

Fuente: Elaboración propia con datos del ENARGAS y Casarin et al (2004).

Respecto de este último punto, es importante volver al concepto que el gas natural es un insumo para la industria y por ende su consumo dependerá fuertemente, en primer lugar, del contexto macroeconómico (debido a los niveles de producción), y en segunda medida, de la disponibilidad del producto. Es por ello que analizar los beneficios que obtuvo el segmento industrial a partir de la reforma únicamente midiendo el consumo

total no sería plenamente abarcativo. Los descensos en el consumo no pueden ligarse completamente a una cuestión propia del mercado de gas natural.

Resulta entonces acertado para estudiar el beneficio que obtuvieron los grandes usuarios, explorar otras cuestiones, que se desarrollan a continuación en la sección 3.2.2.1, y que tienen que ver con la habilitación de modos alternativos de contratación del servicio de gas natural.

3.2.2.1 Los modos de contratación del servicio de gas natural para grandes usuarios

El consumo de las industrias básicamente depende de dos factores, a saber:

- a) El ya anteriormente citado nivel de producción (será influenciado éste a su vez por la situación económico-financiera).
- b) La provisión del transporte por parte de las distribuidoras y/o transportistas.

El primer factor ha sido analizado anteriormente, en la sección 3.2.2. Los efectos del clima influyen fuertemente en el segundo, puesto que cuando hace más frío el consumo residencial aumenta y entonces la capacidad de transporte disponible para los grandes usuarios es menor, por lo cual sufrirán seguramente restricciones en el servicio.

Los niveles de capacidad de transporte aseguran el abastecimiento residencial en los meses de demanda pico, con un margen de exceso que se vende en firme a ciertos otros usuarios. Luego en verano una parte de esa capacidad queda ociosa, porque principalmente los consumos residenciales son menores, y es vendida a los clientes interrumpibles, entre los que figuran la mayoría de las industrias.

Los consumidores que están en condiciones de ser grandes usuarios pueden realizar un by-pass comercial y contratar ellos mismos su abastecimiento con un productor o comercializador. Aunque esta opción implica el pago de un peaje al distribuidor correspondiente, es altamente probable que por esta vía, el gran usuario se abastezca del gas a un precio menor [Pistonesi, 2001]. Por otra parte, el by-pass de transporte permite sortear el obstáculo de escasez del mismo durante las épocas invernales que se detallaba en el párrafo anterior, eludiendo así los días de corte del suministro por parte de las licenciatarias.

La ley permite a los grandes usuarios en su Artículo N° 13, contratar el gas en boca de pozo eludiendo a la distribuidora. El límite mínimo de consumo para poder contratar este tipo de servicio es de 10.000m³⁹.

⁹ Este límite umbral se redujo luego a 9.000m³ con las resoluciones 752/2005 y 2020/2005

Según el ENARGAS (2001), la mayor competencia que promueve el Marco Regulatorio de la industria del gas se pone de manifiesto, entre otras formas, en el creciente número de grandes usuarios que año tras año toman la decisión de comprarle el gas directamente a los productores y/o comercializadores: de tan sólo 4 en 1993 a unas 180 empresas 8 años después.

En concordancia con esta idea, según Artana et al. (1998), el desarrollo del by-pass es sin duda el mecanismo primario por el cual se ejerce presión competitiva. Sin embargo, depende de la determinación del umbral¹⁰ para acceder al mismo y de la tarificación de dicho acceso.

Tres son los modos permitidos de eludir a la distribuidora en alguna de sus etapas:

- a) By-pass comercial: contratar gas y transporte al trader y sólo la distribución a la distribuidora (peaking).
- b) Gas en boca de pozo: contratar el gas en boca de pozo a un productor o comercializador y el transporte y la distribución a la distribuidora.
- c) By-pass físico: conectarse directamente a la troncal del transportista.¹¹

El cliente puede contratar el servicio de transporte directamente con las transportistas. Esto en general es factible de realizar por industrias de grandes consumos, que pueden justificar el pago del servicio de transporte firme durante todo el año.

Otra forma de solución consiste en celebrar contratos de peaking. El mismo es muy utilizado cuando las industrias sufren restricciones a su consumo en épocas de bajas temperaturas, o bien tienen proyecciones de consumo mayores a los contratos que poseen con las distribuidoras. Este servicio en general lo ofrecen las comercializadoras o productores que por diversas cuestiones poseen contratos con las transportistas. El peaking les permite entonces a las industrias consumir volúmenes de gas por encima de los autorizados por la distribuidora, transportando estos últimos por los transportes externos de la comercializadora o el productor.¹²

¹⁰ Es importante advertir que a partir de las resoluciones 752/2005 y 2020/2005 de la Secretaría de Energía, todos los usuarios de servicios de distribución de gas natural por redes, con excepción de los residenciales y del Servicio General "P" que durante el último año de consumo hubieran registrado un promedio mensual inferior a los 9.000 m³ pueden adquirir el gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST), a sujetos de la industria distintos de las distribuidoras. Por otra parte se les prohíbe a éstas realizar contratos de corto, mediano o largo plazo para la compra de gas natural en el PIST para abastecer a los usuarios del Servicio General "P" cuyo consumo promedio por mes del último año fuera superior a los 9.000 m³. De este modo se libera también a las industrias de menores consumos, y las distribuidoras quedan abasteciendo prácticamente solamente los consumos residenciales.

¹¹ La mayor parte de las empresas realizan by-pass comerciales. Es menor el número de empresas que construye su propio caño y se conecta directamente a los gasoductos (by-pass físicos: 15 empresas) [ENARGAS, 2001].

¹² En general los contratos de peaking invernales consisten en una cantidad de días disponibles durante la estación para hacer uso del mismo. También es posible que se concreten ventas spot del mismo.

Respecto del resultado de las habilitaciones de by-pass, según Kozulj (2000), la evolución del mercado mayorista según las modalidades de comercialización fue en la dirección esperada, hacia un mayor peso de las transacciones entre grandes usuarios y comercializadores/productores, con lo cual las distribuidoras perdieron una parte sustantiva del mercado, cobrando simplemente el peaje de distribución. La evolución del by-pass es uno de los mayores éxitos del esquema adoptado.

La porción de gas comercializado bajo el método by-pass fue creciendo rápidamente a partir de la liberación del precio del gas en boca de pozo (1994). En efecto, el volumen del gas entregado a través de esta modalidad aumentó más de cinco veces entre 1994 y 1997, alcanzando en ese año al 26% del gas entregado [Pistonesi, 2001].

Ampliando este concepto, y analizando el crecimiento de este tipo de servicio desde la reforma hasta fines del 2000, se observa que el mismo ha ganado notable participación, teniendo su auge en el año 2000, con el 31%. En ocho años, las distribuidoras pasaron de abastecer al 92% del mercado a sólo el 51%. En el mismo lapso de tiempo, los by-pass comercial y físico ganaron terreno, generando en el año 2000 el 38% de las entregas (Figura 3.8).

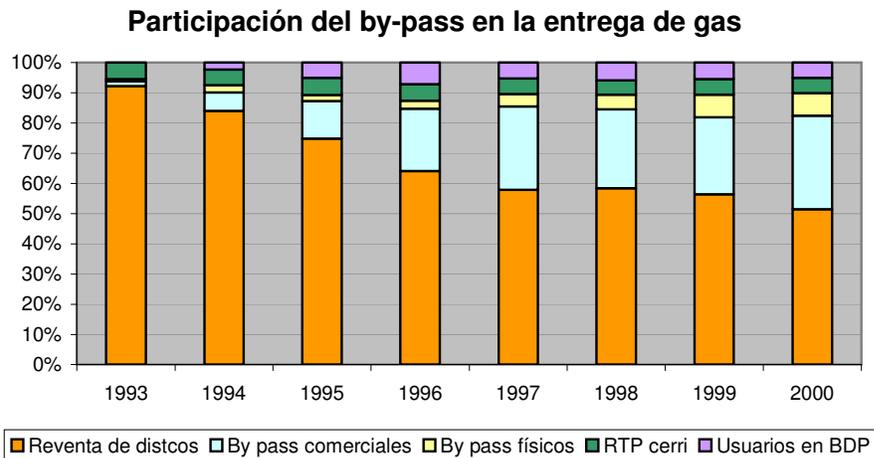


Figura 3.8. Evolución de la participación del modo by-pass en las entregas totales de gas natural
Fuente: Elaboración propia con datos de Kozulj (2000) y ENARGAS (2000)

Respecto de la incidencia espacial del by-pass comercial, es en el área del litoral donde esa modalidad de comercialización adquiere una especial relevancia, a causa de la localización en esa zona de distribución de una importante actividad industrial [Pistonesi, 2001]. De hecho, si se analizan los datos de ENARGAS, se observa que en esa licenciataria el by-pass presenta la más alta participación entre todas las

distribuidoras, sostenida por encima del 65% y llegando al pico del 68% en los años 1999 y 2000.

Las tasas de crecimiento en la participación refuerzan las conclusiones obtenidas hasta ahora. A excepción del año 1998, donde el mismo fue mínimamente negativo, en el resto de los años el aumento en la participación del by-pass es notable. El crecimiento es muy alto en el año 1994, cuando se libera el gas en boca de pozo, y va disminuyendo con el tiempo (Figura 3.9).



Figura 3.9. Tasa de crecimiento en la participación del by-pass físico y comercial
Fuente: Elaboración propia con datos de Kozulj (2000) y ENARGAS (2000)

Según Pistonesi (2001), parece claro que el incentivo para optar por ese canal está dado por los diferenciales de precio que se pueden obtener¹³.

3.2.2.2 Conclusiones sobre el segmento industrial

Desde la reforma del mercado de gas natural, el consumo de las industrias se incrementó a un promedio del 3.35% anual. Pero por otro lado, los niveles de la etapa 1993-2001 resultan menores a los registrados entre los años 1980 y 1990.

En este punto es importante destacar que existe una alta correlación entre el grado de actividad industrial (el cual depende altamente el contexto macroeconómico) y su demanda de gas. Por ello, en principio no resulta suficientemente abarcativo medir los beneficios que el sector industrial obtuvo con la reforma analizando únicamente los

¹³ La evolución de los precios pagados por los grandes usuarios se estudiará en el apartado 5.3.2.2.

niveles de consumo. La disminución de los mismos podría deberse a una presumible reducción de la producción industrial durante la época de la convertibilidad.

Por ello, se estudió otro modo de medir el beneficio, analizando cómo impactó la habilitación de los by-pass físicos y comerciales a partir de la liberación del precio del gas en boca de pozo.

Esta cuestión representó un gran beneficio para las industrias. Se les permitió elegir libremente su proveedor de gas en boca de pozo. Además, en algunos casos, pudieron también adquirir el transporte por fuera de las distribuidoras, con la consecuente reducción de días de corte por falta del mismo. Con estos by-pass los usuarios obtuvieron, por ejemplo, precios menores y/o mejores garantías de abastecimiento, además de generarse una mayor competencia en el sector del upstream, tal cual lo plantea uno de los objetivos del Marco Regulatorio.

3.2.3 El Gas Natural Comprimido

A fines de 1984, la Secretaría de Energía lanzó un plan para sustituir combustibles líquidos, en el que el GNC era un buen candidato. Este apareció como viable para aprovechar las nuevas reservas de gas natural descubiertas en la década del '70.

Fue en la década del '90 cuando el GNC comenzó a desarrollarse activamente, con el consecuente impacto de penetraciones en el mercado de gas natural dado por el inicio del desarrollo del mercado. El consumo anual se incrementó de 760 MMm³ en 1993 a 1851 MMm³ en 2001. Esto implica que su participación en el consumo total de gas natural del país pasó del 4% al 8% (Tabla 3.7)

Año	Consumo GNC (MMm ³)	Participación GNC en consumo global
1993	760	4%
1994	940	5%
1995	1007	5%
1996	1092	5%
1997	1268	6%
1998	1412	6%
1999	1509	6%
2000	1677	7%
2001	1851	8%

Tabla 3.7. Evolución del consumo de GNC y de su participación en el consumo global

Fuente: Elaboración propia con datos de ENARGAS

Entre los beneficios del uso de este combustible que destaca la Cámara Argentina de GNC en su sitio web, figuran el precio, el cual es una fracción del de la nafta o el gasoil en términos de costo directo¹⁴. Pero en realidad el usuario ahorra mucho más, ya que el motor extiende su vida útil y requiere menores gastos de mantenimiento. Por otra parte, es un combustible limpio que puede mejorar las condiciones ambientales.

En cuanto a número de usuarios, en realidad a éstos el ENARGAS no los cuantifica en automóviles sino en estaciones que brindan el servicio. El número de las mismas se incrementó a un promedio del 30% anual, el más alto de todos los tipos de usuarios de gas natural (lo siguen los usuarios R&P con crecimiento promedio del 14.7%).

Si se compara el consumo de GNC versus otros combustibles como nafta o gasoil se observa que el volumen vendido año tras año va aumentando, mientras que sobre todo el de naftas decrece con similar intensidad (Figura 3.10).

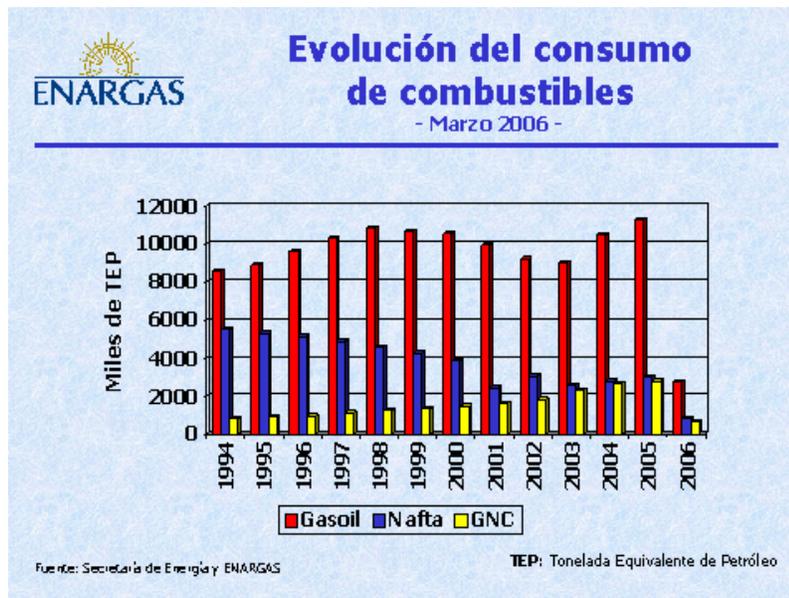


Figura 3.10. Consumo de GNC comparado con otros combustibles
Fuente: ENARGAS

También resulta interesante destacar que el GNC ha sustituido notoriamente a otros combustibles por su reducido costo. Es importante resaltar que en el año 2001, la demanda de gas se redujo producto de la importante crisis económica. Todos los sectores presentaron un comportamiento negativo, a excepción del GNC, que continuó

¹⁴ La Cámara Argentina de GNC indica, a modo de ejemplo, que un auto Renault 21 ahorra, para recorrer 100 km en ciudad, \$21,78 utilizando GNC en lugar de nafta. Rodando el vehículo un promedio de 2000 km/mes, recupera la inversión del equipo en 4/5 meses.

con su comportamiento de expansión. Desde 1993 a 2001 las ventas han crecido en forma permanente. Ello es un claro indicador de la creciente aceptación que tiene este combustible en el mercado [ENARGAS, 2001].

A partir de los años de mayor crisis, y con tendencias a devaluación y precios internacionales altos del petróleo crudo, se acrecentó el diferencial de precio con las naftas, con lo cual la conversión de vehículos se agilizó aún más.

Todos estos resultados refuerzan lo expuesto por la Fundación Capital (2006), que afirma que vale destacar la fuerte dinámica mostrada por el gas vehicular, dado que si bien tiene un peso menor al 10% del consumo total, ha venido creciendo a tasas importantes en los últimos años, poniendo presión en el mercado de gas.

3.2.4 La generación de energía eléctrica

Alrededor de un tercio del gas natural consumido en el mundo y en Argentina se utiliza como combustible para generación de energía eléctrica, abasteciendo indirectamente un sector de consumo energético final a través de la electricidad [Carranza, 2004].

Es de destacar que paralelamente con la privatización del mercado de gas natural, se desarrolló la del mercado eléctrico. A partir de mayores inversiones en el sector privado, pudo realizarse una generación más eficiente que repercutió en costos menores, de los cuales el uso de gas natural forma parte.

De hecho, ya se mencionó en la introducción de este capítulo que la sustitución de algunos combustibles por gas natural fue generada por el desarrollo de tecnologías que permitieron eficientizar el consumo energético. En el caso de las centrales eléctricas, éstas volcaron su generación hacia el turbogas y el ciclo combinado [Fundación Capital, 2006].

Respecto de los de ciclos combinados, se genera con ellos un alto aprovechamiento del combustible: los gases de combustión de las turbinas de gas, en lugar de expulsarse a la atmósfera, se utilizan para calentar el agua de la caldera de una turbina a vapor. Se gana entonces, según las reglas prácticas, una potencia extra del mismo nivel que una de las dos turbogas que se utilizan.

En la Argentina, la demanda de energía eléctrica muestra crecimientos en todos los años, con máximos anuales del orden del 7.5% en la mitad del período 1992-2001 (Figura 3.11).



Figura 3.11. Evolución de la demanda eléctrica y su crecimiento.

Fuente: CAMMESA

Este aumento de demanda trae acarreada una necesidad de crecimiento en la potencia instalada. Si se analiza la misma, su ampliación se muestra sostenida desde 1992, y a partir de 1997 comienza a crecer aún más con la instalación de ciclos combinados (CC) (Figura 3.12).

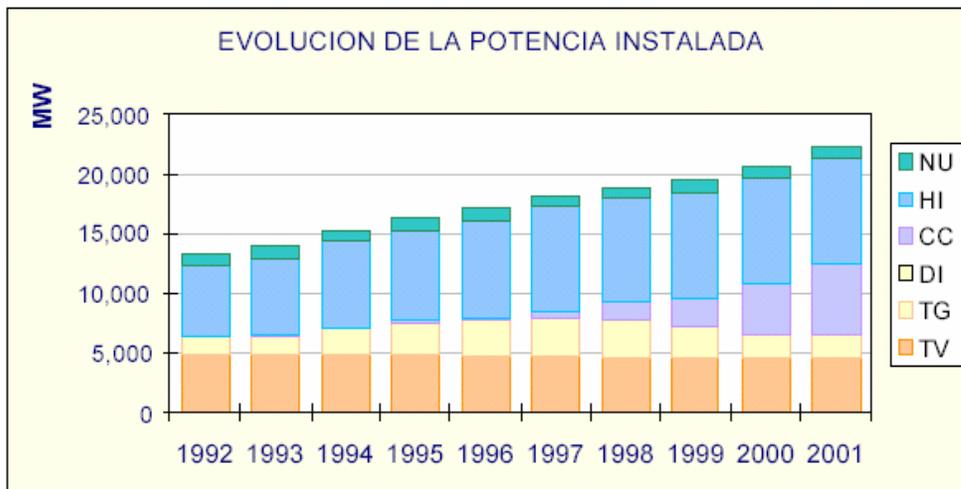


Figura 3.12. Evolución de la potencia instalada de generación de energía eléctrica.

Fuente: CAMMESA

Según Caruso (2003) y Pistonesi (2001), el incremento en el número de generadores (en consecuencia de potencia instalada) se debió al dinámico proceso de inversión en nuevas centrales térmicas, utilizando tecnologías de punta ya sean turbinas de gas a ciclo abierto o ciclos combinados.

Los mismos autores señalan que las fuentes esenciales de la competitividad radicaron en las ventajosas condiciones con que podían celebrar los contratos de provisión de gas natural, y en el bajo costo de éste en relación al de otros combustibles. Pistonesi (2001) agrega que algunos actores de la producción hidrocarburífera ingresaron al mercado eléctrico invirtiendo en centrales turbogas. Así, extendieron sus actividades por medio de una integración vertical hacia adelante, en algunos casos con gas que hubiese sido venteadado de otro modo, logrando ventajas competitivas ante otros actores especializados en generación.

Dentro de los beneficios que presenta el uso de gas natural como combustible para generación eléctrica, se destacan dos. Por un lado es más limpio y más fácil de combustionar, lo cual implica que en paralelo a combustibles alternativos, consume menos cantidad de calor para generar la misma potencia. Por el otro, es más barato (Figura 3.13). Si se suman los conceptos de gas natural más barato para generar los mismos kWh, y además el hecho de que se puede ganar una potencia extra en la caldera de recuperación de una turbovapor, se desprenden los beneficios del ciclo combinado.

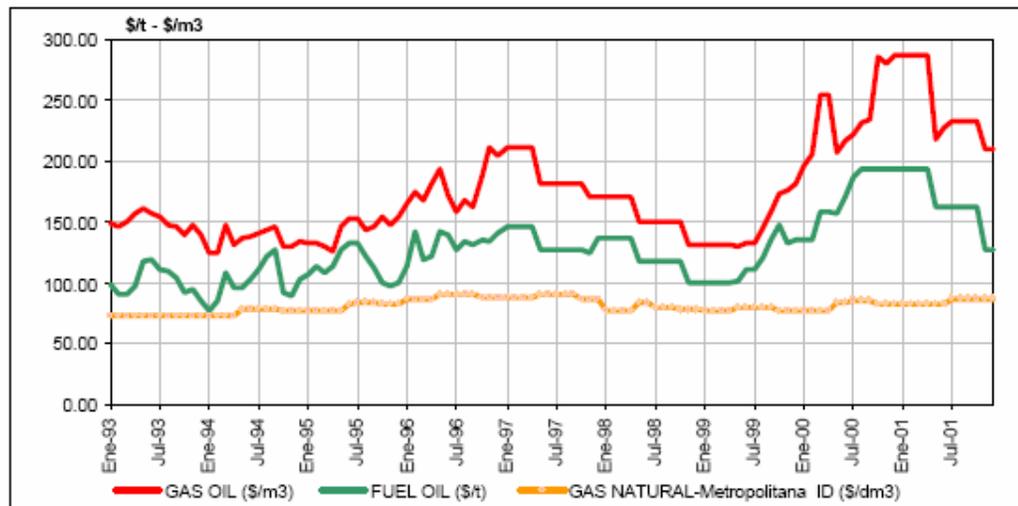


Figura 3.13. Precio de los combustibles para generación. Para el gas natural, se toma la tarifa ID de Metrogas

Fuente: CAMMESA

Se analiza la evolución global de los consumos específicos necesarios para generación. En este caso, se detecta el ya mencionado aumento de eficiencia, dado que se van necesitando menos kcal para generar la misma potencia. Esto tiene relación con las inversiones de generación con gas natural y sobre todo en ciclos combinados. El gran descenso en los últimos tres años que se muestra en la Figura 3.14, coincide con la instalación de ciclos combinados que mostraba anteriormente la potencia instalada en la Figura 3.12.

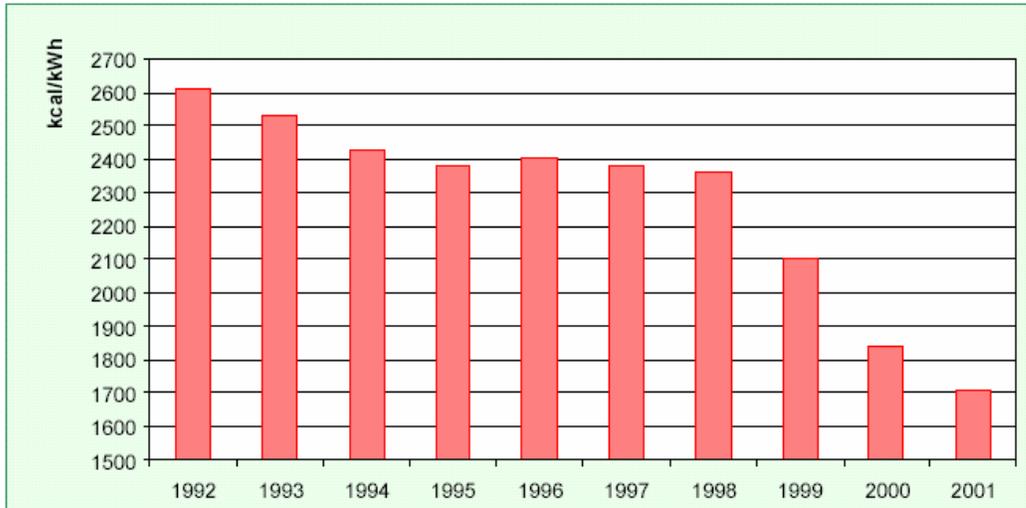


Figura 3.14. Evolución de los consumos específicos para generación térmica.
Fuente: CAMMESA

Al analizarse el uso de combustibles para generación, se ve que, como puede preverse, el gas natural ha ganado constante participación a lo largo de los años, como muestra la Figura 3.15.

Participación de combustibles en generación térmica

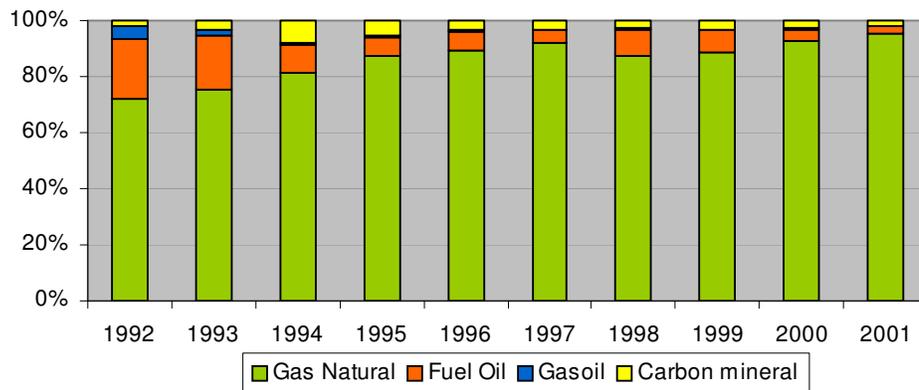


Figura 3.15. Participación del gas natural en la generación térmica.
Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA

La evolución del consumo de gas natural para generación térmica comparado con el resto de combustibles se muestra en la Figura 3.16.

Consumo combustibles para generación térmica

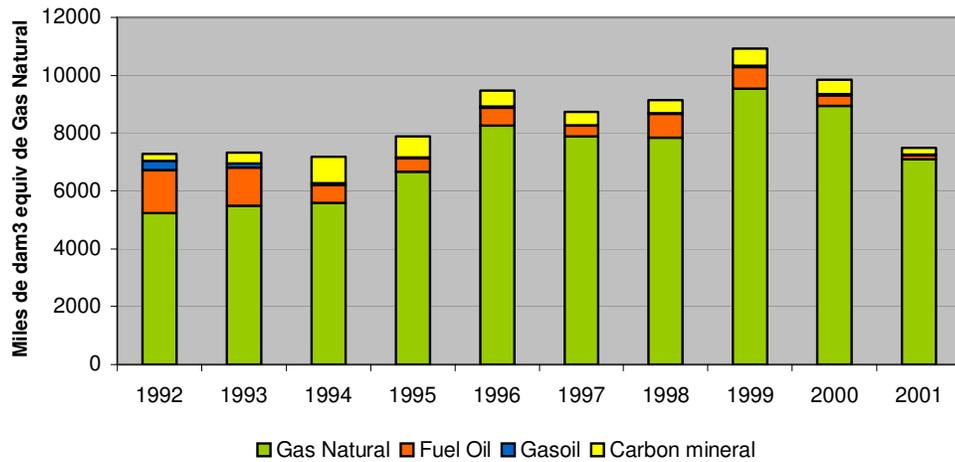


Figura 3.16. Consumo de combustibles para la generación térmica. Calculado en dam3 equivalentes de gas natural.
Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

Las bajas y subas en el consumo de gas natural, no implican necesariamente que el gas natural pierda participación frente a otros combustibles sino que la generación térmica pierde participación frente a la hidráulica. Observar que esto ocurre en los años 1997 y 1998, como se muestra en la Figura 3.17.

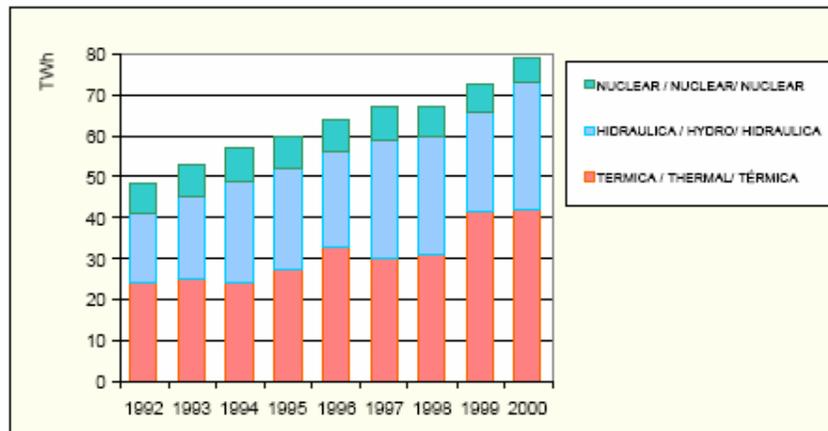


Figura 3.17. Generación por tipo en el período 1992-2000
Fuente: CAMMESA

Por otra parte, es interesante analizar el nivel medio de costo de generación, que se muestra en la Figura 3.18. Como dato resaltado, entre 1992 y 1998 se observa una

reducción del precio mayorista de la electricidad, aumentando luego y terminando en 2001 con el menor costo por MWh de todo el período analizado.

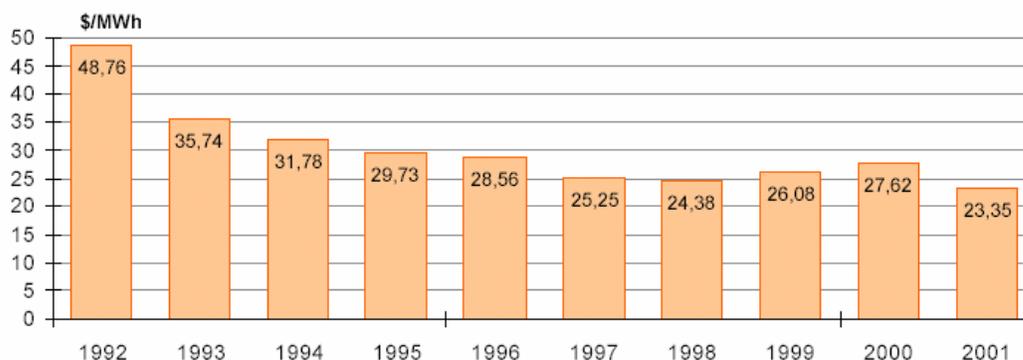


Figura 3.18. Evolución del precio monómico de generación eléctrica.

Fuente: CMMESA

Todo el análisis realizado en este apartado permite concluir que el gas natural ha penetrado interesantemente en la generación eléctrica desde que se privatizó la industria, y sobre todo a partir de 1997 con la instalación de ciclos combinados. Es el combustible de precio más bajo para generación térmica y su penetración en la misma ha marcado constante crecimiento, pasando del 76% en 1993 al 96% en 2001.

Paralelamente, el costo medio de generación se redujo de 35.74\$/MWh a 23.35\$/MWh en 2001, disminuyendo casi un 35%. Y a su vez, la potencia instalada de turbogas y ciclos combinados prácticamente se duplicó entre 1998 y 2001, reduciéndose el consumo específico alrededor de un 30% en el mismo período, aumentando en consecuencia la eficiencia de generación.

Todos estos datos destacan el marcado uso del gas natural en la generación térmica y el beneficio que han obtenido los usuarios con el mismo: más potencia disponible para abastecer la creciente demanda, más eficiencia de generación y menor costo (en consecuencia menores tarifas).

3.3 LA PENETRACIÓN DEL GAS EN LA MATRIZ ENERGÉTICA PRIMARIA

Luego de todos los análisis de las secciones precedentes, donde se observó la notable incorporación que tuvo el gas natural en cada sector de consumo, se realiza en esta sección un análisis global del gas natural como combustible en la Argentina, utilizando

para ello el comportamiento de la participación de este combustible dentro de las fuentes de energía primaria.

En Argentina, la base fundamental de la matriz energética primaria descansa en el petróleo y el gas (90% en conjunto), pero la importancia de este último ha sido creciente en el tiempo, a punto tal que desplazó al petróleo de su histórico primer lugar [Caruso, 2003].

El gas natural ha obtenido mucha participación a lo largo de los años, ganando terreno al petróleo (y sus derivados: nafta, kerosene, gasoil, diesel oil, fuel oil) y carbón mineral. Todos los derivados del petróleo requieren un procesamiento del crudo en las refinerías, con el consecuente aumento de su costo respecto del gas natural, que siendo fuente primaria de energía, requiere un procesamiento mucho menor.

En la Figura 3.19 puede observarse, primeramente, que la Argentina es un país altamente hidrocarburífero. En promedio el 90% de la fuente energética primaria está conformado por gas natural y petróleo (en consecuencia también el país depende altamente de sus derivados). Y además puede verse que, desde que ocurrió la privatización, el gas natural ha ganado una participación de tal forma que del original 36% en 1993 pasó a tener el 49% en 2001, mientras que en un porcentaje casi idéntico se redujo la participación del petróleo crudo (y en consecuencia sus derivados).

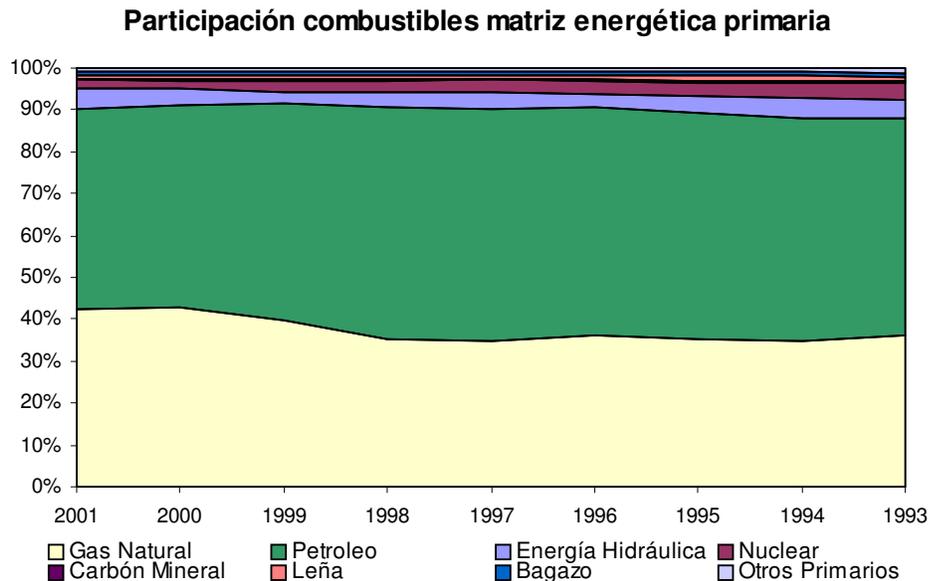


Figura 3.19. Evolución de la participación de los distintos combustibles en la matriz energética primaria.

Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía

Representado mediante la demanda creciente, el volumen de gas natural consumido aumentó de 20085 TEP en 1992 a 35436 TEP en 2001 (aumento del 76%).

El gas natural presenta muchas ventajas comparado con otros combustibles fósiles: abundantes reservas, eficiencia energética, competitividad y el hecho de ser el más limpio en materia ambiental [Caruso, 2003]. Esto, formando parte de la apertura del mercado luego de la reforma, lo convirtieron en un combustible preferencial.

3.4 CONCLUSIONES

El consumo de gas natural mostró un sostenido crecimiento desde los comienzos de la privatización. La evolución a lo largo de los años está caracterizada por una fuerte componente estacional, producto de la variabilidad del factor de uso residencial con los distintos meses del año, y un crecimiento debido al mayor consumo de los actores.

Los usuarios residenciales no aumentaron su consumo medio sino que participaron activamente en el aumento de demanda debido a su constante penetración. Las tasas de crecimiento de número de usuarios son siempre positivas y van decayendo desde el auge de incorporación en los años 70 y 80, cuando se expandieron y construyeron los principales gasoductos. Este decaimiento es relacionable con la maduración de mercado.

Las industrias, por su parte, fueron mayormente beneficiadas por las habilitaciones de by-pass permitidas por la ley. Este modo de comercialización muestra crecimientos vertiginosos a lo largo de los años, desplazando a las distribuidoras en su rol de abastecedor de gas natural y/o transporte. A partir de la libre elección del proveedor se ganan superiores condiciones contractuales, como ser precio, volúmenes a entregar, condiciones de take or pay¹⁵, etc. Por otra parte, desde la reforma los consumos industriales de gas natural aumentaron globalmente en un 23.45%.

El consumo de GNC ganó notable participación a lo largo de los años, sobre todo a partir de 1999, cuando la recesión económica de Argentina ya era notable. En este caso actuó sobre todo como combustible sustituto de las naftas, dado su bajo costo.

Las centrales térmicas encontraron en el gas natural un combustible económico, ideal para utilizarse en nuevas tecnologías (ciclos combinado de gran porte), creándose una notable eficiencia en la producción de energía eléctrica. Por ello, aumentaron el consumo, logrando a cambio un costo variable de producción sensiblemente menor.

¹⁵ Las condiciones de ToP (take or pay) se pactan en los contratos. Es un volumen mínimo que el cliente se compromete a consumir y que deberá abonarlo, lo consuma o no. Existe la opción de tomar parte o la totalidad del volumen no consumido en un período posterior (Make-up). Lo que se genera en este caso es un costo financiero.

Capítulo 4 - LA OFERTA

4.1 INTRODUCCIÓN

Acompañando a la demanda creciente, para que pueda existir beneficio a los usuarios la oferta debe asistirlos. El siguiente capítulo analiza cómo se comportó la oferta de gas natural respecto de la disponibilidad del fluido (producción por parte de las empresas) como así también la posibilidad de transporte del mismo hacia los centros de consumo.

Se analiza la evolución de las capacidades y longitudes de redes, como así también el nivel de las inversiones realizadas por las licenciatarias, en la sección 4.2. Luego se estudia la producción de gas natural, el dinamismo de comportamiento de las reservas, de las actividades de exploración, y la participación de las empresas en la producción, en la sección 4.3. Las conclusiones se expresan en la sección 4.4.

4.2 EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

4.2.1 La expansión de la capacidad de transporte y longitud de redes

Si se consideran las ampliaciones de capacidad realizadas desde la privatización hasta el 2001, la capacidad de transporte se incrementó en prácticamente 50 MMm³/día, lo que equivale a un aumento del 66% [ENARGAS, 2001]. TGS expandió su capacidad en aproximadamente un 41%, mientras que TGN lo hizo en un 121%. A fines de 2001, el sistema de transporte de gas natural argentino era capaz de trasladar 120,8 MMm³/día, versus los 71,7MMm³/día a principios de la privatización. (Tabla 4.1).

Gasoducto	1993	1998	1999	2000	2001	Varia.c. últ. año (%)	Índice Dic. 92=100
Norte	13,40	17,10	19,90	20,40	22,50	10,3	167,9
Centro Oeste	11,20	25,40	27,80	31,90	31,90	-	284,8
TGN	24,60	42,50	47,70	52,30	54,40	4,0	221,1
Neuba I	11,00	13,50	13,50	13,50	13,50	-	122,7
Neuba II	18,50	27,60	27,60	27,60	28,40	2,9	153,5
San Martín	15,40	17,30	18,00	20,90	22,30	6,7	144,8
TGS (2)	47,10	60,60	61,30	64,20	66,40	3,4	141,0
TOTALPTE.	71,70	103,10	109,00	116,50	120,80	3,7	168,5
Distribución	3,02	3,02	3,02	3,02	3,02	-	100,0
TOTAL SISTEMA	74,72	106,12	112,02	119,52	123,82	3,6	165,7

(1) Capacidad al 31 de diciembre. Incluye gasoductos regionales de transporte y gasoductos de exportación; no incluye consumos en boca de pozo.

(2) Incluye gasoductos regionales de transporte (2,2 MM m³/día).

Tabla 4.1. Evolución de la capacidad de transporte desde la privatización, en MMm³/día.

Fuente: ENARGAS

Analizando las expansiones de los gasoductos desde antes de la privatización, la evolución en kilómetros desde el año 1960 la muestra la Tabla 4.2.

Año	Red de Gasoductos	
	Kilómetros	Δ Anual Promedio
1960	1.679	
1965	2.047	74
1970	2.380	67
1975	2.909	106
1980	5.573	533
1985	8.069	499
1992	10.066	285
1997	10.987	184
2001	12.376	347

Tabla 4.2. Evolución de la longitud de los gasoductos desde 1960.

Fuente: Casarin, Delfino, Nicollier (2004)

Luego de la privatización, las empresas extendieron la longitud de los troncales en una cantidad de kilómetros que equivale aproximadamente al 30% de la extensión que realizó GdE entre 1960 y 1992. La extensión del kilometraje de gasoductos aumentó en un 26%, a un ritmo de 300 km/año, versus los 260 km/año de la era estatal, alcanzando los 12376 km. en 2001. La Figura 4.1 muestra dicha evolución.

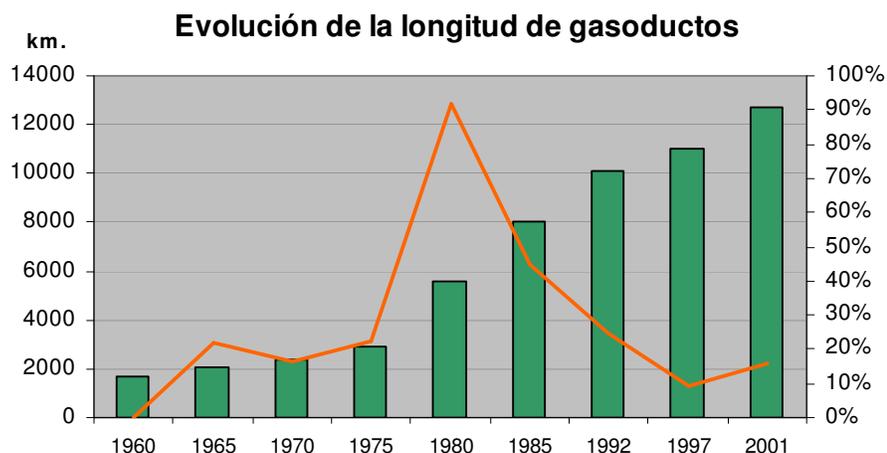


Figura 4.1. Evolución de la longitud de gasoductos antes y después de la privatización. – En verde se observa la longitud en km. (eje izquierdo) y en naranja el crecimiento porcentual entre períodos (eje derecho).

Fuente: Elaboración propia con datos de Casarin, Delfino, Nicollier (2004)

El mayor desarrollo de la red de transporte tuvo lugar a lo largo de la década de los setenta y los ochenta. La localización de las cuencas de producción, que se encuentran en regiones extremas muy distantes de los principales centros de consumo (provincias tales como Tierra del Fuego, Santa Cruz, Neuquén, Chubut, Salta), obligó a GdE a construir una extensa red de gasoductos de transmisión. El segmento del gasoducto San Martín que une la región sur de Comodoro Rivadavia con Buenos Aires fue concluido parcialmente en 1952 y conjuntamente con el gasoducto Norte proveyeron la capacidad de transporte inicial. Una expansión del gasoducto San Martín más hacia el sur fue concluida alrededor de 1974, y el descubrimiento de la cuenca gasífera de Loma de la Lata en la provincia de Neuquén fomentó la construcción de otros dos sistemas: el Centro-Oeste, que fue concluido en 1981, y el NEUBA, que fue finalizado en 1988 [Casarin et al., 2004].

En beneficio de los usuarios, las expansiones permitieron atender los picos que presenta la demanda residencial durante el período invernal, además de generar divisas para el país vía exportaciones [ENARGAS, 2001]. Por otra parte, implicaron una reducción muy significativa de las restricciones en el uso del gas natural en los meses invernales por parte de las centrales térmicas, lo cual fue un factor determinante en el funcionamiento del mercado eléctrico [Pistonesi, 2001].

De acuerdo a algunos autores, la mayor expansión se dio principalmente en función de crear capacidad de exportación en los puntos de vinculación del sistema interno con los nuevos gasoductos de exportación [Kozulj, 2000; Pistonesi, 2001; UNIREN, 2004].

Por otra parte la expansión de capacidad de transporte interno se realizó sobre la base de plantas compresoras y no de nuevos troncales [Casarin et al., 2004; Kozulj, 2000; Pistonesi, 2001]. De hecho, los kilómetros de gasoductos crecieron entre 1993 y 2001 un 19%, de 10.713 a 12.800, mientras que la capacidad de compresión creció un 53% en el mismo período, de 547.000 HP a 839.000 HP [UNIREN, 2004]. Agregar una mayor capacidad de compresión sería favorable para los usuarios en el corto plazo, pues esa inversión es menor a la de construir nuevos gasoductos (y por lo tanto las tarifas menores también) [Casarin et al., 2004].

Para analizar la cuestión de la ampliación de gasoductos principalmente por intenciones de exportación, y discutir las afirmaciones anteriormente mencionadas, se plantea la evolución de las capacidades de transporte interno y de exportación (Tabla 4.3).

Año	Capacidad de transporte interno	Capacidad gasoductos de exportación	Capacidad total
1993	71700	0	71700
1994	83400	0	83400
1995	87200	0	87200
1996	92600	0	92600
1997	96900	3600	100500
1998	98000	7700	105700
1999	101200	10800	112000
2000	105300	14200	119500
2001	109600	14200	123800

Tabla 4.3. Capacidades de transporte según destino de consumo. En miles de m³/día
Fuente: Elaboración propia con datos de ENARGAS y Casarin, Defino, Nicollier (2004)

A partir del inicio de la construcción de gasoductos para exportación en 1997¹⁶, la participación en el global aumenta constantemente, llegando en el 2001 a representar el 11%¹⁷. La Figura 4.2 muestra esta evolución.

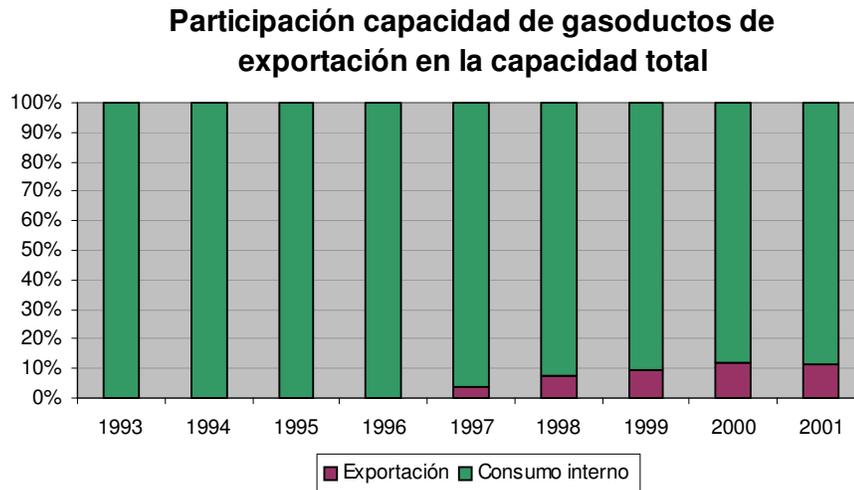


Figura 4.2. Evolución de la participación de gasoductos de exportación en la capacidad de transporte global.
Fuente: Elaboración propia con datos de ENARGAS (2001) y Casarin, Delfino, Nicollier (2004)

¹⁶ El primero de ellos fue Gas Andes, en ese año, que conecta con Santiago de Chile. Está destinado al abastecimiento de usos residenciales, comerciales, industriales y para la generación eléctrica. Este último constituyó un elemento estratégico de la política energética chilena, que se orientó a la promoción de una mayor competencia en el subsistema eléctrico de la zona central del país, caracterizado por una alta concentración de la oferta en el mercado de generación [Pistonesi, 2001].

¹⁷ Hasta ese momento los datos tomados corresponden a los volúmenes exportados por gasoducto Gas Andes (La Mora – Santiago de Chile), Norandino (Pichanal – Tocopilla/Mejillones/Coloso (Chile)), Uruguayana (Entre Ríos – Uruguayana (Brasil)) y Petrouuguayana (Entre Ríos – Paysandú).

No obstante, entre los años 1993 y 1997 hubo expansiones dentro del mercado local, aumentando la capacidad local de transporte en un 35% (destinada sólo a abastecer mercado interno). A partir de la construcción de gasoductos destinados a exportación, las ampliaciones de capacidad estuvieron ligadas fuertemente a los mismos, pero se continuó con expansiones de transporte para el mercado interno. Según cada uno de los destinos de consumo, los niveles de capacidad se muestran en la Figura 4.3.

Capacidades de transporte según destino

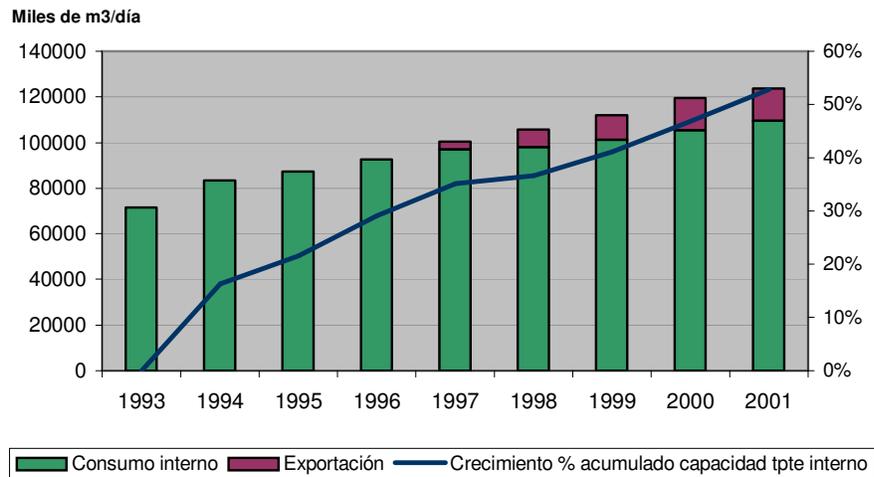


Figura 4.3. Evolución de capacidades de transporte según destino de consumo local y de exportación. En el eje izquierdo (barras) se observan las capacidades y en el eje derecho el crecimiento porcentual acumulado de la capacidad de transporte local en todo el período.

Fuente: Elaboración propia con datos de ENARGAS (2001) y Casarin, Delfino, Nicollier (2004)

Por ende, desde el punto de vista de que la mayor expansión se dio principalmente en función de crear capacidad de exportación en los puntos de vinculación del sistema interno con los nuevos gasoductos de exportación [Kozulj, 2000; Pistonesi, 2001; UNIREN, 2004], esta afirmación podría considerarse válida pero sólo en parte.

Desde fines de 1993 y hasta 1997 hubo una expansión considerable de 25.2 MMm³/día destinados únicamente al mercado interno. Luego, hasta fines de 2001, se siguieron expandiendo los gasoductos locales, aumentando la capacidad en 12.7 MMm³/día más, mientras que la capacidad de exportación global alcanzó los 14.2MMm³/día, ampliándose a un ritmo promedio del 12.5% anual (comparando desde fines de 1993), versus el 6.6% anual del mercado local.

Si bien a partir de 1997 el crecimiento fue mucho mayor para los gasoductos de exportación que para los de consumo interno se amplió, desde comienzos de la reforma, la capacidad local en 37.9 MMm³/día (lo que equivale a una expansión local total del

52,8% respecto de 1993). Claramente, el usuario nacional se vio beneficiado por los aumentos de capacidad.

Seguidamente se realiza una comparación entre el crecimiento de la demanda total local y el de las capacidades de transporte, para analizar si estas últimas evolucionaron adecuadamente para abastecer la creciente demanda estudiada en el capítulo anterior.

Para todos los años del período 1993-2001, resulta que la capacidad de transporte es ampliamente capaz de abastecer a la demanda local. De hecho, existe un remanente de capacidad disponible para otras cuestiones (gas para procesamiento de líquidos y, combustibles para compresión y pérdidas en gasoductos¹⁸ principalmente), respecto de la demanda local de R&P, industrias, centrales eléctricas y GNC.

El exceso es de un promedio anual del 33%. En este punto es necesario tener en cuenta que al tomar la demanda media, en el invierno habrá picos que disminuyen el remanente y en verano valles que aumentarán el exceso por encima de ese valor. La marcada estacionalidad de la demanda de gas plantea el problema de cuánta capacidad instalar de manera tal de hacer frente a los picos de consumo invernales, sin que sea económicamente perjudicial el tener una capacidad ociosa el resto del año. Para ello, una buena opción es diseñar la capacidad de transporte para el máximo consumo de los usuarios ininterrumpibles y, cuando ello ocurre, cortar el suministro a quienes utilizan esas capacidades remanentes durante el resto del año (industrias y centrales térmicas). Estos últimos usuarios deberán en ese caso plantear el uso de combustibles alternativos. Otra opción es diseñar el sistema con una mayor capacidad y promover políticas de consumo de gas natural de tal forma de maximizar y estabilizar el factor de carga la mayoría del tiempo. En este caso, probablemente los grandes usuarios deban pagar una tarifa mayor que les asegura el suministro, pero aún así puede resultar que el costo anual total sea menor al de comprar gas interrumpible y reemplazarlo por combustibles alternativos durante las épocas de alto consumo residencial.

Por otra parte, el crecimiento total de la expansión de capacidad de transporte fue del 52%, mientras que la demanda interna globalmente aumentó un 16,6% desde fines de 1993. En la Figura 4.4 puede observarse que para todos los años la capacidad excede a la demanda y el crecimiento acumulado porcentual también. Además se observa que aunque el promedio de capacidad remanente versus la demanda anual promedio es del 33%, considerando los picos de consumo invernal éste se reduce al 16,7%. El remanente de capacidad disponible se utiliza para otras cuestiones, principalmente gas para procesamiento de líquidos, y combustibles para compresión y pérdidas en los gasoductos.

¹⁸ Por ejemplo la pérdida nominal entre Tierra del Fuego y GBA es del 11,28%. Es decir, para que llegue a GBA 1m³ de gas natural es necesario inyectar en Tierra del Fuego 1,127m³.

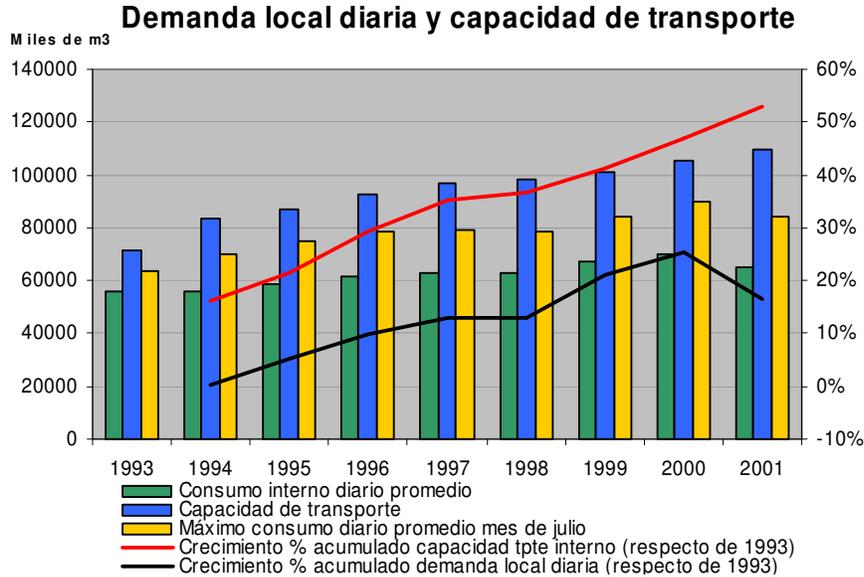


Figura 4.4. Comparativa entre demanda local diaria y capacidad de transporte local. En barras sobre eje izquierdo en miles de m3 y en líneas sobre el eje derecho el crecimiento porcentual acumulado desde 1993
Fuente: Elaboración propia con datos de ENARGAS (2001) y Casarin, Delfino, Nicollier (2004)

Con respecto a la evolución de las longitudes de las redes de distribución, la magnitud de las mismas se observa en la Tabla 4.4.

Licenciataria	1992	1998	1999	2000	2001	Variación '92/'01		Variac. '01 (%)
						Km.	%	
Metrogas	11.191	13.951	14.557	15.022	15.678	4.487	40,1	4,4
Ban	13.943	18.821	19.354	19.885	20.255	6.312	45,3	1,9
Camuzzi Pampeana	12.957	19.470	19.900	20.802	21.545	8.588	66,3	3,6
Litoral	4.747	7.862	8.329	8.706	9.170	4.423	93,2	5,3
Camuzzi Sur	8.098	11.920	12.128	12.375	13.094	4.996	61,7	5,8
Centro	6.055	10.161	11.047	11.768	12.088	6.032	99,6	2,7
Cuyana	5.330	7.978	8.165	8.462	8.697	3.367	63,2	2,8
Gasnor	4.445	6.025	6.283	6.658	7.029	2.584	58,1	5,6
Gasnea	-	591	1.806	1.936	1.977	1.977	-	2,1
Total	66.765	96.779	101.569	105.614	109.533	42.767	64,1	3,7

Tabla 4.4. Stock de Redes de Distribución, por Licenciataria - (En Km)
Fuente: ENARGAS

Al cierre del 2001, existe una extensión de 109.533 km de redes de distribución, frente a los iniciales 66.765 km a principios de la privatización. La expansión global de la longitud de las redes de distribución muestra un crecimiento del 64,1%, porcentaje prácticamente igual al crecimiento de las capacidades de transporte.

La expansión de capacidad de redes se dio a un ritmo promedio de crecimiento del 18% anual, que se mantuvo luego de la reforma. En cantidad de kilómetros en cambio, luego de la reestructuración las licenciatarias debieron invertir más, dado que respecto de la ampliación anual promedio de 1760 km/año por parte de GdE, la cantidad promedio aumentó a 4590 km/año durante la gestión de las privatizadas (Figura 4.5).

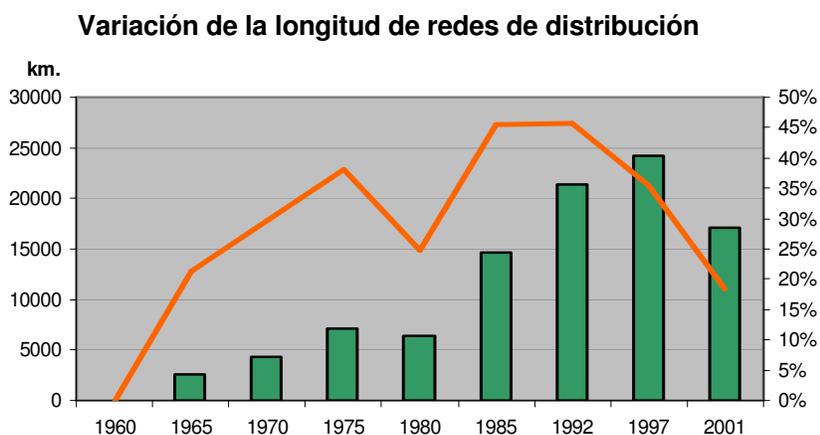


Figura 4.5. Incremento entre períodos de la longitud de redes de distribución – En km. (eje izquierdo) y en porcentaje (eje derecho).

Fuente: Elaboración propia con datos de Casarin, Delfino, Nicollier (2004)

El período 1992-1997 presenta la mayor expansión de redes de toda la historia, con una extensión de 24.200 km, superando incluso a la consecuente y necesaria expansión dada luego de la construcción del Centro Oeste y NEUBA II, y de la ampliación del Gasoducto General San Martín, en la década del '70 y '80, que agregaron considerable capacidad de transporte al total. En este sentido, los privados hicieron un notable aporte.

4.2.2 Inversiones de las licenciatarias

La licencia sólo obliga a las licenciatarias a realizar aquellas inversiones que permitan mantener y mejorar las condiciones de seguridad del sistema. Esto significa que las inversiones que realizan las mismas para aumentar sus respectivas capacidades de transporte no presuponen incremento tarifario alguno, sino que se basan en proyecciones de demanda y en las evaluaciones que las compañías realizan sobre sus propias perspectivas comerciales [ENARGAS, 2001].

En este sentido, el Marco Regulatorio muestra una contradicción. Por un lado uno de sus objetivos es alentar las inversiones para asegurar el suministro a largo plazo. Pero por otro lado aplica una regulación por incentivos, entendiendo que las inversiones

serán realizadas espontáneamente por las empresas, para mantener o aumentar la rentabilidad obtenida. Entonces, de algún modo, el acceso de usuarios a largo plazo no queda garantizado por la regulación sino ligado a las intenciones de las compañías privadas.

En base a lo anterior, esta sección tiene por fin determinar si el nivel de inversiones por parte de las empresas privadas superó el decretado por reglamento. Ello daría cuenta de que los usuarios fueron beneficiados no sólo porque el sistema era mantenido con las inversiones reglamentarias sino además por la existencia de otras destinadas justamente a fines de expansión o mejoramiento del servicio.

Los pliegos de licitación imponían obligaciones en cuanto a los niveles de inversión que las licenciatarias debían cumplir con el objetivo de restablecer la calidad del servicio que se había deteriorado en los últimos años.

Las inversiones eran de cumplimiento obligatorio y estaban directamente relacionadas con la seguridad pública y la integridad del sistema. Estas obras se centraban fundamentalmente en la renovación de cañerías y servicios, protección catódica, renovación de gasoductos, etc. Consistían en metas físicas u obligaciones de hacer relacionadas con la prestación del servicio público, para adecuar las instalaciones físicas y las operaciones a los estándares internacionales de seguridad [UNIREN, 2004].

4.2.2.1 Inversiones de las transportistas

Las categorías de inversión incluidas en los pliegos de licitación y posteriormente en las licencias son tres: la primera está relacionada con la seguridad pública e integridad del sistema, e incluye renovación de caños y revestimiento y protección catódica. La segunda se refiere a expansiones y la tercera a sistemas de software y otras cuestiones más administrativas.

La primer categoría es obligatoria y está contemplada en las tarifas percibidas por las compañías prestadoras del servicio. La segunda y tercer categorías se hallan dentro de las inversiones no obligatorias¹⁹. Están relacionadas con el crecimiento esperado de la demanda y aquellas deseables para hacer más eficiente la operación del sistema. Estas inversiones no obligatorias son las que más se relacionan con los beneficios que pueden obtener los usuarios de acceso a las redes y satisfacción de su demanda.

La Tabla 4.5 muestra las inversiones obligatorias de categoría 1 incluidas en las licencias de otorgamiento, mientras que las inversiones realmente realizadas se ven en

¹⁹ Si bien son no obligatorias, en la licencia a TGN se lo obliga a invertir 12 millones de dólares en expansión en 1997.

la Tabla 4.6. Si se comparan los datos de ambas, se desprende que TGN realizó en todos los años mayores inversiones a las obligatorias, mientras que TGS hizo lo mismo a excepción del año 1993, cuando invirtió un 35% menos.

Año	TGS	TGN
1993	30,6	8
1994	30,6	8
1995	30,6	8
1996	30,6	8
1997	30,6	8

Tabla 4.5. Monto de inversiones obligatorias para transportistas. En millones de dólares
Fuente: Elaboración propia con datos de los decretos 2457/92 y 2458/92.

Año	TGS	TGN
1993	19,8	30,4
1994	81,1	152,7
1995	83,9	90,1
1996	120,7	67,8
1997	131	113,3

Tabla 4.6. Inversiones realizadas por las transportistas. En millones de pesos
Fuente: Elaboración propia con datos de ENARGAS (1997)

En el global, entre 1993 y 1997, TGS invirtió 185 veces el monto obligatorio, totalizando 436.5 MM\$, mientras que TGN invirtió 1000 veces más, llegando a totalizar 454.3MM\$. Es notorio destacar que TGN invirtió mucho más dinero que TGS respecto de los montos obligatorios. Globalmente hablando, las transportistas invirtieron un 362% más que lo impuesto por ley, lo que corresponde a casi 700 MM\$.

Resumiendo, en nueve años las transportistas han realizado inversiones por un valor superior a \$2000 millones, fundamentalmente para potenciar la capacidad de transporte disponible en sus respectivos sistemas [ENARGAS, 2001].

La Figura 4.6 muestra las inversiones realizadas y los excedentes entre los años 1993 y 1997, mientras que las inversiones entre 1998 y 2001 se muestran en la Tabla 4.7.

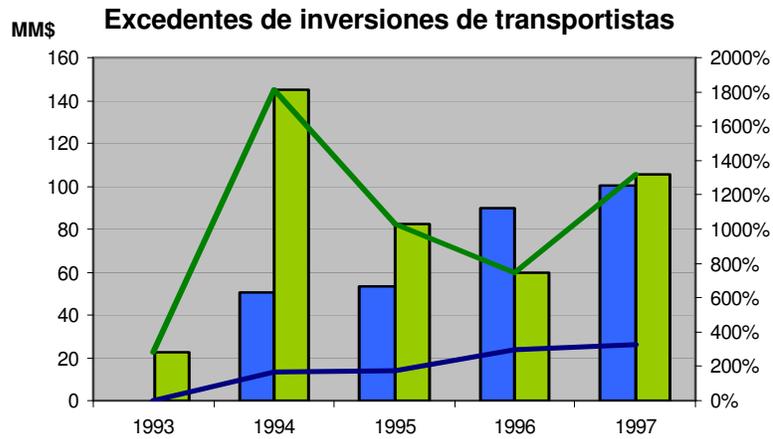


Figura 4.6. Inversiones por encima de los valores obligatorios. En verde TGN y en azul TGS. En MM\$ (eje izquierdo en barras) y en % (eje derecho en líneas)

Fuente: Elaboración propia con datos de ENARGAS y Ministerio de Economía

	1998	1999	2000	2001	Acumulado '93-'01
TGS	183,5	147,1	61,1	191,1	1.176,5
TGN	187,8	137,0	154,6	36,9	1.013,4
Subtotal Transportistas	371,3	284,1	215,7	228,0	2.189,9

Tabla 4.7. Inversiones realizadas por las transportistas en el período 1998-2001 y acumulado 1993-2001. En MM\$

Fuente: ENARGAS (2001)

De todo el análisis anterior se concluye que las transportistas excedieron notoriamente sus obligaciones de inversiones, con lo cual se deduce que éstas fueron destinadas a cuestiones no obligatorias y entonces generaron beneficios al usuario en cuanto a calidad de servicio y posibilidades de acceso.

4.2.2.2 Inversiones de las distribuidoras

Las distribuidoras de gas natural también se comprometieron, al adjudicárseles las licencias respectivas, a invertir en mantenimiento y seguridad de las redes.

La Tabla 4.8 muestra los montos de inversiones obligatorias para cada una de ellas, mientras que el detalle de inversión por distribuidora puede verse en la Tabla 4.9. Los excesos de inversiones totales año a año se muestran en la Figura 4.7.

Año	1993	1994	1995	1996	1997
BAN	18,597	23,706	19,5	12,987	16,009
Centro	1,649	1,914	1,435	1,323	1,555
Cuyana	2,997	3,903	3,44	3,308	4,181
Litoral	2,33	2,083	2,357	2,073	2,507
Metropolitana	15,411	20,231	19,76	19,37	24,017
Norte	2,18	2,18	1,805	1,639	1,639
Pampeana	6,104	7,793	7,45	7,074	8,679
Sur	2,704	2,704	2,15	1,925	1,925
TOTAL	51,972	64,514	57,897	49,699	60,512

Tabla 4.8. Monto de inversiones obligatorias para las licenciatarias de distribución. En millones de dólares

Fuente: Elaboración propia con datos de los decretos otorgatorios de las licencias de distribución.

Año	1993	1994	1995	1996	1997	Acumulado
BAN	26,1	78,6	62,9	34,7	32,3	234,6
Centro	6,5	6,6	5,1	6,6	6,9	31,7
Cuyana	8	9,7	10,4	12,3	20,4	60,8
Litoral	3,2	14,3	10,9	15,2	13	56,6
Metropolitana	24,6	72,4	67,6	61,3	52,1	278
Norte	3	5	3,9	4,3	2,9	19,1
Pampeana	17,2	36,4	20,8	24,9	17,8	117,1
Sur	4	14	8	16,5	6,8	49,3
TOTAL	92,6	237	189,6	175,8	152,2	847,2

Tabla 4.9. Inversiones realizadas por las distribuidoras. En millones de pesos

Fuente: Elaboración propia con datos de ENARGAS (1997)

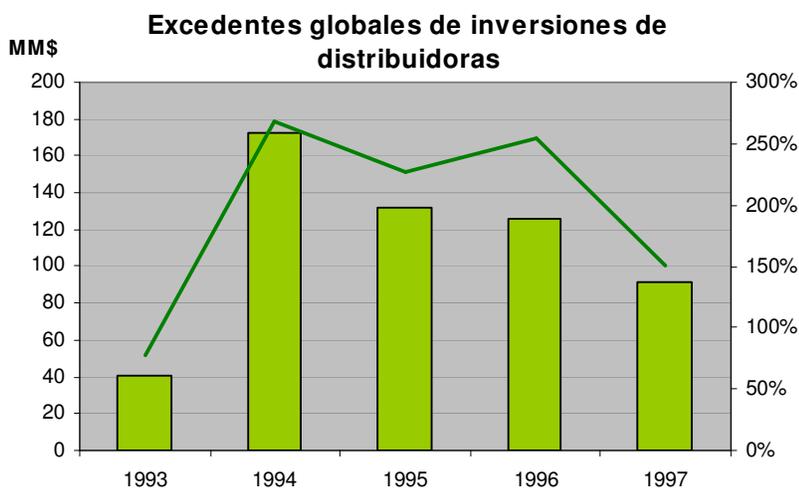


Figura 4.7. Inversiones de distribuidoras por encima de los valores obligatorios. En MM\$ (eje izquierdo en barras) y en % (eje derecho en líneas)

Fuente: Elaboración propia con datos de ENARGAS y Ministerio de Economía

Globalmente, entre 1993 y 1997, las licenciatarias de distribución invirtieron casi un 200% más que los montos obligatorios. Esto significa que la inversión global fue de 847 MM\$ versus los obligatorios 284MM\$. Entre los siguientes años 1998 y 2001, las licenciatarias invirtieron otros 734 MM\$. En resumen, desde el año 1993 a 2001 las inversiones acumuladas por las distribuidoras de gas totalizan 1921 MM\$. La Tabla 4.10 engloba el detalle de las inversiones para todos los años.

	1998	1999	2000	2001	Acumulado '93-'01
Metrogas	55,9	44,4	45,1	62,5	524,3
Ban	31,6	28,6	26,5	21,7	443,1
Camuzzi Pampeana	26,2	36,9	35,1	22,5	342,8
Camuzzi Sur	24,8	20,8	20,4	21,6	187,7
Centro	28,4	16,4	7,6	4,3	86,2
Cuyana	16,1	12,3	7,9	7,4	112,6
Litoral	16,2	21,0	8,7	10,9	124,4
Gasnor	17,4	11,9	12,0	10,4	100,0

Tabla 4.10. Inversiones de las licenciatarias de distribución. Detalle 1998-2001 y global 1993-2001
Fuente: ENARGAS (2001)

Las inversiones más importantes en todo el período corresponden a Metrogas y BAN. Ambas licenciatarias invirtieron entre ellas la mitad del total. Debe tenerse en cuenta, como ya fue detallado oportunamente en la sección 3.2.1.1, que estas distribuidoras agrupan a más de la mitad de los usuarios, dada su ubicación geográfica.

En concordancia con la conclusión a la que se arribó en la sección 4.2.2.1 respecto de las inversiones de las transportistas, en el caso de las distribuidoras también se verifican excesos notables de inversiones que fueron entonces destinados al mejoramiento de la calidad del servicio respecto de las posibilidades de acceso, abastecimiento, etc. Por esto, se concluye que los usuarios se beneficiaron con las inversiones adicionales.

4.3 OFERTA DE GAS NATURAL

4.3.1 La producción

Hasta la sanción de la ley de privatización de GdE, YPF concentraba toda la disponibilidad nacional de gas natural, ya sea a través de producción directa o la

realizada por medio de contratistas nacionales (hacia junio de 1992 la participación del sector privado era del 3% del total) [Caruso, 2003].

Luego de la reforma, se privatizó la hasta entonces estatal YPF. Licitando áreas centrales y secundarias y elaborando un plan de exploración según el cual las empresas que descubrieran petróleo no debían compartirlo con YPF, se diversificaban los actores y se promovía la competencia en el sector del upstream.

Lo primero que se estudia en esta sección es la evolución de la producción total de gas natural en el país. En la Figura 4.8 se observa que durante todos los años del período 1993-2001 la producción mostró crecimiento. Cuantitativamente, se aumentó la misma a un ritmo promedio del 13.5% anual, llegando a superarse en 2001 una producción anual de 46.000MMm³, equivalente a 2,2 veces la registrada en 1993.

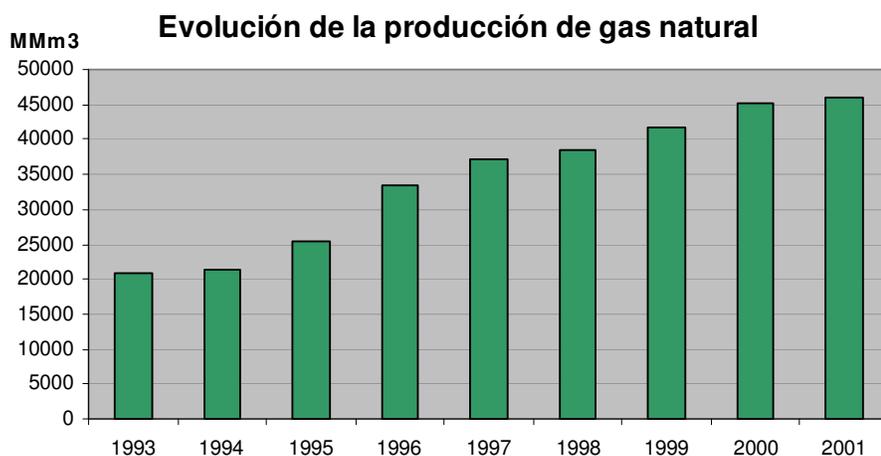


Figura 4.8. Evolución de la producción total de gas natural en el período de análisis

Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía

El ritmo de crecimiento de la producción es dispar a lo largo del período. Desde la liberación del precio del gas en boca de pozo en 1994, el tramo 1994-1996 muestra evoluciones mayores en la producción que el resto de los años siguientes. Es decir, en esos años la producción creció cerca de un 60% (promedio 20% anual), mientras que luego en el período 1997-2001 sólo aumentó en un 38% (promedio 7.6% anual).

Por otra parte, también el ritmo de crecimiento fue mayor al de las capacidades de transporte, a excepción del período 1993-1994, cuando la producción creció sólo un 3%, mientras que la capacidad de transporte lo hizo en un 16% (aquí es importante destacar que la producción comienza a crecer notoriamente a partir de la liberación del precio del

gas en boca de pozo, recién en 1994). Así las cosas, pareciera ser que el cuello de botella no es el upstream sino el midstream, con su capacidad máxima de transporte.

Teniendo en cuenta algunas etapas previas a la privatización, la producción de gas natural creció un 83% en la década del '70, un 89% en la década del '80 y un 82% en la etapa 1993-2002 [UNIREN, 2004].

Un dato importante es que la producción de gas natural creció anualmente a ritmos mayores que la demanda interna en todos los años que se analizan. En este sentido, y desde el punto de vista de los usuarios, éstos tuvieron la posibilidad de ser abastecidos. En la Figura 4.9 puede observarse cómo la producción anual (descontando la destinada a exportación) supera cada vez más, a lo largo de los años, a la demanda local. De sólo ser mayor que la demanda en un 2% en el año 1993, en el año 2001 la diferencia alcanzó el 40%. Estos remanentes son destinados a producción de líquidos, reinyección en pozos, compresión y pérdida de gasoductos, etc.

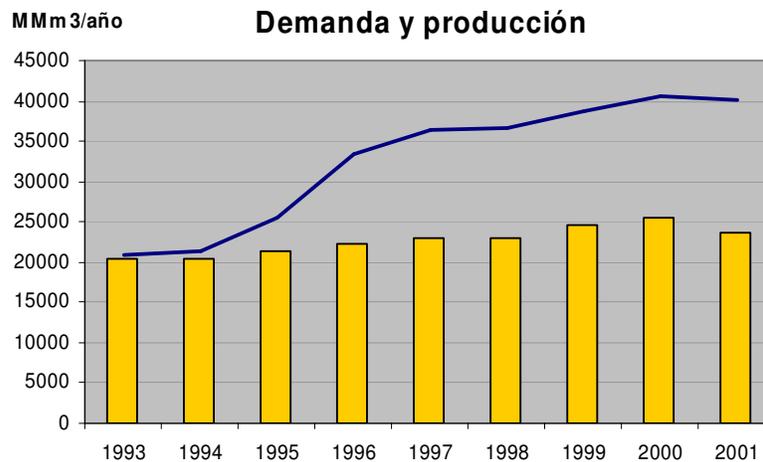


Figura 4.9. Comparativa entre la demanda local (barras amarillas) y la producción con destino local (línea azul)

Fuente: Elaboración propia con datos de ENARGAS y de Secretaría de Energía

4.3.2 La evolución de las reservas y la exploración

Las reservas de gas natural entre los años 1993 y 2001 aumentaron desde 516.000 MMm³ a 763.000 MMm³, lo cual representa un incremento del 47.7%. En el año 2000 se tiene un máximo de 777.000 MMm³, el mayor en toda la serie 1985-2002, alcanzado anteriormente sólo en 1988 (Figura 4.10).

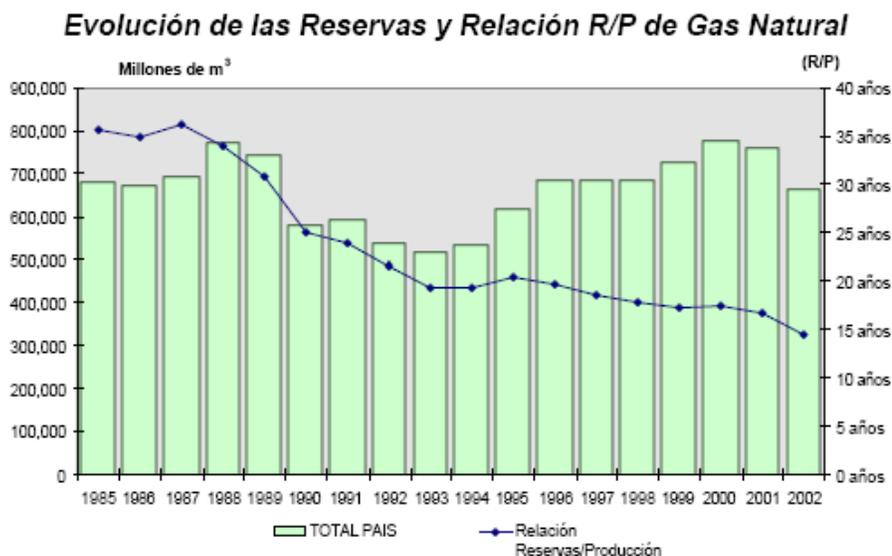


Figura 4.10. Evolución de las reservas comprobadas y de la relación R/P de gas natural. Período 1985-2002

Fuente: IAE (2003)

Si bien a simple vista la evolución del indicador nivel de reservas resulta atractiva, debe tenerse en cuenta la evolución de la actividad productiva de tal forma de poder estimar qué horizonte temporal de consumo es capaz de abastecerse con reservas.

Dado que la producción de gas natural fue en aumento, como ya se explicó en la sección 4.3.1, es entonces esperable que la relación R/P (reservas/producción) se reduzca si los esfuerzos exploratorios (una de las causas de incorporación de reservas comprobadas) no son suficientes. Es así como finalmente ocurre, bajando el horizonte temporal de reservas de 19.4 años en 1993 a poco más de 15 años en 2001.

Este indicador R/P muestra cómo se incrementó el nivel de producción sin el correspondiente nivel de exploración que aumente las reservas. Si bien de acuerdo a ciertos autores a partir de 1994 las reservas gasíferas vuelven a crecer, fundamentalmente en función de los esfuerzos exploratorios asociados a los proyectos de exportación [Gadano, 1998], los niveles de producción han sido altamente superiores y reducido en consecuencia el horizonte temporal de reservas.

Los pozos perforados pasaron de ser 14 en 1993 a 97 en 2001. Siendo muy altos los niveles de evolución de la producción, debieran haberse incorporado otros pozos a la exploración, para mantener constantes o elevar los niveles R/P. Cabe aclarar que son muchos los pozos de gas que están asociados a la extracción de petróleo. Por esto, muchas veces las inversiones en exploración y perforación de pozos de gas natural están ligadas al desarrollo del mercado del crudo, razón por la cual no siempre las decisiones son tomadas de acuerdo a las perspectivas del desarrollo del mercado de gas natural.

Durante el período de análisis, mientras la producción aumentó constantemente, la evolución de los pozos perforados es variable, y no acompaña de manera pareja a la producción creciente, de tal forma de no disminuir el horizonte de reservas en años. La Figura 4.11 muestra la evolución tanto de la producción como de los pozos perforados de gas natural en el período de análisis.

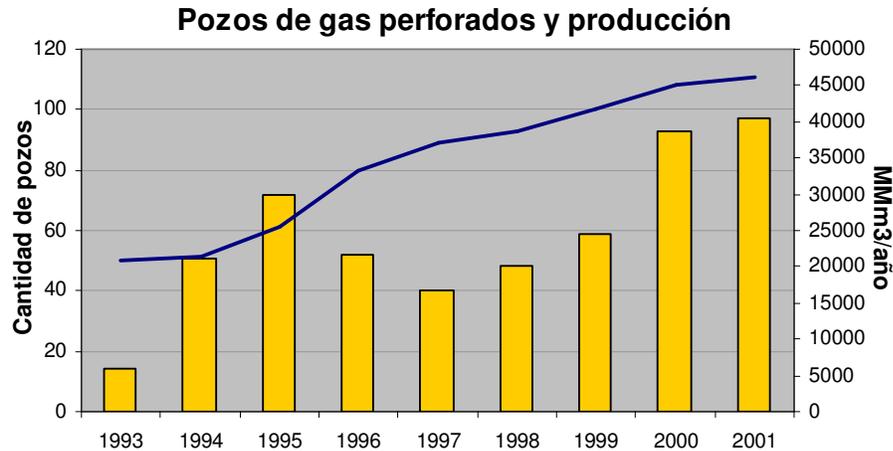


Figura 4.11. Evolución de pozos perforados y producción de gas natural en el período 1993-2001. En azul se observa la producción en el eje derecho, y en barras naranjas la cantidad de pozos en el eje izquierdo

Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía

Aunque en el período de análisis la reducción de reservas no afectó el abastecimiento de los usuarios internos, es una cuestión que debe tenerse en cuenta para asegurar a futuro el abastecimiento de una demanda, como ya se vio, creciente en el tiempo.

4.3.3 La concentración de la producción

Ya fue mencionado en la sección 2.4 que luego de la reforma se tiene una estructura de alto grado de concentración de la producción en unas pocas empresas. Esto, según ciertos autores, hace muy escasa la posibilidad de establecer un sistema de competencia gas versus gas en el mercado [Kozulj, 2000], lo cual no cumpliría con los principios regulatorios de segmentación vertical, de incompatibilidad de funciones y de libre acceso de terceros a las redes de transporte y distribución, dirigidos a generar un mercado mayorista autoregulado [Pistonesi, 2001].

En la misma sección se destacó que la situación no cambió notoriamente entre principios de la era privada y fines del 2001 respecto de la concentración de la

producción en pocas empresas. La diferencia radica principalmente en que YPF reduce su participación a lo largo de los años.

Así, con el paso del tiempo, YPF fue perdiendo terreno en lo que a concentración de producción respecta, a la vez que ciertos otros actores se introducían con fuerza en el mercado, entre ellos Total Austral y Tecpetrol. YPF cuenta a fines de 2001 con el 30% de participación, versus el 48% a principios de la reforma, mientras que los porcentajes iniciales de participación de Total Austral (4%) y Tecpetrol (2%) evolucionaron hacia el 17% y 9% respectivamente. Otros grupos empresarios mantuvieron participaciones promedio casi constantes, como Pluspetrol (9%), Pecom (13%) y Pan American Energy (10%) (Figura 4.12).

Share de las empresas en la producción global

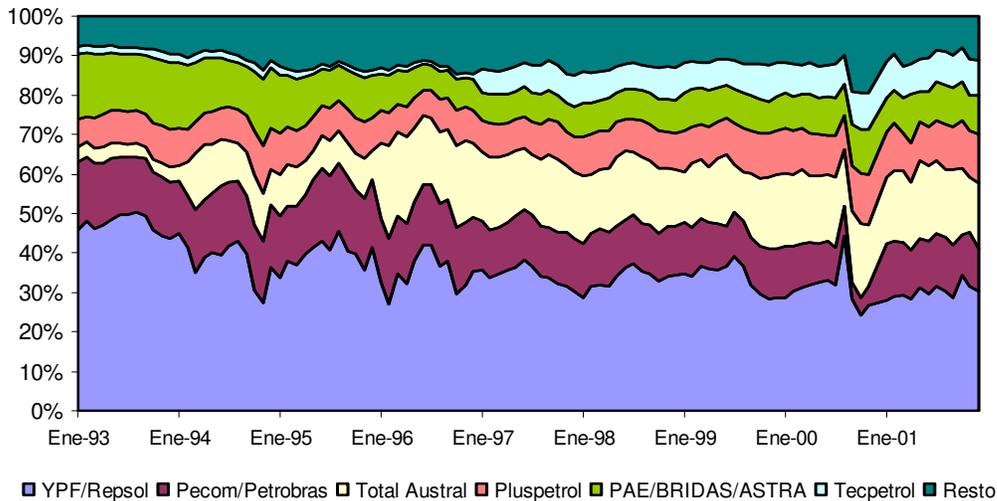


Figura 4.12. Composición de la participación de las empresas en la producción de gas natural
Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía

Lo importante a destacar aquí es que en muy pocas empresas se concentra mucha producción. En 1993 YPF producía prácticamente la mitad del total de gas natural del país. Entre otras cinco empresas se producía otro 47% del total. El alto grado de concentración de la producción continuó a lo largo de los años y a modo de ejemplo en el año 2001, si bien YPF bajó su participación, la concentración continuaba y en seis empresas se agrupaba casi el 90% de la producción.

Esto puede representar una amenaza a los usuarios. Si los productores de la mayor parte del gas son unos pocos éstos tienen alto poder de negociación, y puede resultar que el

precio del gas en boca de pozo diste de ser el surgente del libre juego de la oferta y la demanda en condiciones de competencia perfecta. Esta situación también podría afectar a los usuarios cautivos de las distribuidoras. De acuerdo a Gadano (1998), la gran estacionalidad de la demanda puede hacer que los grandes productores se valgan de su capacidad de poder garantizar un abastecimiento fluido en los días de pico invernal para evitar la competencia en períodos de menor demanda: para los distribuidores puede resultar muy riesgoso aceptar ofertas de gas más barato en el verano si esa operación es resistida por los grandes productores, lo cual como consecuencia puede comprometer su abastecimiento en invierno.

4.4 CONCLUSIONES

A lo largo de este capítulo fue estudiada la estructura de la oferta del gas natural, dividiéndola en dos segmentos: transporte y distribución por un lado, y exploración y producción por el otro.

Los transportistas expandieron la capacidad de los gasoductos en prácticamente 50MMm³/día, lo que equivale a un aumento del 66% respecto de la capacidad a principios de la reforma, acompañando razonablemente al crecimiento de la demanda. Por otra parte, la longitud de los gasoductos se extendió a un ritmo promedio de 300 km/año.

Si bien el período histórico de mayor expansión porcentual ocurrió entre los años 1975 y 1985, cuando se ejecutaron obras de inmensa magnitud como la construcción de los sistemas Centro Oeste y NeubaII, y la extensión más hacia el sur del gasoducto General San Martín, durante la era privada el promedio de extensión de las redes en km/año es mayor al de la era estatal en un 13%.

Estas expansiones de capacidad y longitudes de gasoductos fueron cuestionadas por algunos autores como principalmente destinadas a abastecer una creciente exportación [Kozulj, 2000; Pistonesi, 2001; UNIREN, 2004]. Si bien es cierto que el ritmo anual promedio de ampliación de capacidad es mayor en el caso de los ductos de exportación, no debe dejarse de resaltar que entre los años 1993 y 2001 se dieron expansiones dentro del mercado local, llegando la capacidad de transporte a totalizar 109,6 MMm³/día, lo que equivale a una expansión del 52,8% respecto de la capacidad local en el año 1993.

Las redes de distribución por su parte crecieron en km/año a un ritmo mucho mayor que durante la gestión estatal (4590 km/año versus 1760 km/año). El período 1992-1997 presenta la mayor expansión de redes de toda la historia, superando incluso a la consecuente y necesaria expansión dada luego de la construcción de los gasoductos Centro Oeste y Neuba II, y de la extensión del gasoducto General San Martín.

Las licenciatarias tanto de transporte como de distribución, cumplieron e incluso excedieron el monto de las inversiones obligatorias establecidas en los contratos de adjudicación. En nueve años las transportistas realizaron inversiones por un valor superior a los 2000 MM\$, principalmente para potenciar la capacidad de transporte disponible según ENARGAS (2001). Por su parte, las distribuidoras invirtieron 1920 MM\$, versus los obligatorios 284 MM\$. Las inversiones que excedieron las obligatorias no tuvieron el destino de éstas de mantenimiento de las redes o seguridad, razón por la cual beneficiaron al usuario pues se destinaron a expansión de capacidad y mejoramiento de la calidad del servicio.

La producción de gas natural por su parte mostró crecimientos anuales promedio del 13.5%, llegando en 2001 a superar el doble de la producción de 1993. Este ritmo de crecimiento es mayor que el correspondiente a la demanda interna para todos los años del período. Por esta razón, los usuarios pudieron abastecerse sin inconvenientes.

El caso de la evolución de las reservas plantea una cuestión abierta a futuro, dado que entre 1993 y 2001, las mismas crecen pero lo hacen a ritmos menores que la producción, razón por la cual hay una caída en el horizonte temporal de consumo que pueden abastecer. Mientras que en 1993 las reservas alcanzaban para 19.4 años, en 2001 sólo eran capaces de abastecer 16.6 años de consumo. Esto principalmente es una consecuencia de la reducción de exploración de pozos sumada a una producción creciente año tras año. Debiera tenerse en cuenta que de continuar esta situación en el futuro, el decrecimiento en el nivel de reservas presenta una amenaza para el aseguramiento de la provisión.

La última cuestión que se estudió en este capítulo es la concentración de la producción. Luego de la reforma, la alta concentración de producción en manos de YPF (48%) se redujo, pero la empresa continúa participando del mercado con un alto volumen de gas (30%). Por otra parte, otro gran volumen de gas natural está concentrado en otras pocas empresas, razón por la cual es posible que se cree un oligopolio en el upstream, dado que los productores de la mayor parte del gas al ser unos pocos tienen alto poder de negociación. Esto podría acarrear una amenaza a los usuarios cautivos de las distribuidoras. Por ejemplo, los productores podrían elevar a las distribuidoras el precio estival a cambio de un aseguramiento de la provisión firme invernal.

Capítulo 5 - LA EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS

5.1 INTRODUCCIÓN

Previo a la privatización de GdE, las tarifas que pagaban los usuarios no eran fijadas siguiendo criterios económicos sino que en general se las utilizaba como métodos antiinflacionarios o de mejora de distribución del ingreso. Esto provocaba, por un lado, el subsidio a los consumidores, ya que el monto que abonaban no era representativo de los costos del servicio que estaban tomando. Y por el otro, una escasez de recursos para GdE, dado que lo recaudado vía tarifas no le permitía a la empresa cubrir sus costos económicos.

Los usuarios recibían entonces señales económicas incorrectas, lo cual llevaba a una desoptimización del uso del servicio de gas natural. Casarin et al. (2004) agregan que estas políticas tarifarias, como generaban importantes déficits operativos, no permitían a GdE solventar suficientes inversiones en mantenimiento, lo cual generaba respuestas insatisfactorias a la demanda, además de un servicio de poca calidad.

Los quebrantos más fuertes que afectaban a GdE, provocados por la política de precios establecida por el gobierno eran consecuencia, principalmente, de la diferencia entre lo recaudado vía tarifas y el costo del gas en boca de pozo. A la existencia de tarifas bajas fijadas políticamente se sumaba el hecho de que, especialmente a partir de los años '80, el precio del gas en boca de pozo comenzó a incrementarse dadas las crisis petroleras internacionales y el aumento en la participación de contratistas en el sector upstream. Éstos ejercían presión para que no existiese subsidio por parte de YPF hacia GdE, y que el precio del gas en boca de pozo fuera representativo, permitiendo realmente recuperar los costos de exploración y explotación.

De acuerdo al Ministerio de Economía (2006), en 1988 los costos de provisión del servicio no eran cubiertos por las tarifas en un 35%. Esto permite cuantificar el nivel de los subsidios otorgados a los consumidores por parte del Estado, y en consecuencia, el de los déficits económicos que afectaban a GdE.

Los planteos de la estructura tarifaria luego de la reforma proponían mejorar la situación que regía durante la gestión de GdE, esto es, según Kozulj (2000):

- a) Que los niveles tarifarios no reflejaban los costos
- b) Que las tarifas eran de naturaleza política
- c) Que contenían muchos y elevados impuestos
- d) Que se diferenciaban por tipo de usuario más que por tipo de servicio
- e) Que existían subsidios cruzados entre los diversos tipos de usuarios
- f) Que existía una total indefinición del mercado mayorista del gas

A partir de la reforma, la tarifa a usuario final está conformada por la suma de tres segmentos: gas en boca de pozo (BDP), transporte y distribución.

Los grandes usuarios tienen la opción de establecer libremente la compra del gas en BDP, y en consecuencia negociar su precio. En el caso de aquellos usuarios cautivos de las distribuidoras, el precio es trasladado a los mismos previa autorización del ENARGAS y con efecto neutro para las licenciatarias (mecanismo denominado *pass-through*).

Por su parte, las tarifas correspondientes al transporte y la distribución son reguladas y están fijadas en valores máximos por el ENARGAS, a través del mecanismo denominado *price cap*. Estas tarifas deben ser tales que las licenciatarias deben asegurar el mínimo costo para los consumidores compatible con la seguridad del abastecimiento. Por otra parte, deben proveerles ingresos suficientes como para cubrir sus costos, recuperar el capital invertido y lograr una rentabilidad razonable para el tipo de industria del que se trata.

El capítulo comienza con un análisis conceptual del método tarifario empleado por el marco regulatorio para las actividades de transporte y distribución, en la sección 5.2. Luego continúa con un análisis de la estructura tarifaria resultante de la reforma y de la evolución del precio abonado por los usuarios, en la sección 5.3. Finaliza con las conclusiones en la sección 5.4.

5.2 EL SISTEMA PRICE CAP

El sistema *price cap* consiste en fijar precios máximos por tipo de servicio a partir de la definición de una tarifa promedio para un período de gestión determinado, y sus fórmulas de ajuste dentro del mismo. El reajuste es mediante un índice de precios, menos un parámetro X, relacionado con la estimación previa de la eficiencia de las empresas más uno K, destinado a estimular inversiones.

X es un factor establecido previamente, con fines de estimular la eficiencia de las empresas, en tanto impulsa a las mismas a realizar esfuerzos para aumentar su productividad y transferir a los usuarios tales incrementos, vía una reducción tarifaria [FIEL, 1998; Aspiazu & Schorr, 2001]. El factor K, por su parte, está destinado a estimular las inversiones por parte de las firmas, en tanto aquellas son compensadas por el incremento tarifario que resulta de su aplicación [Aspiazu & Schorr, 2001].

Algunos de los beneficios que acarrea la implementación de un sistema de tipo *price cap* se enuncian a continuación.

En primer lugar, minimiza o da menos conflictividad a los problemas de “asimetría de información” entre el ente regulador y las empresas reguladas sobre los costos de las mismas [Felder & López, 1997; Lahera, 1998; Aspiazu & Schorr, 2001; Jamison, 2005], con respecto al sistema cost-plus, en el cual el agente regulador debe monitorear muy en detalle los costos de las licenciatarias para poder asegurarles una dada tasa de retorno.

Estos problemas de asimetría de información tienen que ver con que generalmente las compañías adjudicatarias saben más y mejor que los agentes regulatorios acerca de cuánto esfuerzo y cuánto dinero cuesta alcanzar los objetivos de mejorar el servicio (habilitar el acceso a todos los usuarios, conseguir costos bajos, expandir redes, etc.). Las autoridades regulatorias tienen acceso restringido a dicha información, porque no pueden observar directamente y en detalle los costos del actuar de las licenciatarias, como así tampoco si el esfuerzo que las mismas realizan por alcanzar la eficiencia es el máximo posible.

Como segundo punto, dentro del aspecto de involucramiento del Ente con las compañías reguladas, con el criterio price cap la autoridad regulatoria limita su discrecionalidad, ya que tiene el deber de vigilar que la empresa cumpla, pero no debe intervenir en las decisiones específicas acerca de los precios [Felder & López, 1997].

En tercer lugar, al fijar un nivel de precios máximos, el price cap induce a las empresas a mejorar su eficiencia para reducir sus costos totales [Felder & López, 1997; Jamison, 2005] y, de esa manera, incrementar sus respectivos márgenes de rentabilidad. Esto beneficia económicamente tanto a la empresa como al usuario, quien aunque idealmente debería instantáneamente pagar menos porque la eficiencia aumenta, al menos recibe un mejor nivel de servicio durante los períodos en los cuales la tarifa no ha de ser ajustada aún. En el caso del sistema cost plus, en cambio, al estar los precios fijados de tal forma de asegurar una rentabilidad fija, las empresas carecen de incentivos para ser eficientes en su gerenciamiento e incorporar tecnologías de punta. Y además, de operar ineficientemente, son los usuarios quienes se ven afectados en lugar de las empresas, las cuales tienen un retorno asegurado.

5.3 LOS COSTOS RESULTANTES

5.3.1 Esquema tarifario empleado

El nuevo diseño tarifario buscaba la prestación económica de los servicios de transporte y distribución a través de la aplicación de precios que cubrieran una rentabilidad razonable, debiendo a su vez guardar relación con el grado de eficiencia y la calidad de la prestación del servicio [Aspiazu & Schorr, 2001].

A diferencia de lo que ocurría durante la gestión estatal, las nuevas tarifas eran diseñadas en términos económicos, estaban gravadas con menos impuestos, se diferenciaban por tipo de servicio, no contenían subsidios cruzados y permitían el desarrollo de un mercado mayorista.

Según ciertos autores, la manera en la que comenzaron a ser reguladas las tarifas abonadas por los distintos tipos de usuarios, así como los mecanismos de indexación de las mismas, es uno de los rasgos distintivos del nuevo marco normativo. Para el transporte y distribución, el sistema adoptado fue de tipo price-cap o tarifa máxima, con reajustes periódicos de la estructura tarifaria. En este sentido cabe señalar que, a partir de 1993, las tarifas (fijadas en dólares) se ajustaron en los meses de enero y julio, de acuerdo con la evolución del PPI (Índice de precios al productor de bienes industriales) de los Estados Unidos y por coeficientes de eficiencia X y de inversión K. Ambos coeficientes fueron iguales a 0 hasta la primera revisión quinquenal de las tarifas, que fue instrumentada en enero de 1998. El marco regulatorio estipula que el factor de eficiencia se aplica una sola vez a lo largo de cada período quinquenal, mientras que el factor de inversión lo hace en forma semestral, y es calculado sobre la base de los diversos planes de inversión [Aspiazu & Schorr, 2003].

La dolarización de tarifas y su ajuste en base al costo de vida de los Estados Unidos, cuestión por cierto siempre muy controvertida, reviste suma trascendencia dado que de acuerdo a ciertos autores opera como una suerte de seguro de cambio para las empresas ante una eventual devaluación de la moneda local [Aspiazu & Schorr, 2001]. Sin embargo, cuando en la Argentina se devaluó la moneda a principios de 2002, este seguro que mencionan los autores no operó como tal, dado que el gobierno congeló y pesificó las tarifas. Esto fue muy impactante para las licenciatarias dado que sus ingresos ya no eran en dólares, y las tarifas ya no más ajustadas.

Respecto de esta misma cuestión, Pistonesi (2001) comenta que no ajustar las tarifas en base a la evolución del costo de vida en la Argentina, puede contribuir a distorsionar el sistema de los precios internos relativos, en la medida en que la tasa de inflación interna difiera respecto de la de Estados Unidos. Aspiazu & Schorr (2001), refuerzan esta idea agregando que en los últimos años, la inflación estadounidense ha sido muy superior a la local²⁰.

Estos argumentos, si bien pueden tener cierta validez, no involucran todas las cuestiones. Debe tenerse en cuenta que el ajuste de las tarifas dolarizadas de acuerdo a

²⁰ Los autores citan que entre 1995 y 2000, los índices de precio minorista y mayorista en la Argentina prácticamente se mantuvieron en un mismo nivel, mientras que en los Estados Unidos se incrementaron cerca de un 16% y menos de un 10%, respectivamente.

la inflación americana, constituye una garantía para que las empresas extranjeras inviertan en el país.

Un suministro de gas natural de mayor calidad y más desarrollado no era alcanzable estando el servicio en manos del Estado, quien era ineficiente a la hora de gestionarlo y administrarlo, y utilizaba a GdE con fines políticos. El suministro escaso y de baja calidad, vigente durante las épocas de GdE, no podía ser mejorado por un Estado ineficiente a la hora de la gestión e inmerso en una fuerte crisis económico-institucional. Por ello, se pretendió perfeccionarlo y desarrollarlo mediante la privatización.

Para ello, debía alentarse el ingreso de capitales extranjeros. Pero si no existía un seguro que justificara el riesgo de invertir en la Argentina, sobre todo en épocas siguientes a períodos muy inestables política y económicamente (como lo era el momento en que se llevó a cabo la privatización), sería improbable que efectivamente las inversiones se llevaran a cabo, y, en consecuencia, un mercado más desarrollado y un mejor nivel de servicio existieran. Por ello, el contexto que se diseñó para incentivar la eficiencia y la inversión, asegurando a las empresas extranjeras un flujo de caja estable, se basó en tres pilares. Primeramente, se planteó un marco macroeconómico sólido de la mano de la convertibilidad. Segundo, se fijaron tarifas en dólares. Tercero, las mismas se ajustaron de acuerdo a la evolución de los precios de los Estados Unidos, de manera tal que los fondos invertidos no pierdan valor, comparados con una inversión similar en ese país.

Las tarifas de transporte y distribución están fijadas y revisadas por el ENARGAS. El precio de gas en boca de pozo, en el primer año de entrada en vigencia de la nueva ley, estuvo fijado por el Ministerio de Economía. Luego en cambio, a partir de 1994, el mismo comenzó a surgir del resultado del libre juego entre oferta y demanda.

Hasta el abandono de la convertibilidad, las modificaciones del precio del gas en boca de pozo fueron trasladadas por las distribuidoras a los usuarios finales a inicios de los períodos invernal y estival. Este mecanismo de traslado del precio automáticamente (previa autorización por parte del ENARGAS) a los usuarios finales es denominado *pass-through*.

Respecto del mencionado *pass-through*, el Artículo 38 de la ley aclara que los costos no podrán ser automáticamente trasladados a los usuarios si el Ente detecta que el precio es superior al negociado por otras licenciatarias que se hallen en situaciones equivalentes. Esto evita un abuso de posición dominante de las empresas con los usuarios.

Si bien existe este control por parte del Ente, la ley no tiene claros incentivos para que las distribuidoras negocien precios menores de compra, lo cual no favorece la competencia. Esto es, no hay indicios ni imposiciones que tiendan a que las licenciatarias se preocupen por negociar costos menores del gas en boca de pozo, dado

que éstos son trasladados totalmente al usuario en forma casi automática. La rentabilidad para ellas está solamente vinculada a la eficiencia ganada en los segmentos de transporte y distribución.

Aunque esto es adecuado, ya que es en esa área donde las empresas poseen capacidad de gestión directa, el esquema de negociación queda configurado en forma muy distinta al “mercado ideal”: por el lado de la oferta, como ya fue estudiado en el capítulo anterior, la producción está concentrada en unas pocas empresas, y por el lado de la demanda las distribuidoras, quienes “representan” a la mayor parte de los consumidores, también son pocas y no tienen incentivos para pagar menos. Adicionando a estos inconvenientes el riesgo de colusión, es de esperar entonces que el precio que surja diste del óptimo que se obtendría en competencia perfecta. Esto podría resultar perjudicial para los usuarios cautivos, quienes no pueden negociar su precio de gas en boca de pozo y asimismo no pueden asegurarse que las distribuidoras lo hagan eficientemente.

Avalando este pensamiento, Kozulj (2000) afirma que las mayores variaciones en las tarifas finales provienen de los precios del gas en boca de pozo, mientras que los ajustes semestrales, al igual que la revisión quinquenal de tarifas, han sido relativamente de bajo impacto. Otros autores agregan el efecto impositivo al concepto de alta influencia del precio del gas en boca de pozo en las variaciones [FIEL, 1998; Casarin et al., 2004], mientras que la regulación, en cambio, acotaba los precios regulados [FIEL, 1998].

Como ya fue mencionado en la introducción de este capítulo, el esquema tarifario planteado toma el concepto de que el precio final al usuario resulta de la suma de los costos de los tres segmentos: precio del gas en boca de pozo, tarifa de transporte y de distribución, tal cual lo indica el Artículo 37 del Marco Regulatorio. De este modo, los precios que aplican las distribuidoras a los usuarios conforman los costos finales para los mismos.

La tarifa final está conformada en promedio, en el caso de los usuarios residenciales, por un 31% de gas boca de pozo, un 14.6% de tarifa de transporte y el restante 54.4% por la tarifa de distribución. En el caso de los grandes usuarios, esta tarifa se compone en promedio por un 55% de gas boca de pozo, un 27% de transporte y sólo un 18% de distribución.²¹

Es por ello que tiene sentido que los grandes usuarios no sean cautivos de las distribuidoras y puedan negociar su precio de gas en boca de pozo libremente, dado que el mismo influye en más de la mitad de sus costos finales. En el caso de los usuarios cautivos de las distribuidoras, los mismos no tienen capacidad de negociación. Por esta razón es necesario por un lado un control del precio del gas en boca de pozo trasladado

²¹ Los porcentajes corresponden a la participación promedio de cada segmento según los datos entre 1993 y 2001.

por mecanismo pass-through, y por el otro, una muy buena regulación de la tarifa de transporte y distribución, para evitar el abuso de posiciones dominantes.

El transporte de gas natural puede realizarse en condiciones de servicio firme o interrumpible. De acuerdo con el Decreto 2255/92, el servicio firme en principio está disponible para las distribuidoras, y sólo para otros usuarios luego de que el Ente acredite que las transportistas tienen capacidad remanente. Los cargadores deberán contratar durante un plazo no menor a un año un mínimo de 10.000 m³/día. El pago que se efectúa es por cada m³ que se transporta más un monto destinado a la reserva de la capacidad. Los usuarios que requieren un servicio interrumpible pueden ser distribuidoras o no, deben contratar un mínimo de 3 millones de m³ por año, y por ello abonan un cargo por m³ transportado, según las tarifas dispuestas por el ENARGAS.

La diferencia entre ambos servicios es obvia: mientras que el transporte firme no está sujeto a reducciones ni interrupciones (por eso abona el cargo por reserva de capacidad) excepto en casos de fuerza mayor o emergencia, el interrumpible puede ser reducido o interrumpido a sola opción del transportista, cuando este servicio impidiera a otro usuario el uso de capacidad contratada bajo la modalidad de firme [Casarin et al., 2004].

En cuanto al servicio de distribución, los usuarios comerciales y residenciales lo poseen en modalidad firme. Los clientes industriales y centrales eléctricas (grandes usuarios) tienen la opción de elegir entre la modalidad de firme o interrumpible. En el primer caso dependen, primero, de que las distribuidoras tengan asegurado el firme necesario para abastecer su sector ininterrumpible.

5.3.2 La evolución de los costos

5.3.2.1 Usuarios residenciales

Como primera impresión acerca de los resultados de la evolución de las tarifas luego de la reforma, FIEL (1998) afirma que la evidencia surgida de un análisis histórico de las tarifas de gas natural muestra que luego de la privatización surgieron valores que se comparan favorablemente con los promedios de los años anteriores. El precio residencial en 1998, en términos reales, es más bajo que los promedios del período 1980-1998, a pesar de que no son los valores mínimos de toda la muestra.

En realidad, los años previos a la reforma contaron con ciertas políticas que, según FIEL (1998), dieron lugar a precios políticos extremos e insostenibles (en el sentido de precios bajos no representativos de los verdaderos costos). Como ejemplo los autores citan que durante los años de hiperinflación 1989 y 1990 las tarifas residenciales no se ajustaron para moderar la tasa de inflación registrada. Es por esto que los análisis realizados comparando los precios con los períodos inmediatamente anteriores a la

reforma, otorgan resultados que son más desfavorables que cuando el estudio se realiza teniendo en cuenta unos cuantos años previos en la comparación.

El anterior es un ejemplo de la presencia de subsidios a los consumidores por parte del Estado y de subsidios cruzados entre las distintas categorías de usuarios durante la gestión de GdE. Al mismo tiempo que no se ajustó la tarifa residencial en los años de la hiperinflación, sí se aumentó el precio del gas natural a la industria, para amortiguar el impacto sobre los consumidores residenciales. Esto concuerda con la afirmación de Casarin et al. (2004), quienes mencionan que las tarifas de GdE reflejaban la presencia de subsidios cruzados entre diferentes categorías de usuarios, generalmente en detrimento de los usuarios industriales²².

Si se analiza la evolución del precio residencial en Capital Federal entre los años 1980 y 2001, se encuentra que el promedio de precios 1980-1988 es un 30% mayor que el del período 1993-2001²³, y que el promedio de éste último lapso es menor en un 9% al global de toda la serie. Si bien desde la reforma en 1993 el precio residencial se incrementó en un 7%, contando desde 1980 tuvo una disminución del 35% (Figura 5.1).

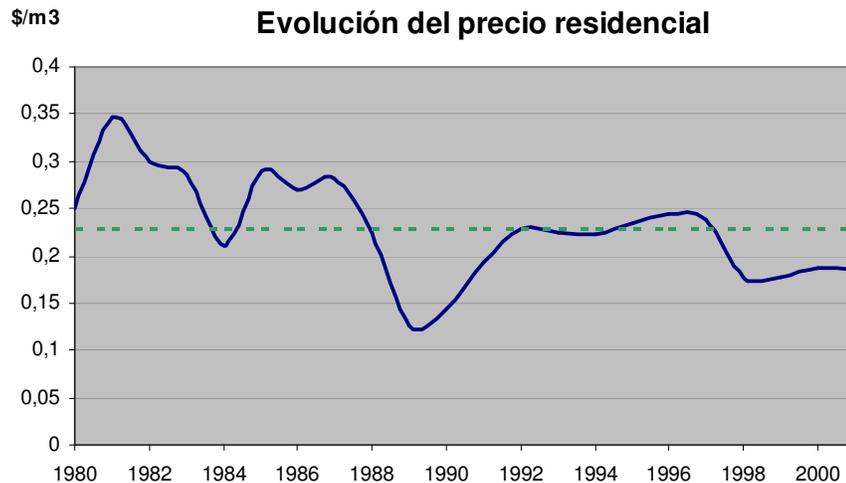


Figura 5.1. Evolución del precio final residencial, en \$1997/m³. Período 1980-2001. En líneas verdes punteadas se observa el promedio de toda la serie.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de FIEL (1998) y Casarin, Delfino y Nicollier (2004)

²² Otro ejemplo de subsidio es el congelamiento de la tarifa residencial desde la crisis de 2002, razón por la cual la misma ha disminuido significativamente en términos reales. Según Casarin et al. (2004), el efecto conjunto del congelamiento de tarifas dispuesto por la Ley de Emergencia Económica y el incremento generalizado de los precios que la siguió resultaron en una reducción real del precio residencial del m³ de gas de más del 30% entre 2001 y 2004.

²³ Se excluye el período 1989-1992 por ser épocas de políticas tarifarias no representativas de los costos del servicio.

Para estudiar las tarifas de usuarios residenciales, se toma el caso de Buenos Aires que, como se explicó en el capítulo anterior concentra a más del 50% de los consumidores R&P. Por ello, a las tarifas se las asume representativas del global, dado todas las restantes distribuidoras agrupan a la otra mitad de usuarios R&P.

La Tabla 5.1 muestra los costos por cada uno de los segmentos y el global.

Año	Gas	Tpte	Distr	Precio final	Precio real
Dic-92	0,036	0,020	0,076	0,132	0,156
Jun-93	0,036	0,020	0,076	0,132	0,125
Jun-94	0,042	0,020	0,076	0,138	0,127
Jun-95	0,046	0,021	0,078	0,145	0,129
Jun-96	0,048	0,021	0,080	0,149	0,132
Jun-97	0,048	0,022	0,082	0,152	0,134
Jun-98	0,046	0,022	0,080	0,148	0,129
Jun-99	0,046	0,022	0,079	0,147	0,130
Jun-00	0,050	0,022	0,080	0,152	0,136
Jun-01	0,053	0,022	0,080	0,155	0,139
Dic-01	0,048	0,022	0,080	0,150	0,134

Tabla 5.1. Composición de la tarifa final residencial en GBA. En \$/m3. El precio real está expresado en \$ dic 1992.
Fuente: Elaboración propia con datos de Casarin, Delfino, Nicollier (2004).

Los costos de gas en boca de pozo aumentan en términos nominales constantemente, a excepción del precio en diciembre de 2001, que resulta menor al de junio del mismo año. En términos reales, a fines de 2001 el gas en BDP para residenciales era un 20% más caro que en diciembre de 1992, y un 26% más caro que luego de la liberación del mercado del upstream, en 1994. En el caso de las tarifas de transporte, éstas se acrecientan luego de la revisión quinquenal de 1997 (tener en cuenta que hasta ese entonces los factores de ajuste X y K eran nulos). En el global, como ya había sido enunciado anteriormente en la sección 5.3.1 y luego del análisis cuantitativo, el aumento tarifario de los usuarios residenciales está directamente relacionado con el aumento del precio del gas en boca de pozo.

Como ya se citó, durante la gestión privatizada los usuarios residenciales vieron aumentada su tarifa en el orden del 7% en términos reales. Cabe recordar que hasta fines de 1992 las tarifas eran fijadas políticamente y que entonces este 7% de aumento no debe tomarse a ciencia cierta como un número representativo, y mucho menos si es para indicar que el usuario se vio perjudicado por ese incremento.

Decir que las tarifas aumentaron no significa directamente que los usuarios fueron perjudicados, dado que en este caso, a cambio de ese 7% de aumento, la mejora de

calidad en el servicio fue muy significativa. Y decir que las tarifas aumentaron es relativo, dado que depende del criterio de comparación. De hecho, tomando en cuenta el promedio 1980-2001, las tarifas no aumentaron en términos reales sino que disminuyeron dado que, como se mencionó anteriormente, el promedio de costo de los años 1993 a 2001 es un 9% menor que el global de toda la serie 1980-2001.

5.3.2.2 Grandes usuarios

Las industrias y las centrales térmicas utilizan en su mayoría transportes interrumpibles, y por otra parte pueden, a partir de las habilitaciones del by-pass comercial, adquirir el gas en BDP eludiendo a las distribuidoras, como ya se explicó en la sección 3.2.2.1.

Como se observó en esa misma sección, la modalidad de contratación de by-pass fue ganando gran participación entre los usuarios. Por ello se analiza a continuación la evolución del costo del gas en BDP más las tarifas interrumpibles de transporte y distribución, pues el hecho de aumento de esta práctica puede significar que el precio obtenido bajo modalidades by-pass resultaba conveniente.

Los costos del gas en boca de pozo, son negociados entre productores/comercializadores y los clientes. Para el caso de las tarifas de transporte y distribución interrumpible, por gozar las licenciatarias de la opción de suspender el servicio en caso de capacidades excedidas, los precios son más bajos que en el caso residencial.

Pueden obtenerse datos de las tarifas de transporte y distribución fijadas por ENARGAS desde principios de la reforma. Sin embargo, datos del costo de gas en boca de pozo para grandes usuarios se publican desde el año 1997. No es posible obtener información de los precios pagados antes de ese año, razón por la cual se analizará la evolución de los costos en el período 1997-2001, para tener valores representativos del costo del gas en boca de pozo. Se analizan dos casos: el costo de transportar gas en BDP desde cuenca Neuquén hasta GBA y desde cuenca Austral hasta GBA, dado que la mayoría de las industrias se hallan en GBA y para abastecerse deben contratar el gas desde esas dos cuencas.

Entre los años 1997 y 2001, el costo en términos reales de contratar gas en boca de pozo en Neuquén y transportarlo mediante TI (transporte interrumpible) y distribuirlo mediante ID (distribución interrumpible) hasta GBA aumentó un 10.37%. Por su parte, el costo de realizar el mismo procedimiento desde cuenca Austral hasta GBA aumentó un 3.32%. La Figura 5.2 muestra la evolución de dichos costos.

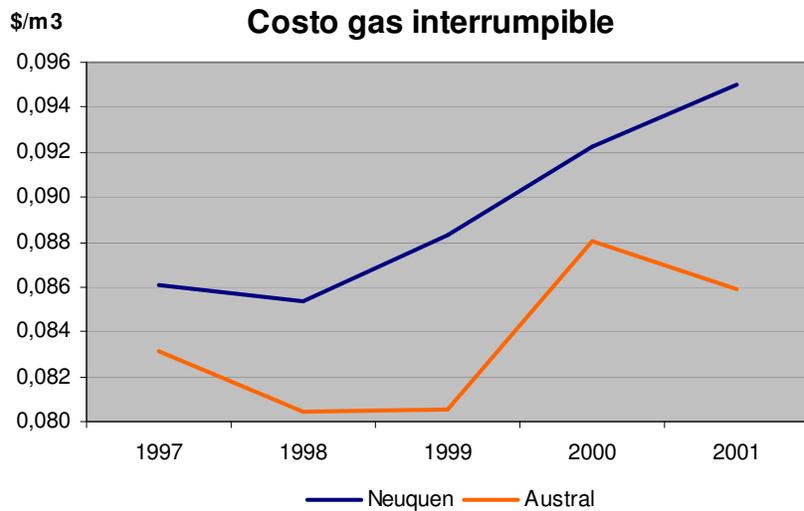


Figura 5.2. Evolución del costo del gas interrumpible desde cuenca Neuquén y Cuenca Austral. En \$ jun 1997

Fuente: Elaboración propia con datos de ENARGAS, TGS y Casarin, Delfino, Nicollier (2004)

Dado que el costo resultante aumenta, en este punto es interesante realizar una comparación entre los precios del gas natural y de los combustibles alternativos, tomando como referencia el fuel oil, para entender si más allá del aumento del costo, el gas natural era conveniente económicamente respecto de los combustibles alternativos. De hecho, fue mencionado en la sección 3.2.4 que por ejemplo las centrales eléctricas optaban por utilizar este combustible, no sólo por su mejor eficiencia al combustionarlo sino además por los bajos costos que representaba el gas natural en comparación.

La elección del fuel oil para realizar el análisis tiene que ver con que es el combustible más utilizado y difundido en la industria y la generación eléctrica como alternativa al gas natural, y por el otro es más barato que el gasoil, razón por la cual si el fuel oil muestra costos superiores, el gasoil lo hará de manera al menos similar o superior.

En la Figura 5.3 puede apreciarse cómo, a lo largo de todo el período, resultaba más barato para los usuarios contratar gas natural interrumpible en lugar de combustibles alternativos. Se toma en la comparación el costo del gas interrumpible desde la cuenca Neuquina. Esto es así para tomar el caso más desfavorable, dado que el costo es el más alto de los dos que se estudian.

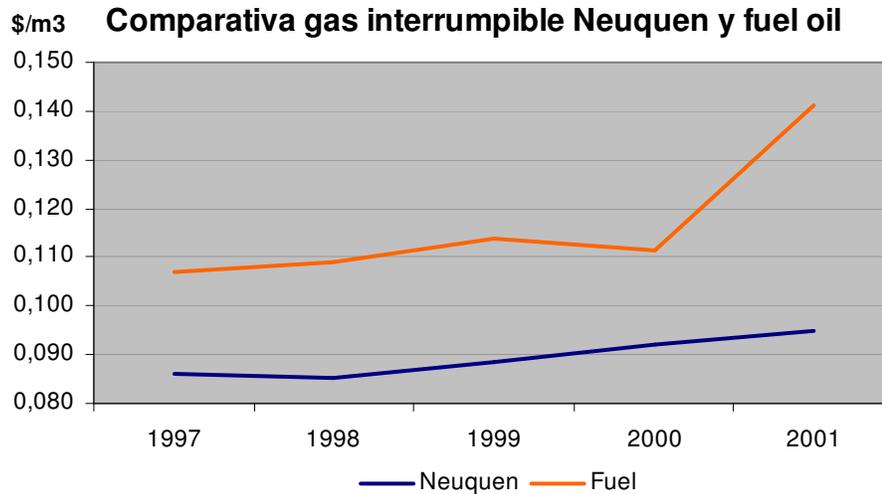


Figura 5.3. Comparativa entre el costo del gas interrumpible desde Neuquén y el precio del fuel oil. En m³ equivalentes de gas natural. En \$ junio 1997.

Fuente: Elaboración propia con datos de ENARGAS y Casarin, Delfino, Nicollier (2004)

El sobrecosto de utilizar fuel oil nunca es menor al 22% en todos los años analizados. El precio del fuel oil, dependiente del precio del crudo, es variable y depende más del contexto internacional. En el mercado de gas natural en cambio, al ser regulados los segmentos de transporte y distribución, la evolución de los costos es más predecible y menos variable, dado que los ajustes se realizan de forma semestral.

Por lo expuesto anteriormente, más allá de un aumento progresivo en la tarifa, el uso de gas natural fue para las industrias y centrales térmicas económicamente conveniente frente a combustibles alternativos.

5.4 CONCLUSIONES

Previo a la privatización de GdE, las tarifas no reflejaban los costos verdaderos de provisión del servicio sino que eran fijadas políticamente con fines antiinflacionarios o de mejora de distribución del ingreso. Dado que la estatal GdE no podía a través de las tarifas recuperar los costos de provisión del servicio, se generaron importantes déficits en la empresa que por un lado no la hacían rentable y por el otro no le permitían cubrir necesarias inversiones para mantenimiento y mejora de la calidad del servicio.

Los planteos de la estructura tarifaria luego de la reforma proponían cambiar la situación que regía durante la gestión de GdE. La mejora implementada dividió a los costos en tres segmentos: gas boca de pozo, transporte y distribución. El costo del gas en boca de pozo es, a partir de la liberación de su precio en 1994, el resultante del libre

juego entre la oferta y la demanda, mientras que los costos correspondientes a los segmentos de transporte y distribución son establecidos por el ente regulador.

Más de la mitad de la tarifa residencial está conformada por la retribución del segmento de distribución. Los usuarios pequeños no tienen capacidad de negociación de la componente más influyente en su costo total, razón por la cual es necesaria una muy buena regulación de la tarifa de distribución, que tienda a evitar el abuso de posiciones dominantes.

Por su parte, en el caso de los grandes usuarios es el gas en boca de pozo el que impacta en más de la mitad del costo total. La regulación habilita la opción de by-pass, de tal forma de encomendar a aquellos las actividades de negociación de contratos y precios. Esto genera una mayor competencia en el upstream, dado que los propios interesados negocian en el mercado: grandes clientes y productores/comercializadores. Al negociar su precio de gas en boca de pozo libremente, los grandes usuarios obtienen su mayor beneficio.

Los usuarios cautivos de las distribuidoras pagan totalmente el precio del gas en boca de pozo contratado por la licenciataria, dado que la misma traslada estos costos a la tarifa (mecanismo pass-through), previa autorización del ENARGAS. A pesar de estos controles, no se establecen en el Marco Regulatorio claros incentivos para que las distribuidoras negocien precios menores de compra. Esto, a diferencia de las habilitaciones de by-pass comentadas en el párrafo anterior, no asegura el máximo beneficio al usuario: al trasladarse el precio del gas en boca de pozo en su totalidad, las licenciatarias no tienen la necesidad de realizar todos los esfuerzos para lograr el mínimo costo. En consecuencia, los usuarios cautivos, quienes como ya se comentó no tienen capacidad de negociación, quedan sujetos a su accionar y no tienen modo de asegurar que están pagando el menor costo posible.

Las tarifas de transporte y distribución se encuentran reguladas por el sistema price-cap. Este sistema, aplicado al gas natural, fija tarifas máximas en dólares y las ajusta de acuerdo al índice de precios de los Estados Unidos y a factores que tienen que ver con las inversiones realizadas por las licenciatarias y con la eficiencia lograda. De este modo, al fijarse una tarifa máxima, las prestatarias tenderían a ser más eficientes para lograr una rentabilidad mayor, hecho que trae aparejado una mejora en la calidad del servicio que beneficia a los usuarios.

Algunos autores han cuestionado la dolarización de tarifas y su método de ajuste, alegando que se distorsiona el sistema de precios relativos, en la medida en que las tasas de inflación americana y local sean diferentes. Pero por otra parte, establecer tarifas en dólares ajustables de acuerdo al costo del capital americano, constituye una especie de seguro para que las empresas inviertan en el país, logrando a cambio niveles más altos

de calidad con sus inversiones. Dichos niveles de calidad estaban muy deteriorados a principios de la reforma, debido a una ineficiente gestión por parte de GdE, y sólo podían ser mejorados asegurando la inversión privada.

Respecto de la evolución de las tarifas residenciales, debe tenerse en cuenta que en los años previos a la reforma hubo ciertas políticas fijadoras de precios que de ningún modo eran representativas de los verdaderos costos. Por ello, influye mucho en la conclusión final el período de tiempo que se toma para el análisis, dado que si se estudia la evolución de precios respecto de 1992, cuando la tarifa se hallaba en un valle muy profundo, se concluirá que desde la reforma el precio residencial aumentó en un 7%. Si en cambio se estudian las tarifas desde unos cuantos años antes, se observa que la misma disminuyó notoriamente (un 35% si se toman los costos entre 1980 y 2001). Aún en el caso de basar el análisis partiendo de los datos a inicios de la reforma, el hecho de que las tarifas hayan aumentado no significa directamente que los usuarios fueron perjudicados, dado que a cambio de un 7% de aumento, la mejora de calidad en el servicio fue muy significativa.

Los usuarios industriales, como ya se estudió en el capítulo 3, optaron mucho por el mecanismo by-pass para comprar el gas en boca de pozo. Los resultados del análisis del costo del gas interrumpible desde Neuquén y desde la cuenca Austral muestran que resultaba mucho más económico para los grandes usuarios y centrales térmicas la utilización de gas natural en lugar de combustibles alternativos, aún cuando el costo del gas interrumpible crece, dado que el ahorro obtenido respecto de la utilización de fuel oil es siempre mayor al 22%.

Capítulo 6 - INDICADORES DE CALIDAD

6.1 INTRODUCCIÓN

A partir del año 1999 el ENARGAS estableció y definió una serie de indicadores con el propósito de poder evaluar la calidad de servicio otorgada por las prestatarias.

Este capítulo tiene por fin estudiar si las licenciatarias de transporte y distribución cumplieron con los requerimientos del Ente respecto de las normas de calidad. Para ello, en la sección 6.2 se describen los indicadores definidos por el ENARGAS y se analiza la evolución de aquellos que se considera tienen relación con la calidad de servicio. Luego, en la sección 6.3, se concluye acerca del desempeño global.

6.2 LAS MEDICIONES DE CALIDAD DE SERVICIO DISPUESTAS POR EL ENARGAS

No fue hasta 1999 que el ENARGAS estableció criterios para la medición de la calidad de servicio que prestaban las licenciatarias. Esto permitió mejorar la evaluación integral del desempeño de dichas empresas prestatarias. Por medio de las Resoluciones 1192/99 y 1482/00, el ENARGAS estableció en forma definitiva el Sistema de Control mediante "Indicadores de Calidad del Servicio".

Las licenciatarias deben cumplir con los valores de referencia previstos para cada indicador. Caso contrario, se establecen sanciones en ciertos casos.

6.2.1 Los indicadores: objetivos y descripción

Existe una necesidad de verificar los mantenimientos, adecuaciones tecnológicas de los niveles de seguridad, confiabilidad del sistema y desempeño de la gestión comercial. Por esta razón, mediante el uso de indicadores de calidad, el ENARGAS observa la calidad de servicio en su conjunto. De este modo, se intenta reflejar el nivel de las prestaciones a los clientes, a través de ciertos índices.

La evaluación del desempeño es anual y llevada a cabo por el Ente. Cada índice se evalúa independientemente, y un mejor desempeño en un aspecto no compensa uno deficiente en otro. El incumplimiento de alguno de ellos genera sanciones automáticas en algunos casos.

Los indicadores abarcan aspectos técnicos y comerciales, acorde con niveles internacionales tomados como referencia, que reflejan la calidad de la prestación brindada al usuario.

6.2.1.1 Indicadores de servicio comercial

Los índices de calidad de servicio comercial evalúan la gestión de las empresas en todas aquellas actividades en las que interaccionan con sus clientes y con terceras personas: demoras, relación comercial, servicios, atención, prestaciones y la eficiencia con que son resueltos reclamos y consultas. Tienen como objetivo uniformar los procedimientos utilizados para atender a los clientes y obtener una opinión fundada respecto de las gestiones de las licenciatarias.

A continuación se enumeran y describen los indicadores de servicio comercial:

- a) Gestión de Facturación: es la cantidad de reclamos procedentes por facturación cada 1000 usuarios. Puede referirse tanto a facturas no recibidas como a volúmenes o tarifas aplicadas erróneos.
- b) Inconvenientes en el Suministro de Gas Domiciliario: este indicador tiene que ver con problemas de escaso o ausencia de suministro y olores. Se define como la cantidad de reclamos cada 1000 usuarios relacionados con estos temas.
- c) Gestión de prestaciones: este indicador incluye cuestiones de mala atención a reclamos, inadecuada respuesta ante habilitaciones del servicio, etc.
- d) Reclamos ante las licenciatarias: es un agrupamiento de los tres indicadores anteriores, dado que contabiliza cualquier tipo de reclamo cada 1000 usuarios.
- e) Satisfacción del usuario: Es, en cierta forma, la inversa del anterior.
- f) Demora en la atención telefónica de reclamos.
- g) Demora en acusar recibo de los reclamos vía postal.

Para mejorar los niveles de eficiencia alcanzados, las bases de referencia para establecer el grado de cumplimiento de los primeros cinco indicadores se fundan en porcentajes de tolerancia cada vez menores respecto de la banda establecida para el primer período. Por ejemplo, la banda de tolerancia para el segundo año es un 80% de la primera.

6.2.1.2 Indicadores de servicio técnico

Los indicadores de calidad del servicio técnico se dividen en tres grupos:

- a) Transparencia del mercado: tiene que ver con la difusión de la información referida a ocurrencia de cortes de suministro.

- b) Protección ambiental: incluye temas como ruidos, olores, contaminación (emisiones), etc.
- c) Operación segura y mantenimiento adecuado de los sistemas: aquí se incluyen indicadores de fugas de gas, protección catódica, tiempo de respuesta ante emergencias, estado de los gasoductos, confiabilidad y disponibilidad de los sistemas de compresión, interrupción del suministro, etc.

Los indicadores de transparencia de mercado se agrupan en dos: eficiencia de la restricción del suministro interrumpible y ocurrencia de las mismas.

El primero de ellos tiene que ver con evaluar la respuesta obtenida por parte de los clientes a los requerimientos de restricción determinados por la Distribuidora, de manera tal de asegurar la integridad de los sistemas y propender a un eficiente aprovechamiento de los recursos. De este modo, se conoce la eficiencia general lograda por la Distribuidora para preservar el sistema en su conjunto y además pueden detectarse y en consecuencia corregirse, los desvíos en exceso que particularmente ocasionan determinados clientes.

Este indicador compara el corte realmente experimentado por el sistema, versus el requerido por la licenciataria. Las mismas deben alcanzar una eficiencia al corte superior al 90% en cada día operativo, y superior al 95% en cada año calendario.

El segundo de los índices de transparencia de mercado tiene por objetivo la publicación, durante el período invernal definido por el Marco Regulatorio (desde el 1 de mayo al 30 de septiembre), de los volúmenes restringidos con sus causas (corte por falta de gas, de transporte o de distribución), el número de clientes afectados por día y su comparación con el número total de clientes interrumpibles.

De acuerdo a la Resolución ENARGAS 1482/00, la inclusión de este indicador tiene dos consecuencias importantes.

La primera está relacionada con que la industria en general obtendrá información valiosa acerca de la procedencia de los cortes. Distinguir los volúmenes cortados por tipo de servicio y sus orígenes (restricciones por falta de gas, de transporte o de distribución) hará posible que los usuarios industriales tengan información acerca del servicio que les conviene contratar y de los riesgos que conlleva cada uno.

La segunda consecuencia tiene que ver con la eficientización del uso de las capacidades de transporte y distribución. Esto surge como resultado que al publicarse los datos el sistema es más transparente. Entonces los agentes tienen la posibilidad de detectar, por

un lado, posibles maniobras colusivas, y por el otro, la presencia de capacidades remanentes o utilizadas ineficientemente, de tal forma de poder actuar en consecuencia.

En este punto, es interesante destacar que por medio de este indicador el ENARGAS no mide que las restricciones sean menores o mayores a un valor dado (justamente las restricciones del servicio interrumpible pueden ejecutarse libremente por el tipo de contrato del que se trata), sino que lo que controla es que las licenciatarias cumplan con el requerimiento de publicación de los datos. Desde este lugar, el indicador no refleja la evolución de los cortes de suministro sino la respuesta de las licenciatarias de informar en tiempo y forma los cortes y sus causas. Así las cosas, el indicador no serviría en principio para evaluar si con el paso del tiempo las restricciones fueron reduciéndose y, en consecuencia, los usuarios beneficiados, sino que es útil para evaluar la disponibilidad de la información.

Dentro de los indicadores de operación segura y mantenimiento de los sistemas, existe uno denominado “Interrupción del suministro”. Este indicador se define como el tiempo de afectación de los usuarios ininterrumpibles con cortes del suministro, sobre el total de usuarios de la Distribuidora. El objetivo del mismo es determinar el nivel de continuidad con que es prestado el servicio ininterrumpible, tomando como referencia los cortes en el suministro de gas sufridos por los usuarios por fallas en el sistema que opera la distribuidora, cualquiera hubiese sido la causa de las mismas, a excepción de los eventos de fuerza mayor.

La evolución de este índice es trascendente para el análisis del desarrollo del suministro ininterrumpible, dado que por el tipo de servicio del que se trata y tratando de maximizar la calidad, en el ideal debería tender al 100%.

6.2.2 Desempeño de los indicadores

No todos los indicadores de calidad dispuestos por el Ente son directamente relacionables con el beneficio que obtuvieron los usuarios (en el sentido de disponibilidad del servicio de gas natural y satisfacción general). Por esta razón, de la serie de indicadores enumerados y detallados en la sección anterior, se toman aquellos que se considera guardan relación directa con el beneficio que obtuvieron los usuarios.

Se analizará entonces la evolución de los siguientes indicadores de calidad:

- a) Inconvenientes en el suministro de gas domiciliario
- b) Satisfacción del usuario
- c) Eficiencia de cortes de suministro
- d) Interrupción de suministro

Los indicadores comerciales que más reflejan el beneficio a los usuarios en el suministro del servicio de gas natural son los inconvenientes en el suministro de gas domiciliario (dado que incluyen problemas de escaso o ausencia de suministro) y la satisfacción del usuario (engloba de algún modo la percepción del usuario del servicio global de gas natural, más allá de una situación específica).

El indicador técnico de eficiencia de cortes de suministro (dentro de los indicadores de transparencia de mercado) es también representativo, pues en la medida que los usuarios interrumpibles acaten al corte, se asegura el suministro y la calidad del servicio a los usuarios del servicio ininterrumpible. Para analizar el aseguramiento de este último tipo de servicio, es útil estudiar la evolución del indicador “Interrupción del suministro”, dentro de los indicadores técnicos de operación y mantenimiento.

6.2.2.1 Indicadores comerciales

El indicador “Inconvenientes en el suministro de gas domiciliario” se definió a partir del año 1999. Su máximo admisible es 1,485 en los años 1999 y 2000 y luego, promoviendo la eficiencia de las empresas, se reduce a 1,381 en 2001.

La Figura 6.1 muestra el desempeño de las diferentes licenciatarias de distribución respecto de este índice. A excepción del año 1999, cuando CGS excedió el máximo admisible, en todos los demás casos las licenciatarias estuvieron por debajo del límite, y cumplieron con los requerimientos del Ente respecto de este indicador de calidad.

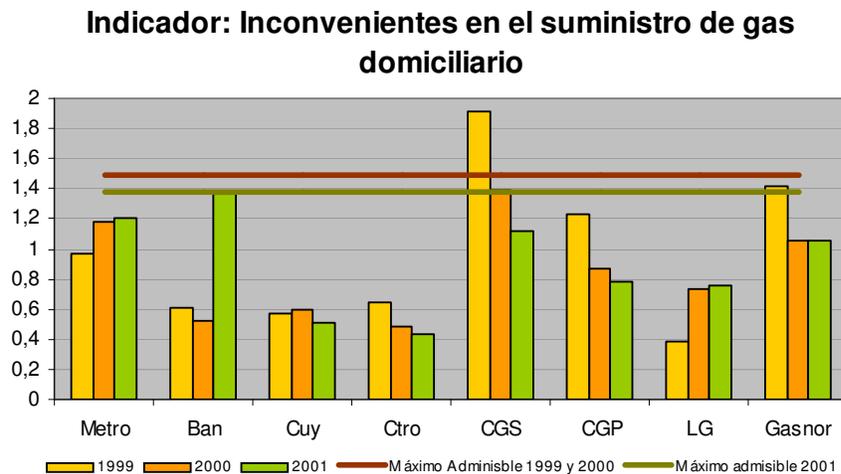


Figura 6.1. Desempeño del indicador “Inconvenientes en el suministro de gas domiciliario” entre 1999 y 2001

Fuente: Elaboración propia con datos del ENARGAS

Otros datos que pueden extraerse de la figura anterior tienen que ver con el desempeño individual de las prestatarias. En el caso de Metrogas y Litoral Gas, por ejemplo, a lo largo de los años su ineficiencia es mayor en este índice, dado que el valor del mismo va creciendo y aproximándose más al límite. CGS, CGP, Ecogas Centro, Ecogas Cuyana y Gasnor, en cambio, van mejorando su desempeño y reduciendo el valor del indicador.

El indicador “Satisfacción del usuario” engloba de alguna manera a todos los indicadores de tipo comercial. En la Figura 6.2 se observa que todas las licenciatarias cumplieron con el mínimo requerido por el Ente, a excepción de Metrogas en el año 1999, que no logró alcanzarlo. Todas las licenciatarias han mejorado su desempeño con los años, teniendo cada una de ellas el máximo en 2001.

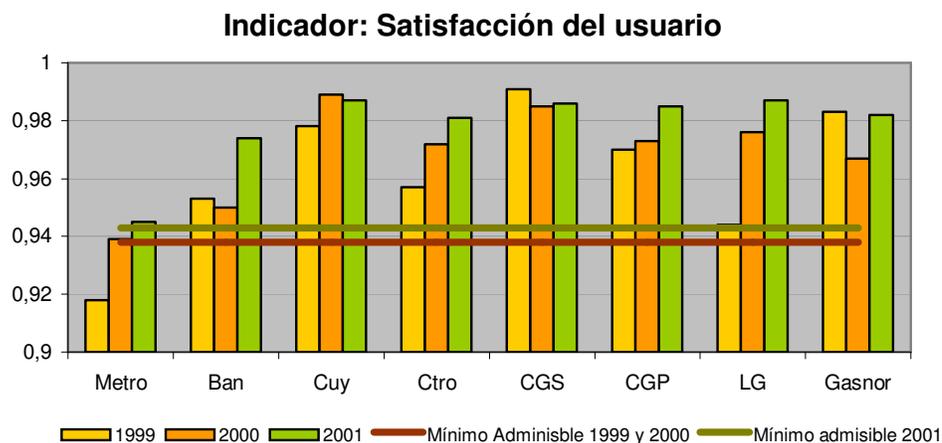


Figura 6.2. Desempeño del indicador “Satisfacción del usuario” entre 1999 y 2001

Fuente: Elaboración propia con datos del ENARGAS

6.2.2.2 Indicadores técnicos

Los indicadores técnicos de transparencia de mercado recién fueron dispuestos en el año 2000 por medio de la Resolución ENARGAS 1482/00, razón por la cual sólo se tienen valores de los índices para los años 2000 y 2001. En el caso del indicador de interrupción del suministro, el mismo fue definido en la Resolución ENARGAS 1192/99, pero en la misma se establece que también rige a partir del año 2000.

El análisis del acatamiento de los clientes interrumpibles a los cortes de suministro muestra que en el 2000, sólo Metrogas y Ecogas Centro lograron índices de adhesión superiores al mínimo establecido por parte del Ente. En el año 2001 se sumaron Ecogas Cuyana, CGS, CGP y Gasnor, continuando sin cumplir con los mínimos requeridos BAN y Litoral Gas (Figura 6.3).

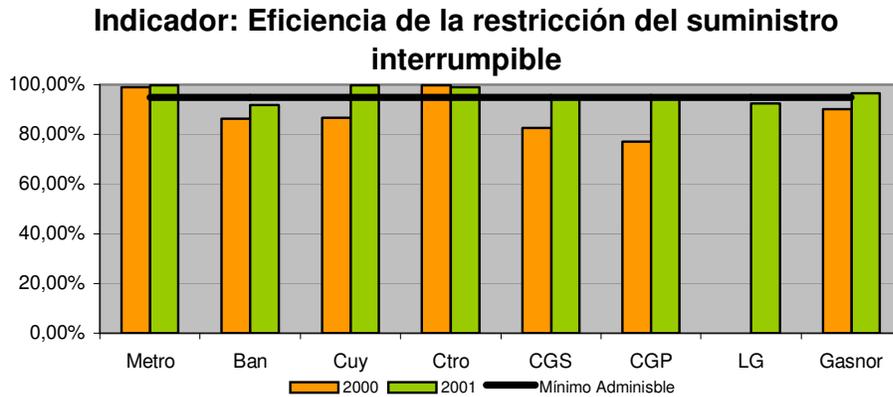


Figura 6.3. Desempeño del indicador “Eficiencia de la restricción del suministro interrumpible” en 2000 y 2001. En el caso de Litoral Gas, no se cuenta con el dato del año 2000
Fuente: Elaboración propia con datos del ENARGAS

Los bajos acatamientos pueden significar alteraciones al nivel de funcionamiento de los sistemas, que pueden deteriorar o hacer peligrar la calidad y posibilidad de suministro a los usuarios de servicio firme e ininterrumpible. En relación con esto, para el indicador “Interrupción del suministro”, la evolución del desempeño de las licenciatarias es altamente superior al mínimo requerido por el Ente. El menor porcentaje de toda la serie 2000-2001 es 97% para CGS en el año 2000 (Figura 6.4).

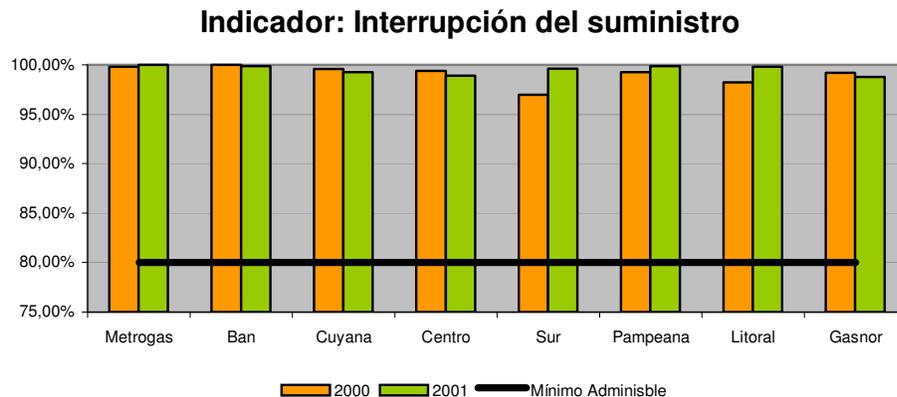


Figura 6.4. Desempeño del indicador “Interrupción del suministro” en 2000 y 2001
Fuente: Elaboración propia con datos del ENARGAS

Esta evolución es muy buena desde el punto de vista del beneficio al usuario ininterrumpible, dado que son mínimas las alteraciones a su suministro. Con estas evoluciones tan favorables, en cierto modo se contrasta la idea de que con bajos

acatamientos a los cortes interrumpibles por partes de los clientes, la calidad y seguridad del servicio firme pueden verse amenazadas.

6.3 CONCLUSIONES

En este capítulo se estudiaron los indicadores que el ENARGAS define para evaluar el nivel de cumplimiento de los requerimientos de calidad por parte de las licenciatarias.

De todos estos indicadores dispuestos por el Ente, se estudió la evolución de aquellos que a criterio del autor presentan directa relación con el beneficio que obtuvieron los usuarios, en el sentido de disponibilidad del servicio y satisfacción general.

El resultado del análisis de los indicadores de inconvenientes en el suministro de gas domiciliario, satisfacción del usuario, eficiencia de la restricción del suministro interrumpible e interrupción del suministro muestra que en algunos casos algunas licenciatarias no cumplieron con los requerimientos del Ente, mientras que en otros no sólo cumplieron sino que excedieron notoriamente el mínimo exigible.

El indicador de inconvenientes en el suministro de gas domiciliario sólo es incumplido una vez, en 1999. A excepción de ello, en el resto de los casos el requerimiento se consuma. Algunas licenciatarias van incluso aumentando su eficiencia, alejándose del máximo admisible.

El indicador satisfacción del usuario muestra de nuevo un solo incumplimiento, también en 1999 (pareciera entonces oportuno tener en cuenta que es éste el primer año de implementación de los indicadores). En este caso, todas las licenciatarias han mejorado su desempeño respecto de este índice, teniendo su mejor valor en 2001.

El indicador de acatamiento de los clientes a los cortes muestra cierta ineficiencia por parte de las licenciatarias, dado que aún en 2001 dos de ellas no logran cumplir con el mínimo requerido. Esta cuestión podría en principio resultar una amenaza al aseguramiento del servicio de los usuarios ininterrumpibles, dado que cuando el sistema está muy exigido y requiere reducciones de consumo no todos los clientes que deben hacerlo adhieren al pedido. Sin embargo, al estudiar el indicador “Interrupción del suministro”, se concluye que la evolución del desempeño de las licenciatarias es altamente superior al mínimo requerido por el Ente, razón por la cual aún incumpliendo en algunos casos la eficiencia de restricción de suministro interrumpible, los usuarios de servicio firme no se ven afectados.

FUENTES

Abdala, M. (1998). *Instituciones, contratos y regulación de infraestructura en Argentina*. Documento N° 15. CEDI.

Artana, Bour, Kippes, Navajas, Petrecolla, Soto, Urbiztondo (1998). *La regulación de la competencia y de los servicios públicos: Teoría y experiencia argentina reciente*. Fundación FIEL. ISBN 987-9329-02-3.

Aspiazu, Schorr (2001). *Desempeño reciente y estructura del mercado gasífero argentino: asimetrías tarifarias, ganancias extraordinarias y concentración del capital*. Área de Economía y Tecnología. Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales. ISSN 1668-0669

Aspiazu, Schorr (2003). *Crónica de una sumisión anunciada. Las renegociaciones con las empresas privatizadas bajo la administración Duhalde*. Siglo XXI Editores Argentina. ISBN 987-1105-43-6

CAMMESA (2001). *Informe anual 2001 del Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina*.

Campodónico, H. (1998). *La industria del gas natural y las modalidades de regulación en América Latina*. Serie Medio Ambiente y Desarrollo N° 9. Comisión Económica para América Latina y el Caribe. Naciones Unidas.

Caruso, N. (2003). *Componente: Gas Natural y derivados*. Préstamo BID 925/OC-AR. Estudio 1.EG.33.6. Estudios sectoriales. Sector Gas Natural y derivados. Comisión Económica para América Latina y el Caribe. Naciones Unidas.

Casarin, Delfino (2000). *Privatizaciones, bienestar económico y eficiencia en la producción: el caso de la industria argentina del gas*. Documento N° 1488. Asociación Argentina de Economía Política.

Casarin, Delfino, Nicollier (2004). *La Crisis del Gas Natural en Argentina. Motivos y algunos escenarios sobre sus consecuencias*. Serie Documentos de Trabajo. IAE. Universidad Austral.

Carranza, H (2004). *Gas, electricidad y el transporte*. Revista Petrotecnia.

CEARE, (2003). *Transporte y distribución del gas natural en la República Argentina: una experiencia reciente en materia de privatización y creación de nuevos*

- marcos regulatorios*. Trabajo presentado en el 22° Congreso Mundial de Gas. Tokio (2003).
- ENARGAS. *Informe anual año 1997*.
- ENARGAS. *Informe anual año 2001*.
- ENARGAS. *Ley 24076 y sus decretos reglamentarios*.
- ENARGAS. *Resoluciones 891/98; 1192/99; 1482/00*.
- ENARGAS. Sitio web: www.enargas.gov.ar
- Felder, López (1997). *Regulación y control de la calidad de los servicios públicos privatizados: Los casos del servicio de gas natural, electricidad y agua potable*. Serie I. Desarrollo Institucional y Reforma del Estado. Documento N° 57. Dirección Nacional de Estudios y Documentación. Instituto Nacional de Administración Pública.
- Fosco, Saavedra (2003). *Mercados de gas natural: Análisis comparado de la experiencia internacional*. Documento de investigación I-150. ILADES. Georgetown University Working Papers.
- Fundación Capital (2006). *Informe sectorial especial: Energía*. Buenos Aires.
- Gadano, N. (1998). *Determinantes de la inversión en el sector petróleo y gas de la Argentina*. Serie Reformas Económicas N° 7. Comisión Económica para América Latina y el Caribe.
- García, R. (2004). *Inferencia Estadística y Diseño de Experimentos*. EUDEBA.
- Gerchunoff, Llach (1998). *El ciclo de la ilusión y el desencanto: Un siglo de políticas económicas argentinas*. Ariel Sociedad Económica. ISBN 950-9122-57-2.
- Gil, Deferrari, Duperron (2002). *Modelo generalizado de predicción de consumos de gas natural a mediano y corto plazo*. Publicación del 3er. CONGRESO LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE DE GAS Y ELECTRICIDAD.
- Internacional Energy Agency (1998). *Natural Gas Pricing in competitive markets*. ISBN 92-64-16955-5.

Instituto Argentino de la Energía General Mosconi (IEA), (2003). *Análisis del sector hidrocarburos a través de la evolución de las reservas comprobadas*.

Jamison, M. (2005). *Price cap and revenue cap regulation*. Public Utility Research Center. University of Florida.

Juris, A. (1998). *Natural Gas Markets in the U.K.: Competition, industry structure, and market power of the incumbent*. Public Policy for the Private Sector. The World Bank Group.

Kozulj, R. (2000). *Resultados de la reestructuración de la industria del gas en la Argentina*. Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 14. Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ “Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe”. CEPAL. ISBN 92-1-321677-7.

Kozulj, R. (2005). *Crisis de la industria del gas natural en la Argentina*. Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 88. CEPAL. ISBN 92-1-322674-8.

Lahera, E. (1998). *Políticas de regulación*. Estudio publicado en: ¿Qué hay de nuevo en las regulaciones? Telecomunicaciones, electricidad y agua en América Latina. CLAD. EUDEBA. ISBN 950-23-0771-2.

Ministerio de Economía. *Memoria de las privatizaciones*. Subsecretaría de Administración y Normalización patrimonial. Dirección Nacional de normalización patrimonial. Sitio web: <http://www.mepriv.mecon.gov.ar>

Privatización de Gas del Estado. *Pliego de bases y condiciones*.

Pistonesi, H. (2001). *Desempeño de las industrias de electricidad y gas natural después de las reformas: el caso de Argentina*. Serie Gestión Pública N° 15. Proyecto ILPES/CAF “Marco regulador, privatización y modernización del estado”. ILPES - CEPAL. ISBN 92-1-321959-8.

Poder Ejecutivo Nacional. *Decretos 2457/92 y 2458/92. Licencias para la prestación del servicio de transporte de gas natural*.

Poder Ejecutivo Nacional. *Decretos 2451/92, 2452/92, 2453/92, 2454/92, 2455/92, 2456/92, 2459/92, 2460/92. Licencias para la prestación del servicio de distribución de gas natural*.

Rivera, E. (2004). *Teoría de la Regulación en la perspectiva de las políticas públicas*. Gestión y Política Pública. Volumen XIII. N° 2. División de Administración Pública. Publicación del CIDE. Méjico.

Secretaría de Energía. (2006). *Balance energético nacional. Serie 1970-2004*.

Secretaría de Energía. *Resoluciones 752/2005; 2020/2005*.

Secretaría de Energía. Sitio web: <http://energia3.mecon.gov.ar>

Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (UNIREN). (2004). *Informe de grado de cumplimiento de contratos de concesión de distribución y transporte de gas natural*. Ministerio de Economía y Producción Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. República Argentina