



TESIS DE GRADO
EN INGENIERIA INDUSTRIAL

EL IMPACTO DE LA REGULARIZACIÓN DE LAS
TARIFAS DE GAS EN EL MERCADO

AUTORA
Ma. Trinidad Tizado

DIRECTOR DE TESIS
Ing. Juan Baylac

2006

RESUMEN EJECUTIVO

La Argentina ha sido y es un país con alta dependencia del gas natural. No sólo se tiene una matriz energética compuesta mayoritariamente por dicho hidrocarburo sino que además son muchas las industrias que dependen del mismo.

A partir de la privatización del sector en la década del '90, la producción de gas natural había experimentado un constante crecimiento. Sin embargo, la crisis socioeconómica desatada en el año 2001 revirtió la situación, al pesificarse las tarifas de gas y con el consecuente congelamiento de precio del gas en boca de pozo los productores se vieron atrapadas entre un precio de gas pesificado e inversiones y costos atados a precios internacionales, por lo cual su margen se vio ampliamente reducido. Esto llevo a que por un lado la demanda comenzará a crecer, como consecuencia de los bajos precios mientras que la oferta comenzara a reducirse por la imposibilidad por parte de los productores de invertir en exploración y explotación de nuevos yacimientos y mantenimiento de los actuales.

De esta forma se generó un desequilibrio en el mercado en donde la demanda supera a la oferta lo que hizo que en la actualidad por un lado se tenga que recurrir a la importación de gas boliviano a precios ampliamente superiores a los locales, y por el otro se tenga que reducir el suministro de gas a Chile.

En el presente trabajo se estudia el comportamiento de cada uno de los segmentos del mercado luego de la crisis con el objetivo de obtener mediante distintos métodos una proyección de demanda y oferta para los próximos diez años. De los resultados obtenidos se deduce que de no hacerse nada al respecto en los próximos años ni siquiera el suministro de gas desde Bolivia podría solventar el faltante que se produciría ya que los volúmenes que se deberían importar superan la capacidad actual de transporte desde dicho país.

Al estudiar las distintas alternativas se concluye que a pesar de que existen varias formas de solventar este desequilibrio ya sea con fuentes externas de gas natural como ser mediante el gas natural licuado o recurriendo a otras fuentes de energía como ser la utilización de combustibles líquidos o el carbón, la solución más económica y por ende viable es la de permitir una suba de los precios de los productores que les posibilite volver a invertir en el desarrollo de nuevas reservas y en el mantenimiento de los yacimientos actuales, lo que produciría un aumento en la producción local.

ABSTRACT

Argentina is and has been a country very dependant of the use of natural gas. Not only this is one of its principal sources of electric energy but also there are many industries that depend of it.

Since the privatization of the gas industry in the `90, Argentina's natural gas production increased steadily. However, the economic crisis experienced in the year 2001 ended this development. With the "pesification" of gas tariffs and consequently of well head natural gas prices, local producers found themselves trapped between prices in local currency and investments and costs in international currency, so their margin was significantly reduced. This situation led in one place to a surge in natural gas usage and in the other place the production began to decline as the consequence of the lack of investment in exploration of new gas fields and maintenance of the operating ones.

All of this created a market disequilibrium where the natural gas demand exceeded the country's gas supply so in the one hand Argentina had to start importing natural gas from Bolivia at much higher prices than the local ones, and on the other hand the amount of gas exported (principally to Chile) had to be reduced.

In order to obtain an estimate of the future demand and supply for the following ten years, in the present paper one can find a study on the behavior of each of the principal market segments after the crisis. From the results obtained one could say that if there are no actions taken, in the following years not even the gas supply from Bolivia could fix the shortage of gas that the country would experience for the volumes required would exceed the transportation capacity of the connecting pipe to this country.

Once that the different alternatives to solve the shortage problems have been studied, one could conclude that although there are different ways to get natural gas from other sources (maybe by the commercialization of natural liquid gas), or by other sources of energy such as liquid fuels or coal, the cheapest and most viable solution is to raise the gas prices so that the producers can invest in the exploration of new basins so that new reserves can be found, and in the maintenance of the current gas fields, what would increase the local gas supply.

ÍNDICE

I. INTRODUCCIÓN	1
1. Introducción	3
II. LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL	5
2.1. Introducción	7
2.2 El Gas Natural.....	9
2.3 Ciclo de Obtención del Gas	11
2.3.1 Exploración	11
2.3.2 Reservas	14
2.3.2.1 Desarrollo del Yacimiento.....	15
2.3.2.2 Clasificación de Reservas	15
2.3.2.2.1 Reservas Comprobadas	15
2.3.2.2.2 Reservas Probables	16
2.3.2.2.3 Reservas Posibles.....	16
2.3.2.3 Reservas de Gas en la Argentina	16
2.3.2 Perforación.....	18
2.3.4 Producción	20
2.3.4.1 Producción en la Argentina.....	21
2.4 Marco Regulatorio.....	23
2.4.1 La Privatización del Sector del Gas	23
2.4.2 Transporte y Distribución	25
2.5 Consumidores	29
2.5.1 Mercado Residencial	29
2.5.2 Mercado de GNC	32
2.5.3 Usinas Eléctricas.....	34

El impacto de la regularización de las tarifas de gas en el mercado.

2.5.4 Usuarios Industriales y Comerciales.....	36
2.5.5 Exportaciones.....	38
III. LA CRISIS.....	41
3.1. Introducción.....	43
3.2 Marco Regulatorio.....	45
3.3 Evolución del Mercado.....	48
3.3.1 Evolución del Precio.....	49
3.3.2 Evolución del Consumo por Segmento.....	51
3.3.2.1 GNC.....	57
3.3.2.2 Usinas Eléctricas.....	54
3.3.2.3 Mercado Residencial.....	58
3.3.2.4 Usuarios Industriales.....	63
3.3.2.5 Usuarios Comerciales.....	66
3.3.2.6 Exportaciones.....	67
3.3.3 Proyecciones.....	72
3.3.3.1 GNC.....	72
3.3.3.2 Usinas.....	73
3.3.3.3 Mercado Residencial.....	76
3.3.3.4 Usuarios Comerciales.....	78
3.3.3.5 Usuarios Industriales.....	78
3.3.4 La Oferta.....	80
3.3.4.1 Cuenca Noroeste.....	81
3.3.4.2 Cuencas Neuquina y Austral.....	82
3.3.4.3 Cuenca San Jorge.....	83
3.3.4.4 Cuenca Cuyana.....	83

3.3.4.5 Proyección de Oferta.....	84
3.3.5 Los Resultados.....	86
IV. LAS ALTERNATIVAS.....	89
4. Las Alternativas	91
4.1 Fuentes Externas de Gas Natural	92
4.1.1 El Gas de Bolivia	92
4.1.2 El Gas de Venezuela.....	94
4.1.3 El Gas Natural Licuado (GNL)	94
4.2 Otras Alternativas.....	95
4.2.1 Combustibles Alternativos	95
4.2.1.1 Combustibles Líquidos: Gas Oil y Fuel Oil.....	95
4.2.1.2 El Carbón	96
4.2.2 Generación Eólica	98
4.2.2.1 La Energía Eólica en la Argentina	99
V. CONCLUSIONES.....	101
5. Conclusiones.....	103
VI. BIBLIOGRAFÍA.....	107
6. Bibliografía	109

I. INTRODUCCIÓN

1. INTRODUCCIÓN

La Argentina fue y sigue siendo ampliamente dependiente del gas natural. A partir de la crisis socioeconómica desatada a fines del año 2001 el mercado del gas natural comenzó a experimentar un desequilibrio generado por una demanda creciente y una oferta en disminución como producto de la pesificación de las tarifas del gas y consecuente congelamiento del precio del gas en boca de pozo. Esta situación se evidencia desde el año 2003 y cada vez resulta más preocupante.

En el presente trabajo se pretende estudiar este desequilibrio. Para ello se parte de la descripción de la industria del gas y el comportamiento de la misma antes de la crisis del 2001, dividiendo el mercado en 5 segmentos principales: el mercado residencial, el de GNC, el de grandes usuarios, el de usuarios comerciales, el de usinas eléctricas y por último se analizan las exportaciones.

Luego se introduce la situación presentada a partir de la crisis y los cambios en el comportamiento de dichos segmentos como consecuencia de la misma. A partir del análisis de la evolución de cada uno de estos segmentos se procede a proyectar mediante distintos métodos según sea el caso, la demanda esperada para los próximos diez años.

A su vez se realiza un análisis cualitativo del estado de cada una de las cuencas productoras de gas natural que permite tener una estimación de la oferta que se tendrá disponible en dicho período. De esta forma se pretende cuantificar el faltante que se podía llegar a dar de manera tal de luego poder evaluar las distintas alternativas para solventarlo.

II. LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL

2.1 INTRODUCCIÓN

Para comprender la dinámica de la industria del gas se decide referirse a la misma en conjunto con la del petróleo ya que ambas se encuentran íntimamente relacionadas. Esta se caracteriza por ser una industria extractiva ya que se requiere la remoción de estos elementos no renovables en gran escala, para lo cual se realizan grandes y continuas inversiones, por lo que se la podría clasificar también como una industria de capital intensivo.

Eliminado: 1

Por otro lado se debe mencionar el hecho de que es una industria de alto riesgo debido a que las acumulaciones comerciales de hidrocarburos suelen encontrarse después de varios y costosos intentos fallidos, por lo que se tiene un alto riesgo de exploración.

Eliminado: 1

Son varias las industrias que se desarrollaron a partir del gas y del petróleo. Entre ellas se pueden destacar la industria petroquímica que aportó elementos inexistentes hasta el momento como ser el polietileno, el polipropileno, poliéster, adhesivos, pinturas y demás. Por otro lado se tiene la agricultura que se beneficia de otros productos derivados del gas y del petróleo principalmente fertilizantes nitrogenados, como la urea, y componentes de herbicidas e insecticidas. Sin embargo el mayor aprovechamiento de los hidrocarburos es el de utilizarlos como fuente de energía. El 95% de la producción de hidrocarburos mundial se utiliza con este fin mientras que sólo el restante 5% se utiliza para los usos previamente descriptos.

Más aún, en el mundo, el petróleo y el gas, ya sea en estado gaseoso o líquido, contribuyen con aproximadamente el 60% de la energía utilizada en transporte, industrias, comercios o residencial. Las otras fuentes de energía en uso para satisfacer la demanda son la nuclear, el carbón y la hidráulica. Por último se podrían mencionar las fuentes de energía eólica y solar que a pesar de que hoy en día no son de gran uso comercial, se espera que en el futuro vayan gradualmente remplazando a los hidrocarburos en sus tres formas (líquida, sólida, y gaseosa) por su carácter de energía renovable, dejando a estos últimos como irremplazables materias primas.

Las compañías petroleras producen tanto petróleo como gas, ya que en general ambos surgen en conjunto aunque los yacimientos pueden ser predominantemente productores de uno u otro hidrocarburo. A pesar de que históricamente se le ha prestado más atención al petróleo ya que en torno a él se desarrolló la industria, desde 1930 en EEUU el uso del gas ha comenzado a expandirse en forma creciente, acelerándose su crecimiento a partir de 1960 por la construcción de grandes gasoductos de acero soldado que permitieron su transporte a altas presiones.

El impacto de la regularización de las tarifas de gas en el mercado.

La Argentina es hoy, junto con EEUU, Gran Bretaña, Canadá y Australia uno de los cinco países en el mundo que tienen una industria petrolera y gasífera totalmente privada y abierta al juego de los mercados; donde tanto los locales como los extranjeros pueden competir con igualdad de condiciones tanto en actividades industriales como comerciales.

Como se verá más adelante, el gas natural es, en rigor, una mezcla de hidrocarburos. Generalmente, los distintos componentes tienen distintos usos. Primeramente se extraen sus componentes más pesados, que se conocen como gas licuado de petróleo o GLP y gasolina. Estos se utilizan principalmente como combustibles o en refinación. Los componentes intermedios se utilizan en la industria petroquímica, mientras que el metano (el componente más liviano) se utiliza como combustible, ya sea industrial o domiciliario, dentro del país o en mercados de exportación.

Otra forma de consumo de gas [\(mezclas predominantes en metano\)](#), es a través del gas comprimido, más conocido como GNC (Gas Natural Comprimido). El mismo se utiliza principalmente en los medios de transporte automotor por ser un combustible de bajo costo y de menor contaminación ambiental que los líquidos. Es más, la Argentina tiene una de las flotas de automotores a base de GNC más grande del mundo.

Por último vale destacar que en los últimos años se ha logrado la integración regional energética, a través de las exportaciones tanto de petróleo como de gas. Este último se exporta a Chile Brasil y Uruguay, lo que implica un gran logro pues trae aparejado un mejoramiento económico y social para todos los países involucrados.

2.2 EL GAS NATURAL

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos. El mismo está constituido predominantemente por metano que es el más simple de los hidrocarburos por contener un solo átomo de carbono. Además puede contener, en menor proporción, otros hidrocarburos, dióxido de carbono y nitrógeno. A continuación se presenta un detalle de la composición de un gas típico (las composiciones pueden variar de una región a otra).

Denominación	Fórmula química	Estado en CNPT	% de composición	Productos de empleo primario
Metano	CH ₄	Gaseoso	92.53%	Gas natural combustible
Etano	C ₂ H ₆	Gaseoso	3.90%	Productos petroquímicos
Propano	C ₃ H ₈	Gaseoso	0.88%	GLP (gas de garrafa)
Butano	C ₄ H ₁₀	Gaseoso	0.42%	
Pentano	C ₅ H ₁₂	Líquido	0.11%	Naftas de alto grado
Hexano	C ₆ H ₁₄	Líquido	0.03%	
Heptano e hidrocarburos más pesados	C _n H _{n+2}	Líquidos	0.01%	Gasolina natural
Dióxido de carbono	CO ₂	Gaseoso	0.53%	
Nitrógeno	N ₂	Gaseoso	1.59%	

Tabla. 2.2.1. Componentes del Gas Natural

Los componentes del gas natural son alcanos o hidrocarburos saturados, por lo tanto no tienen enlaces doble o triples carbono-carbono que permitan uniones con otras sustancias. Consecuentemente, salvo las aplicaciones de la petroquímica, el uso más productivo de estos hidrocarburos es la combustión. Al entrar en combustión en presencia del aire, ya sea dentro de un motor caldera o turbina generan calor, convirtiéndose en una fuente de energía.

Existen dos tipos de clasificaciones para el gas natural. El mismo puede ser clasificado como gas rico o gas seco. El primero es aquel que contiene altas proporciones de etano, propano y butano, mientras que el gas seco contiene pocas o nulas proporciones de estos componentes, con lo cual sería predominantemente metano. Esto puede suceder porque el gas naturalmente se encuentra en este estado en el pozo o porque fue separado de ellos en

El impacto de la regularización de las tarifas de gas en el mercado.

plantas de separación y/o tratamiento. Cuanto más seco es el gas, menor su poder calorífico¹, por lo tanto menor su utilidad como fuente de energía.

¹ Las mediciones de gas natural se realizan al poder calorífico normalizado de 9300 kcal/m³.

2.3 CICLO DE OBTENCIÓN DEL GAS

El proceso de obtención del gas no sólo es costoso sino que también es largo. El mismo comienza con la exploración con el fin de descubrir las reservas disponibles. Una vez localizados los pozos se inician los trabajos de limitación del yacimiento descubierto y se debe recurrir a la perforación del pozo para obtener y evaluar las reservas. A partir de este punto se puede comenzar con la producción. Esto significa que desde el descubrimiento de un nuevo yacimiento hasta su total desarrollo pueden transcurrir varios años de trabajos adicionales en los que deben invertirse grandes cantidades de dinero, razón por la cual sólo grandes organizaciones empresarias pueden afrontar dichos costos. Esta fase es denominada el *Upstream*, la misma abarca todas las etapas necesarias para que el gas esté en condiciones de ser transportado. Luego se pasa a la fase de transporte de materias primas, es decir del crudo, gas y sus productos, para luego pasar a la de refinación del crudo y tratamiento del gas para finalizar con la etapa de comercialización. Estas últimas tres etapas se agrupan en lo que se conoce como *Downstream*

Eliminado:

Si bien las operaciones en las diversas etapas están interrelacionadas, cada segmento de la industria del petróleo y gas utiliza procedimientos específicos que cuentan con procesos y equipamiento diferentes. A continuación se describe cada una de estas etapas en mayor detalle.

2.3.1 Exploración

La exploración se basa en la búsqueda de los yacimientos de petróleo o gas. Para que exista un yacimiento se debe contar con una serie de condiciones y factores. En primer lugar se necesita una **cuenca** que es un prototipo de cubeta rellena de sedimentos, únicas rocas donde se pueden generar los hidrocarburos y donde en general se acumulan. Ejemplos de cuencas en la Argentina son las del Golfo de San Jorge, la Neuquina, la Cuyana, la del Noroeste y la Austral.

Una vez que se tiene la cuenca se debe contar con la existencia de una **roca generadora**. Esta roca se forma a partir de sustancias orgánicas provenientes de restos de animales y vegetales que fueron quedando incorporados al fango del fondo de los mares y lagos donde éstos vivían. Al no haber oxígeno esta materia orgánica se preserva, constituyendo lo que luego será la roca generadora. Esta roca es posteriormente cubierta por otros sedimentos, quedando enterrada, cada vez a mayor profundidad y de esta forma se encuentra sometida a presiones y temperaturas más altas de las que había cuando se depositó. Consecuentemente la roca generadora se calienta, haciendo que la materia orgánica se transforme y descomponga hasta llegar a

los compuestos orgánicos más simples: los hidrocarburos. Para que todo este proceso tenga lugar es necesario que transcurra mucho tiempo (millones de años), por eso se dice que el petróleo es un recurso *no renovable*, ya que el tiempo que tarda en formarse es enorme comparado con la duración de la civilización humana.

Al estar en profundidad, la roca generadora está sometida a presión, lo que hace que poco a poco el petróleo o gas generado vaya siendo expulsado de la roca, moviéndose a través de pequeñas fisuras o por el espacio que hay entre los granos de arena de las rocas vecinas, empujando parte del agua que suele estar ocupando esos espacios. Como estos hidrocarburos son más livianos que el agua, en general se mueven hacia arriba, desplazando al agua hacia abajo. Este proceso durante el cual el petróleo y el gas pueden llegar a viajar hasta cientos de kilómetros se conoce como "**migración**".

De este modo el petróleo o gas pueden llegar a la superficie de la tierra, formando manantiales o fuegos perpetuos según el caso. También puede pasar que los hidrocarburos no alcancen la superficie por toparse con lo que comúnmente se conoce como **sello** que por lo general es un manto de roca impermeable que les impide continuar con la migración. De este modo empiezan a acumularse en **reservorios** dando origen a un **yacimiento**. Un reservorio es una roca que tiene poros que son capaces de contener petróleo o gas. Hay tres propiedades que describen un reservorio: su porosidad, su permeabilidad y su saturación de hidrocarburos. La *porosidad* es el porcentaje de espacios vacíos (poros) respecto del volumen total de roca, y da una medida de la capacidad de almacenamiento del reservorio. La *permeabilidad* describe la facilidad con que un fluido dado puede moverse a través del reservorio; lo cual controla el caudal que puede producir el pozo del cual se extraiga petróleo. Por último debido a ciertas propiedades de los fluidos y de las rocas reservorio, es común que al menos una parte del espacio poral esté ocupado por agua. La *saturación de hidrocarburos* expresa el porcentaje del espacio poral que está ocupado por petróleo o gas.

Para finalizar con el proceso de formación de un yacimiento se debe contar con una trampa. Si una roca reservorio se ubica por debajo de una roca sello, se dan condiciones ideales para la formación de un yacimiento ya que los hidrocarburos no pueden seguir subiendo debido a la presencia del sello, quedándose en el reservorio. Sin embargo, para que efectivamente se forme un yacimiento hace falta la presencia de una **trampa** que permita que el petróleo se concentre en un lugar, evitando el "derrame" hacia los costados. Estas trampas pueden estar dadas por rocas impermeables ubicadas a los lados del reservorio.

A partir de lo expuesto se evidencia el hecho de que la formación de un yacimiento es algo complicado, ya que se deben cumplir varios requerimientos, lo que lleva a que su descubrimiento sea también algo muy difícil y costoso, que requiere de toda una ciencia y procedimientos de trasfondo: la exploración.

Para la exploración se cuenta con variados métodos, partiendo desde el estudio geológico de las formaciones rocosas que están aflorando en la superficie hasta la observación directa utilizando diversos instrumentos y técnicas de medición.

Una de las herramientas esenciales para los exploradores son los mapas. Existen distintos tipos de mapas: los mapas de afloramientos, en los que se representan las rocas que hay en la superficie; los mapas topográficos, en los que se indican las elevaciones y los bajos del terreno con curvas que unen puntos de igual latitud; y los mapas de subsuelo que se podría decir son los de mayor importancia ya que en los mismos se presenta la geometría y la posición de la capa de roca en el subsuelo.

Para realizar estos mapas se debe recurrir a la técnica de la sísmica de reflexión. La misma consiste en emitir ondas de sonido en la superficie del terreno, las que se transmiten a través de las capas del subsuelo y son reflejadas nuevamente hacia la superficie cada vez que se presenta un cambio importante en el tipo de roca. Las ondas recibidas en la superficie son medidas por el tiempo que tardan en llegar, lo que permite inferir la posición en profundidad y la geometría de las distintas capas. De esta forma se logra obtener una especie de "imagen del subsuelo". Las líneas sísmicas pueden estar representadas en dos dimensiones o en tres. La ventaja de ésta última es la gran información que transmite, reduciendo al máximo la incertidumbre con respecto a la geometría y la posición de las capas del subsuelo, aunque por otro lado también representa la desventaja de los altos costos, que superan a los de 2D en un 300-400% aproximadamente.

Además de los mapas se cuenta con otras dos herramientas utilizadas en la primera fase de la exploración. Éstas son la aeromagnetometría y la gavimetría, las que permiten determinar el espesor de la capa sedimentaria. A través de un gavímetro y un magnetómetro de alta sensibilidad se logra localizar las cuencas sedimentarias, ya que a través de éstos se logra inferir la ubicación de la sección sedimentaria de mejor espesor y delinear los límites de la cuenca. Vale destacar el hecho de que el costo de estas técnicas puede llegar a ser 10 veces inferiores al de la proyección sísmica.

Por último se tiene la geoquímica de superficie que consiste en la detección de hidrocarburos acumulados en el subsuelo, a partir de la medición de los gases

concentrados en muestras de suelo. La misma se basa en el principio de que el gas acumulado en el subsuelo migra vertical y lateralmente hacia la superficie a través de las distintas capas de roca y a través de fracturas en el suelo.

A partir de lo expuesto se puede señalar que esta primera etapa de la búsqueda de hidrocarburos es extremadamente cara, no sólo por la complejidad de los servicios de alta tecnología, sino también por la necesidad de capacitar y especializar a los equipos de personas que llevarán a cabo la exploración. Además esta es una etapa en la que se deben tomar decisiones de alto riesgo que requieren grandes inversiones financieras, ya que resultaría aún más costoso perforar en el lugar equivocado.

2.3.2 Reservas

Como dicho en un principio, una vez efectuado el descubrimiento y delimitado el yacimiento con la perforación de nuevos pozos, se procede a la evaluación de las reservas encontradas.

Al hablar de reservas de petróleo y gas de un yacimiento se hace referencia al volumen de hidrocarburos que será posible extraer del mismo, en condiciones rentables, a lo largo de su vida útil. Para determinarlas lo primero que se debe saber es la cantidad de petróleo y/o gas que contiene el yacimiento, conocido como “petróleo original in situ” (OOIP) o “gas original in situ” (GOIP) según corresponda. A su vez, para llevar a cabo dicho cálculo se deben conocer varios factores como ser el volumen de roca protectora, la porosidad [de la misma](#) (lo [que](#) revela el espacio intersticial disponible), la saturación de agua de estos espacios representado como el porcentaje de poros ocupados por agua, y por último la profundidad, presión y temperatura de la capas productivas.

La reserva de un yacimiento es en realidad una fracción del petróleo [o gas](#) original in situ, ya que [nunca](#) se recupera la totalidad del hidrocarburo existente. Esa fracción depende del factor de recuperación del yacimiento, el cual se determina a partir del conocimiento de distintas variables mencionadas a continuación:

- el tipo de empuje del yacimiento, la proporción agua/gas
- su presión
- la permeabilidad de la roca
- la medida de la transmisibilidad entre los poros de la roca
- la forma de explotación

Para obtener estos datos se debe realizar el seguimiento del comportamiento del yacimiento por medio de diversas pruebas y ensayos, lo que consume tiempo y dinero. El valor resultante de esta fracción varía entre un 15% y un 60% del total del hidrocarburo existente.

Eliminado: petróleo

2.3.2.1. Desarrollo del Yacimiento

Una vez conocidos los límites y características del yacimiento así como también las reservas que contiene, se procede a planificar el desarrollo del mismo, que básicamente consiste en la perforación de pozos que lleguen al reservorio y extraigan el petróleo que éste contiene. Sin embargo la planificación del desarrollo consiste en definir otros factores como ser cuántos pozos de producción se van a perforar, de qué tipo serán dichos pozos, si se va a inyectar agua para mejorar la recuperación o no, qué tipo de instalaciones de superficie serán necesarias, cuánta mano de obra hará falta para su operación y finalmente un o de los factores más importantes, cual es el costo de esas inversiones y gastos para definir si es un buen negocio o no.

Eliminado: cuantos

Eliminado: gente

Eliminado: a

Eliminado: ,

Cuando un yacimiento está en producción genera una cantidad de gastos, por ejemplo en energía eléctrica para los motores de los pozos, sueldos de personal, y reparaciones entre otros. Si en algún momento producir cuesta más que lo que se obtiene por las ventas el yacimiento deja de ser económico y se detiene su producción. Consecuentemente el petróleo que se puede extraer del yacimiento pero perdiendo dinero no constituye parte de las reservas.

2.3.2.2. Clasificación de Reservas

Como dicho anteriormente, el petróleo y/o gas que se estima existe en un yacimiento es el Petróleo y/o Gas in situ. A su vez, el volumen que se recupera comercialmente de esos hidrocarburos constituye las reservas.

Eliminado: económicamente

En función del grado de certeza que se tenga sobre la existencia del yacimiento y su volumen comercialmente recuperable, las reservas pueden ser clasificadas en tres tipos: Comprobadas (probadas), Probables y Posibles. A continuación se introduce cada uno de ellos.

2.3.2.2.1. Reservas Comprobadas

Las reservas comprobadas son aquellas cantidades de petróleo y/o gas que se estima pueden ser recuperadas en forma comercial y con las técnicas disponibles, de las acumulaciones disponibles (volúmenes in situ) a partir de los datos disponibles en el momento de la evaluación. Por lo tanto se podría decir que toda reserva tiene un cierto grado de incertidumbre ya que depende de la cantidad y contabilidad de los datos geológicos y de ingeniería

Eliminado: económica

El impacto de la regularización de las tarifas de gas en el mercado.

disponibles al momento de su interpretación. Estas reservas pueden a su vez dividirse en dos tipos en función del momento de su recuperación:

Reservas Comprobadas Desarrolladas: Son aquellas que esperan recuperarse mediante los pozos y las instalaciones de producción existentes.

Reservas Comprobadas No Desarrolladas: Son aquellas que esperan recuperarse de pozos a perforar e instalaciones de producción futuras y de las cuales se tiene un alto grado de certidumbre ya que se ubican en yacimientos conocidos.

2.3.2.2.2. Reservas Probables

Las reservas probables son aquellas de las que a partir de los datos geológicos y de ingeniería se tiene una razonable probabilidad de ser recuperadas de depósitos descubiertos, aunque no en grado tal como para considerarse comprobadas.

2.3.2.2.3. Reservas Posibles

También suele hacerse referencia a las reservas posibles o recursos potenciales o especulativos. Los distintos términos demuestran el grado de incertidumbre de su existencia. En el caso de los Recursos Potenciales o Especulativos, los valores se expresan dentro de un intervalo ya que están dados solamente por el conocimiento geológico de una cuenca sedimentaria.

2.3.2.3. Reservas [de gas](#) en la Argentina

En la Argentina hay cuatro cuencas de gas natural: Noroeste, Neuquina, San Jorge y Austral. La cuenca de San Jorge, inicialmente relacionada con la explotación de petróleo, es la más vieja. La cuenca Noroeste también data de los primeros años de la industria del gas y contiene un gas relativamente más seco. La cuenca Neuquina es la de mayor importancia, conteniendo el 50% de las reservas probadas de gas del país.

Para empezar resulta interesante evaluar las reservas que posee la Argentina en comparación al resto de los países del cono sur, ya que es entre estos países que en la actualidad se busca lograr una integración energética. Para evaluar la disponibilidad de reservas se utiliza el índice de Reservas / Producción como el indicador que pretende brindar una perspectiva del horizonte de reservas probadas remanentes de ser explotadas al ritmo de consumo de un determinado período.

La Argentina junto con Bolivia cuentan con la mayor cantidad de reservas (20 y 27 trillones de pies cúbicos respectivamente). Sin embargo si se evalúa el horizonte de estas reservas, la Argentina pasa a ser el país con menor disponibilidad, debido a que es el país con mayor consumo, por una amplia diferencia (114 Mm³/día contra 49 Mm³/día que consume Brasil siendo el segundo país con mayor consumo). Más aún, el consumo argentino representa aproximadamente el 60% del consumo regional.

En la siguiente figura se puede apreciar la participación de cada cuenca argentina en la producción. De la misma se puede verificar que efectivamente la Cuenca Neuquina representa el 50% de las reservas del país, mientras que el restante se divide casi igualitariamente entre las cuencas del Noroeste y Austral, dejando sólo un 1% de participación para la Cuenca de San Jorge.

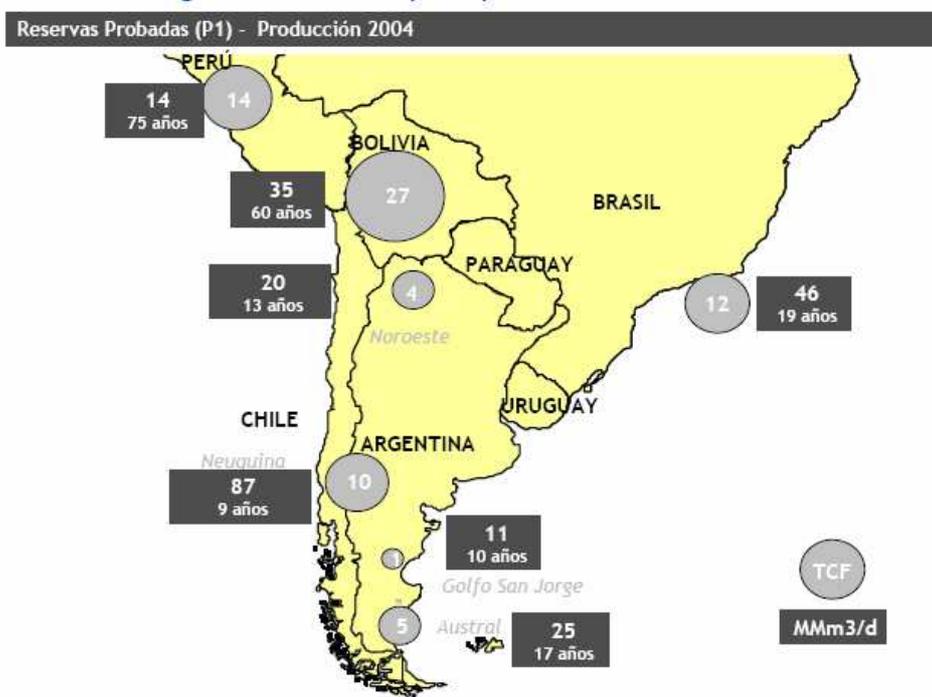


Figura 2.1 Reservas Probadas-Producción 2004
Elaboración: agm finanzas.

Por último, para tener un mejor entendimiento de la realidad resulta interesante estudiar la evolución de las reservas argentinas en los últimos años, la que se puede apreciar en la siguiente figura.

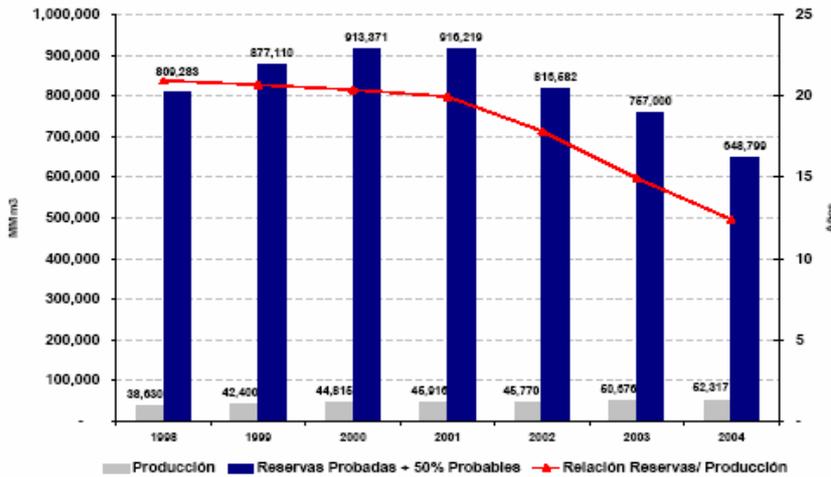


Figura 2.2. Evolución de la Disponibilidad de Reservas
Fuente: Secretaría de Energía- Subsecretaría de Combustibles

El proceso de inversión realizado durante la década pasada posibilitó el crecimiento en valor absoluto de las reservas de gas en el país. Sin embargo a partir de la crisis se puede apreciar una fuerte caída en las reservas. Esto se puede asociar a la pesificación de las tarifas de gas en boca de pozo. Como se dijo previamente, si en algún momento producir cuesta más que lo que se obtiene por las ventas el yacimiento deja de ser económico y se detiene su producción, por lo que el gas que se puede extraer del mismo deja de ser parte de las reservas. Al pesificarse las tarifas de gas (tema que se tratará en detalle en la próxima sección) en muchos pozos lo que se obtenía por la comercialización del hidrocarburo pasó a ser menor al costo implícito en la explotación del mismo por lo que producir dejó de ser rentable. De esta forma el gas disponible en ese pozo dejó de formar parte de las reservas.

2.3.3. Perforación

Luego de realizada la exploración se realiza la perforación de un pozo en el lugar porque es la única forma de verificar la verdadera existencia de petróleo en el subsuelo. La perforación se realiza desde hace más de un siglo, aunque la mecánica empleada para dicho fin ha ido evolucionando con el tiempo, comenzando con la perforación a cable², para luego evolucionar al sistema de rotación³, el cual permitió nuevas prácticas como ser el empleo de la circulación de fluidos para la limpieza del hueco.

Eliminado: ,

Eliminado: s

² Este método consiste en un trépano con una geometría similar a la de un cincel, sujeto en el extremo de un cable al que un balancín transmite movimientos ascendentes y descendentes logrando el corte del terreno a través de la percusión.

³ El método se basa en la rotación del trépano por medio de una columna de tubos.

En la actualidad la perforación de pozos para petróleo y/o gas se realiza en tierra o desde la superficie del agua, requiriéndose para cada caso de un equipo y tecnologías específicas. Los equipos para trabajo en tierra se clasifican como equipos on shore y los de costa afuera como off shore.

Los sistemas más utilizados para la perforación de pozos son los rotativos que básicamente constan de maquinaria para hacer girar la broca de perforación; para aumentar la sección de los tubos de perforación al profundizar el pozo, y para eliminar la tubería de perforación y la broca del pozo; y un sistema para circular el fluido a través de la tubería de perforación.

Las funciones más relevantes de este fluido son: refrigerar y lubricar la broca de perforación; controlar las presiones que pueda encontrar a su paso a través de diferentes formaciones; mantener la presión del pozo evitando la salida repentina al exterior de cualquier fluido existente en el subsuelo; y transportar a la superficie los residuos y muestras procedentes de la perforación; estabilizando además las paredes del pozo.

El sistema de fluido de perforación se encuentra constituido por diferentes tanques para mezclar los distintos componentes, almacenar y tratar los fluidos; bombas para mandarlo a través de las tuberías de perforación y de retorno a la superficie; y maquinaria para eliminar los cortes, trozos y el gas de los fluidos enviados a la superficie.

Un pozo se perfora en secciones, las cuales pueden requerir diferentes tipos de barro. El barro de la sección anterior puede ser eliminado o modificado para la siguiente sección; y parte del barro se deja en el pozo una vez terminado.

Al finalizar la perforación y acondicionamiento de los pozos, se inicia la producción de crudo y/o gas natural. El control de la producción es efectuado, cuando el petróleo y el gas fluyen de forma natural (producción primaria) a través de un conjunto de válvulas de alta presión y bridas, conocido como "árbol de Navidad".

A medida que se va agotando el crudo extraído de forma natural, se procede a ayudar la explotación con bombeos y con inyección de agua y gas (recuperación secundaria)

Habiendo realizado las tareas de perforación y desmontado el equipo, se procede a la terminación y re equipamiento del pozo. Para la terminación se cuenta con un equipo similar al de perforación. Una vez montado este equipo se procede a la limpieza del pozo y al acondicionamiento del fluido de terminación. Luego mediante los llamados "perfiles a pozo entubado", los

El impacto de la regularización de las tarifas de gas en el mercado.

cuales generalmente son radioactivos y acústicos, se precisa la posición de los estratos productivos, previamente identificados por los “perfiles a pozo abierto”. El siguiente paso es el “punzamiento” de los estratos seleccionados con el fin de ponerlos en contacto con el interior del pozo. Finalmente cada uno de los estratos punzados es ensayado para determinar no sólo los volúmenes de fluido que aporta, sino también la composición y la calidad de los mismos.

Por último se considera importante tener noción de la magnitud del costo o de la inversión para completar estas etapas. Se debe tener en cuenta que esta inversión se puede perder ya que no siempre que se ubica y se perfora un pozo éste resulta productivo, sino que la perforación es sólo un paso dentro del proceso de búsqueda de hidrocarburos, pues aún no se ha llegado a ensayarlo ni a ponerlo en producción.

Cuenca	Profundidad Promedio (m)	Perforación			Terminación		
		Tiempo estimado de operación (días)	Costo aprox. (USD/m)	Costo aprox (USD)	Tiempo estimado de operación (días)	Costo aprox. (USD/m)	Costo aprox (USD)
Austral-onshore	3.000 / 3.300	30	160	500.000	4 / 5	5.000	25.000
Cuyana	Norte 3.000	25	200	600.000	4 / 5	4.000	600.000
	Sur 1.800	25	200	360.000	4 / 5	4.000	360.000
	3.200	25/ 30	200	640.000	4 / 5	4.000	640.000
Noroeste	Salta 3.000	30	250	3.000.000-5.000.000	4 / 5	4.000	50.000
	Jujuy 5.000	30	250	5.000.000-30.000.000	4 / 5	8.000	50.000
	Chubut 2.000	10	160	320.000	4 / 5		20.000
San Jorge	Santa Cruz 2.800	15	160	450.000	4 / 5		35.000

Tabla 2.2. Costos de Perforación y Terminación (USD)

Fuente: IAPG

2.3.4 Producción

Terminada la perforación, el pozo está en condiciones de empezar a producir. Los fluidos dentro del yacimiento (petróleo, gas y agua) entran a los pozos impulsados por la presión a los que están confinados en el mismo. Si la presión es suficiente, el pozo resultará “surgente”, es decir que produce sin necesidad de ayuda. Si la presión sólo alcanza para que los fluidos llenen el pozo parcialmente, se debe bajar algún sistema para terminar de subirlos a la superficie, ya sean bombas a algún equipo equivalente.

El petróleo, junto con el gas y el agua asociados, son conducidos desde cada uno de los pozos hasta baterías o estaciones colectoras a través de de una red de cañerías enterradas de entre 2 y 4 pulgadas de diámetro, las cuales suelen ser de acero. La batería recibe la producción de un determinado número de pozos del yacimiento, generalmente entre 10 y 30 pozos, y es allí donde se realizan las funciones de separación de los diferentes fluidos, y la medición diaria de volumen producido total y, en los casos necesarios, de cada pozo en particular.

Para el caso de captación de gas de pozos exclusivamente gasíferos, gas libre pero no necesariamente seco, es necesario contar con instalaciones que permitan la separación primaria de líquidos y el manejo y control de la producción de gas, normalmente a mayor presión que el petróleo. Luego el mismo seguirá el mismo proceso que el gas asociado ya separado.

El movimiento del gas a plantas y/o refinerías se realiza a través de gasoductos, bombeándolo a través de compresores. A esta etapa se la conoce como *Midstream*.

Eliminado: S

A continuación se presenta un esquema muy simple de la producción para ilustrar lo explicado.

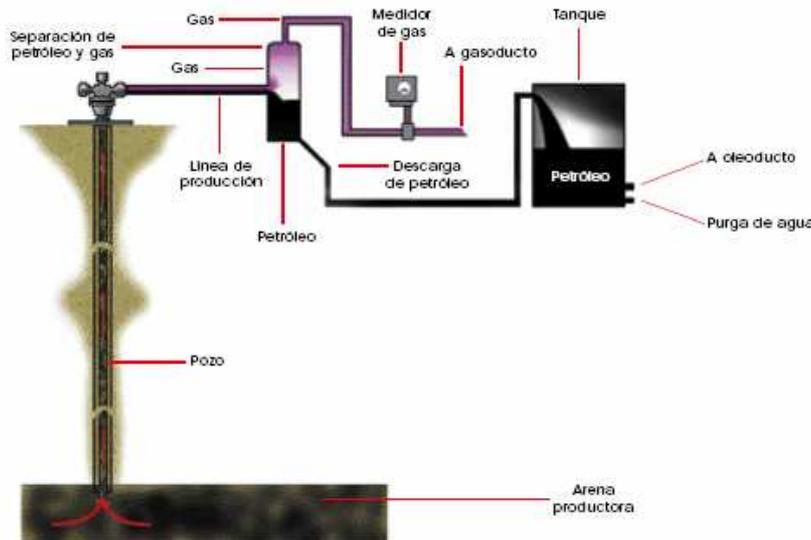


Figura 2.3. Esquema de Producción de Petróleo y/o Gas
Fuente: IAPG

2.3.4.1. Producción en la Argentina

Inicialmente, la producción de gas natural, como en el resto del mundo, estaba atada a la producción de petróleo ya que en los yacimientos petroleros suele encontrarse o bien una capa de gas, o gas disuelto en el petróleo mismo, lo que se denomina gas asociado. Hacia mediados del siglo XX, la mayor parte del gas natural asociado era venteado, pues no había un mercado para el mismo.

La Argentina tenía una red de distribución de gas en Buenos Aires, principalmente utilizada para iluminación y cocina, que funcionaba con gas de

carbón, es decir, monóxido de carbono que se generaba calentado carbón de coque y suministrando agua a contracorriente.

Conjuntamente con la aceptación que comenzó a tener el gas natural como fuente de energía en el mundo, sucedió que el período de guerra y posguerra puso en peligro el abastecimiento de carbón que Argentina compraba a Inglaterra. Consecuentemente el gobierno de Juan D. Perón hizo construir el gasoducto Comodoro Rivadavia – Buenos Aires, de 1.700 kilómetros, en ese momento el más extenso del mundo, para reemplazar el gas de carbón por gas natural.

En los 60's se construyeron la extensión de ese gasoducto a Cañadón Seco, el primer gasoducto desde Neuquén (desde Plaza Huincul) y el gasoducto Norte desde Campo Durán. También se creó Gas del Estado, empresa estatal encargada del transporte y la distribución. A partir de allí, se registró un crecimiento lento pero sostenido de la industria del gas natural. En la década del '90 este incremento en la producción se tornó un tanto más pronunciado a partir de la privatización del sector.

Así, la producción de gas natural, que en los últimos cinco años antes de las privatizaciones había crecido al 4% anual, pasó a crecer, en los primeros cinco años posteriores a 1992 al 7.9% anual. Hacia el año 2000, el mercado ya rondaba los 100 MMm³/d de promedio anual, con picos de alrededor de 120 MMm³/d en invierno. Sin embargo, en el año 2001, esta tendencia se vio interrumpida, producto de la crisis socioeconómica desatada en el país, tema que será tratado en la siguiente sección.

A continuación se ilustra la evolución de la producción en los últimos treinta años.

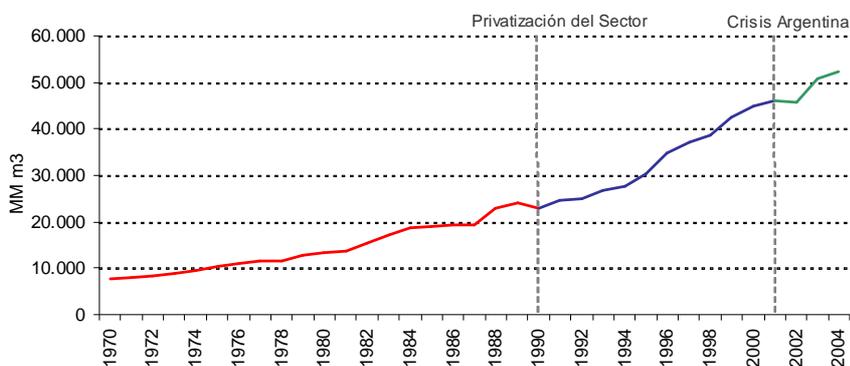


Figura 2.4 Producción de gas natural de 1970 hasta 2004
Fuente: Secretaría de Energía- Subsecretaría de Combustibles

2.4. Marco Regulatorio

Para poder llegar a comprender en su totalidad el modo de operación de la industria, es importante estar al tanto del marco regulatorio en el que ella se basa, el cual como luego se verá dio un giro radical como producto de la crisis.

2.4.1. La Privatización del Sector del Gas

Hasta comienzos de los años 90 el mercado del gas en la Argentina se encontraba casi enteramente monopolizado por el Estado Nacional con escasa participación del sector privado. La empresa YPF, junto con otras empresas privadas contratistas del Estado, llevaban a cabo la exploración y explotación de los yacimientos, vendiendo el gas natural en cabecera de gasoducto a Gas del Estado. Éste a su vez se encargaba del transporte desde los yacimientos de producción hasta los centros de consumo, y de la posterior distribución al usuario final.

El precio del gas en boca de pozo estaba regulado, y dado que la actividad se encontraba virtualmente monopolizada por el Estado Nacional, en la práctica constituía un precio de transferencia que se utilizaba políticamente para transferir renta entre YPF y Gas del Estado dependiendo de las necesidades financieras de cada una. Esto conducía a la aplicación de subsidios cruzados entre distintos clientes y productos. A su vez, las tarifas de gas a usuarios finales que Gas del Estado aplicaba a su servicio también se encontraban reguladas. Dichas tarifas no obedecían a los principios de la teoría regulatoria, sino que principalmente se encontraban condicionadas por cuestiones políticas o económicas (por ejemplo para [control inflacionario](#)) que no encontraron oposición en Gas del Estado por estar precisamente ésta subordinada al poder político⁴. Esto llevó a que a fines de los 80, tras haber utilizado las tarifas para morigerar sucesivos procesos inflacionarios, existieran importantes subsidios cruzados y la estructura tarifaria se encontrara totalmente tergiversada. Basta mencionar como ejemplo el hecho de que los usuarios industriales pagaban tarifas unitarias mayores que los residenciales, aún cuando es indiscutible que el costo del servicio de éstos últimos es superior al del servicio para industrias. Por otro lado la manipulación política de tarifas ocasionó la disociación de éstas respecto de los costos del servicio, resultando en un nivel de ingresos insuficiente para cubrir las inversiones y dando lugar a una estructura de subsidios cruzados que, en general, estaba sesgada contra la industria. De esta forma se contaba con un esquema que daba lugar a una baja productividad del capital, insatisfacción de la demanda y baja calidad de

⁴ Ver FIEL, *La Regulación de la Competencia y de los Servicios Públicos*, "Privatización, regulación y competencia en el Gas Natural".cap 12. 1999

prestación del servicio, que quedaba en evidencia con la caída de la presión de gas que se producía en el invierno.

A partir de 1991 se produce una importante reestructuración del sector, que comienza con la desregulación y apertura al capital privado de la exploración y producción de yacimientos de petróleo y gas, y continúa con las privatizaciones de YPF y Gas del Estado. Como [fuera](#) dicho anteriormente, en 1992 se privatiza Gas del Estado, previa subdivisión de la misma en diez compañías, dos de transporte troncal y ocho distribuidoras. El gobierno consideró que esta división tendría dos ventajas, por un lado se evitaría transferir un monopolio estatal a un monopolio privado y por el otro se permitiría, tanto a los usuarios de las nuevas firmas privatizadas como a las autoridades del Ente Nacional Regulador del Gas, comparar la calidad y eficiencia en la prestación de los servicios por las distintas firmas. Si la empresa se hubiera vendido sin división previa, se habría transferido un poder económico demasiado significativo a un sólo grupo empresario. Por otra parte, la competencia por comparación no sólo beneficiaría a los usuarios y permitiría una mejor regulación sino que, dado que algunas distribuidoras podrían adquirir el servicio de transporte a más de un transportista, las licenciatarias de distribución podrían evaluar la calidad y eficiencia del servicio prestado por las transportadoras.

Con la privatización, los grupos adjudicatarios de las unidades de negocios obtuvieron una licencia para prestar el servicio durante 35 años.

En consecuencia, el nuevo marco regulatorio introdujo importantes modificaciones en relación a la forma en que históricamente había funcionado el sector, destacándose las siguientes:

- Creación de un organismo de Control autárquico, el ENARGAS, que regula el transporte y distribución de gas natural.
- Desintegración vertical y horizontal del sector, con limitaciones a la participación accionaria cruzada.
- Desregulación del precio del gas en boca de pozo, y traspaso directo a la tarifa de los usuarios finales (“pass through”) de las variaciones en dicho precio.
- Prohibición de subsidios cruzados.
- Las tarifas deben permitir pagar todos los “costos eficientes” del servicio, más una rentabilidad “justa y razonable”.

- Regulación por el sistema de tarifas con precios tope (“Price Cap”) con revisiones quinquenales.
- Acceso libre y no discriminatorio al sistema de transporte y distribución.
- Regulación comparada (“Benchmarking” o “Yardstick Competition”).
- Promoción de la Competencia: establecimiento del derecho de los usuarios a elegir proveedor y tipo de servicio contratado; posibilidad de adquirir el servicio a un proveedor alternativo (comercializador) y de realizar un by-pass físico y/o comercial a la distribuidora zonal.

2.4.2. Transporte y Distribución

Como fuera dicho anteriormente, el gas que puede producirse desde un yacimiento de gas libre o asociado es transportado a través de gasoductos hacia las plantas separadoras y de fraccionamiento. Una vez realizados los procesos de separación, el gas ya tratado entra a los sistemas de transmisión para ser despachado al consumidor industrial y doméstico. El despacho al consumidor individual es administrado por las compañías de distribución con su propio sistema de tuberías, las cuales se caracterizan por tener medidores individuales para sus clientes.

Eliminado: fraccionadota

Eliminado: s

En la Argentina, a partir del proceso de privatizaciones ya mencionado, el servicio de transporte de gas natural fue adjudicado a dos empresas: Transportadora de Gas del Norte (TGN) y Transportadora de Gas del Sur (TGS). Consecuentemente los activos de la red de transporte que pertenecían al Estado quedaron repartidos entre ambas empresas las cuales no tienen la propiedad ya que los activos siguen perteneciendo al estado, pero hacen usufructo de los mismos. De esta forma cada una goza de exclusividad en su área. Por otra parte, el área del territorio nacional fue dividida en nueve zonas de exclusividad, de las cuales ocho⁵ recibieron la adjudicación del servicio de gas - Metrogas, Distribuidora de Gas Pampeana, Gas Natural Ban, Distribuidora de Gas del Centro, Distribuidora de Gas Cuyana, Litoral Gas, Gasnor y Distribuidora de Gas del Sur. Se impusieron, además, limitaciones cruzadas a la participación de los mismos accionistas en distintos segmentos. A continuación se presenta este nuevo modelo de transporte y distribución.

⁵ El caso de Gasnea (área Noreste, en blanco en la figura 2.5) es especial porque la licencia fue otorgada en 1997 (casi 5 años después de la adjudicación de las otras ocho licencias) sobre un área sin gasoductos, no atendida por Gas del Estado en el pasado

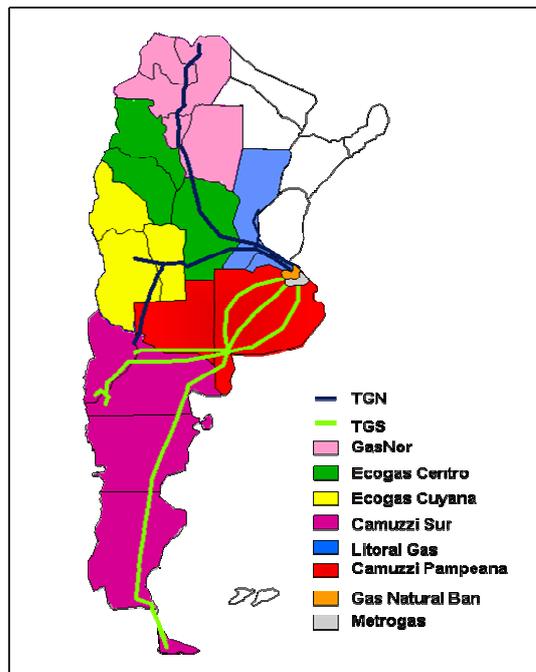


Figura 2.5. Modelo de transporte y distribución creado por la Ley 24.076

Fuente: [ENARGAS](#)

Eliminado: ¿?

En el año 1992, además de llevarse a cabo la privatización, se sanciona la Ley 24.076 ("ley del Gas") que junto con su decreto reglamentario y otras normas, constituyeron la base fundacional del Marco Regulatorio⁶ de los servicios de transporte y distribución de gas natural. La norma sólo regula el transporte y la distribución de gas natural, ya que la producción, captación y tratamiento quedan regidos por la ley 17.319. Entre los objetivos de la regulación del transporte y distribución del gas natural se señala: proteger los derechos de los consumidores; promover la competitividad de los mercados de gas natural y alentar las inversiones; tender a una mayor eficiencia y mejor operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso y no discriminación en el transporte y distribución de gas natural; asegurar que las tarifas de transporte y distribución sean justas y razonables; incentivar el uso racional del gas natural; y propender a que la tarifa industrial sea equivalente a la que rige en países con similar dotación de recursos y condiciones.

Como consecuencia de la reforma dispuesta por la ley 24.076 y de la privatización de Gas del Estado, la actividad gasífera pasó a ser protagonizada por cinco clases de actores principales: los productores de gas natural, los

Eliminado: cuatro

⁶ El concepto de marco regulatorio hace referencia a la Ley del Gas (N°24.076), junto con los decretos reglamentarios y de establecimiento de las licencias de transporte y distribución (Decretos 1.738/92 y 2.255/92) que establecen las bases para el funcionamiento de la industria.

transportistas, los distribuidores y los consumidores (dentro de los cuales los grandes consumidores, como industrias y centrales eléctricas, pueden considerarse como una categoría separada) [y el Estado mediante el Ente regulador y la Secretaría de Energía](#).

En este nuevo esquema, los productores inyectan el gas natural que producen en un sistema interconectado de gasoductos que pertenecen a las empresas transportadoras. Estas están encargadas de conducir el gas natural desde el punto de ingreso al sistema de transporte hasta el punto de entrega del gas a las empresas distribuidoras. Estas últimas, a su vez, toman el gas natural en este punto y abastecen con él a los consumidores ubicados en su área geográfica, utilizando para ello una red de distribución. Los grandes consumidores de gas, sin embargo, pueden dentro de este esquema evitar la intermediación del distribuidor, conectándose directamente a la red de transporte. A los efectos de limitar las posibilidades de colusión entre los diversos actores del mercado del gas, la ley prohíbe a los principales sujetos activos de la industria (productores, transportistas, distribuidores y consumidores que contraten directamente con el productor) tener una participación controladora en las empresas transportistas y distribuidoras.

Entre las características del nuevo marco regulatorio del gas se destaca la adopción del sistema de "acceso abierto". Según este sistema, siempre que tengan capacidad disponible, las empresas transportadoras y distribuidoras están obligadas a transportar el gas a cualquier empresa que lo solicite y cumpla con los requisitos establecidos en las normas.

En lo que respecta al comercio exterior, el marco regulatorio establece la libertad para realizar importaciones de gas natural sin necesidad de aprobación previa. En cambio, para las exportaciones se indica que deberán ser autorizadas por el Poder Ejecutivo Nacional, siempre que no se afecte el abastecimiento interno. En lo que se refiere a los aspectos tarifarios previstos en la ley, se dispone que las tarifas a consumidores finales sean el resultado de la suma de tres componentes: el precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte, la tarifa de transporte y la tarifa de distribución.

En el nuevo contexto, los productores venden el gas a los distribuidores y grandes consumidores. Los transportistas, en cambio, no pueden comprar ni vender gas natural y su servicio se limita al transporte del hidrocarburo; en compensación tienen derecho a percibir una tarifa de "peaje". Los consumidores (a excepción de los "grandes consumidores") son, en líneas generales, clientes exclusivos del distribuidor correspondiente al área geográfica en que se ubican, al cual le adquieren el gas natural que consumen.

Así concebida, la actividad gasífera presenta diferentes estructuras de mercado según el segmento que se considere, ya que de ser potencialmente competitiva en el segmento de producción pasa a ser naturalmente monopólico en el transporte y en la distribución. Justamente en virtud de que el transporte y la distribución del gas natural son monopolios naturales se decidió regular las tarifas o el "peaje" para estas dos etapas. La ley establece que estas tarifas deben permitir a los transportistas y distribuidores que operen en forma económica y prudente, obtener una rentabilidad razonable por lo que se entiende que es aquella similar a la de otras actividades de riesgo comparable y que guarda relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria de los servicios. En cambio, al asumirse que los productores iban a competir por vender su gas a distribuidores y grandes usuarios, se decidió desregular el precio del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte. La desregulación se hizo efectiva a partir de enero de 1994, es decir, un año después de la privatización de Gas del Estado.

Sin embargo, como el ENERGAS fija un precio máximo al cual las distribuidoras pueden comprar el gas para sus clientes, el precio en boca de pozo queda en cierta medida fijado indirectamente. Las distintas distribuidoras tienen distintos precios máximos, dependiendo de su ubicación geográfica y de las cuencas en las que compran. Esto, sumado al hecho de que los grandes consumidores pueden comprar gas a las distribuidoras o directamente en boca de pozo, genera un estado de semi-competencia en el cual el precio de boca de pozo queda virtualmente fijado en una banda alrededor del precio máximo fijado por el ENERGAS.

Eliminado: ¶

Eliminado: ¶

2.5 LOS CONSUMIDORES

A modo de simplificación se divide el mercado consumidor de gas en cinco mercados principales, estos son el residencial, el GNC, las usinas, los mercados industriales y comerciales, y por último las exportaciones. Por otro lado se tienen los consumos de entes oficiales, subdistribuidores, que operan antes del Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, básicamente plantas de LPG y generación eléctrica. A los fines del análisis en cuestión se puede decir que éstos así como también el consumo por pérdidas y comprensión pueden considerarse despreciables.

Si se evalúa la estructura del mercado del Gas en el año 2003, se puede ver que esta división contempla los segmentos de mayor peso.

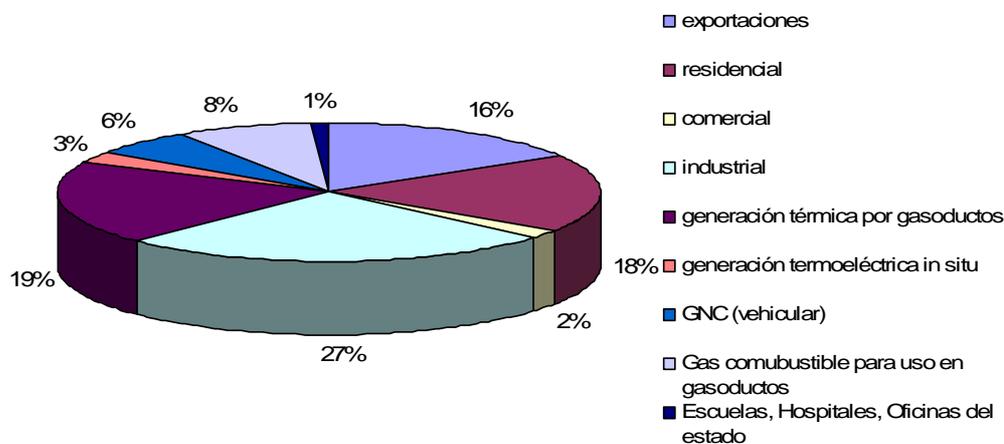


Figura 2.6. Demanda de Gas por segmento- año 2003

A continuación se analiza en mayor detalle cada uno de los cinco mercados principales en la época previa a la crisis ya que a partir del 2002 el comportamiento de los mercados dio un gran vuelco que será analizado en la próxima sección, al estudiar la crisis actual.

2.5.1. Mercado Residencial

Se puede decir que históricamente la cantidad de usuarios residenciales se encontraba en constante crecimiento. Mientras que en el año 1971 los usuarios del sistema totalizaban cerca de 1.400.000, en el año 2002 ya se tenían aproximadamente 5.770.000, lo que representa un crecimiento mayor al 400%.

El impacto de la regularización de las tarifas de gas en el mercado.

Consecuentemente, el consumo residencial de gas en el país aumentó desde los 937 millones de m³ a los 6.656 millones de m³ a lo largo de dicho período.

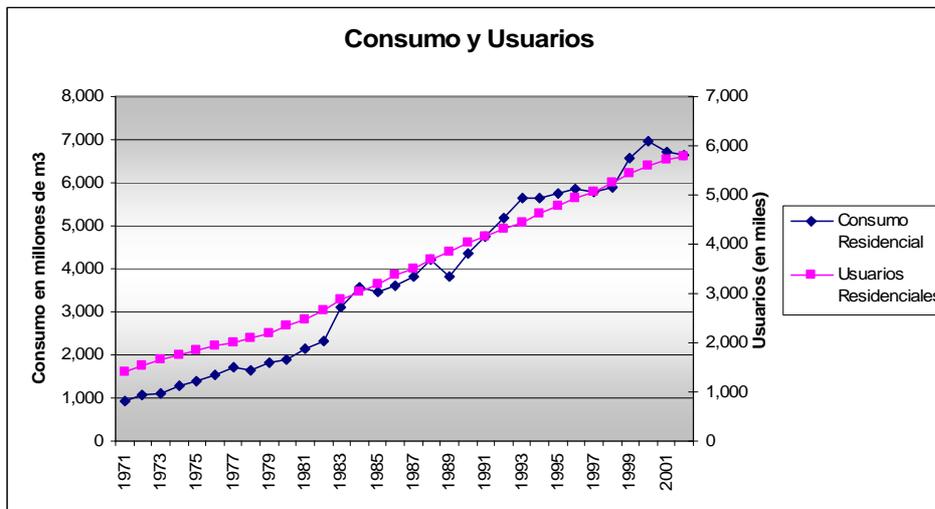


Figura 2.7. Consumo y número de usuarios residenciales (1971-2002)

Si se analiza el consumo por usuario, se puede ver que el mismo prácticamente se ha duplicado entre los años 1971 y 1993. Se podría decir que esto se debe por un lado a los cambios en los hábitos de consumo que lleva a una mayor utilización del mismo en los hogares, por ejemplo mediante el uso de la cocina, la calefacción, y el agua caliente. Además posiblemente este aumento también se deba a una mejor tecnología disponible.

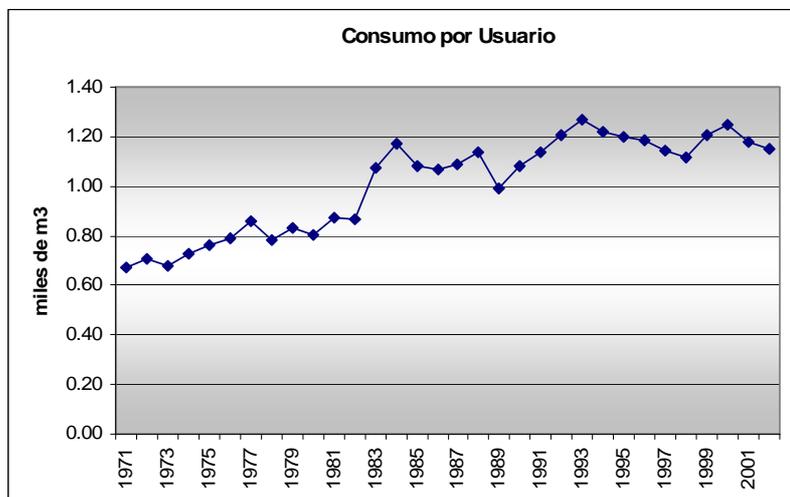


Figura. 2.8. Consumo residencial por usuario

Para evaluar el crecimiento de la industria del gas en este mercado, se hace referencia a la penetración de usuarios residenciales, dada por el cociente entre usuarios y población total. En 1993 la penetración era del 13,3% con una tendencia creciente, en el año 2002 este valor ya había alcanzado el 15,7%.

El aumento en la penetración de usuarios residenciales es un claro indicio del crecimiento de la industria porque refleja tanto un incremento en las conexiones domiciliarias superior al aumento vegetativo de la población, como un crecimiento en la infraestructura de transporte y distribución. El número de conexiones domiciliarias puede crecer tanto porque las distribuidoras expanden las redes o porque se construyen viviendas en zonas en donde la red ya se encuentra instalada.

En este mercado es importante destacar que los usuarios residenciales son considerados por la normativa como no interrumpibles, por lo cual en condiciones de restricciones de abastecimiento no pueden sufrir cortes en el suministro.

Por otro lado es interesante notar que el consumo residencial tiene una marcada estacionalidad cuyos picos se presentan durante el invierno, la misma se presenta en el gráfico a continuación.

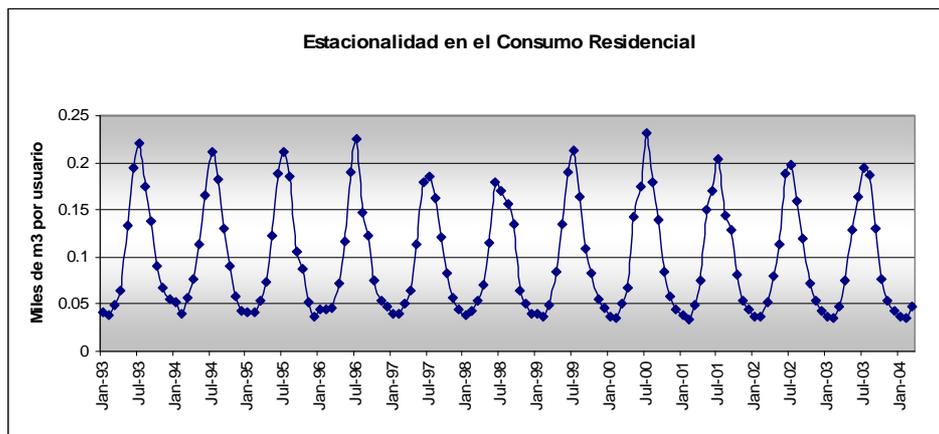


Figura 2.9. Estacionalidad del consumo residencial

A partir de la figura se puede notar que el consumo por usuario en el mes pico, es alrededor de cuatro veces mayor al del consumo en valle, es decir en verano. Este comportamiento es de suma importancia a la hora de entender el comportamiento del mercado de gas natural dentro de un período anual ya que por la condición de no interrumpibilidad de los usuarios residenciales las distribuidoras deben contratar capacidad de transporte que les asegure el poder abastecerlos durante el pico. Esta capacidad de transporte luego queda

El impacto de la regularización de las tarifas de gas en el mercado.

ociosa durante el resto del año, por lo que puede ser revendida en carácter interrumpible a industrias y usinas a un precio menor. Por su parte, las industrias y usinas tienen la opción de comprar el transporte y distribución en forma interrumpible o firme (no interrumpible) dependiendo de su estrategia y necesidades productivas. Además, por ser clasificados como grandes usuarios también pueden contratar directamente con los transportistas y distribuidores, cada servicio por separado, también en ambas modalidades (firme o interrumpible).

Consecuentemente se podría decir que si bien los distintos consumidores parecen moverse en forma independiente, en especial los residenciales, en realidad están íntimamente relacionados debido al carácter de la normativa.

2.5.2 Mercado de GNC

Este mercado está constituido básicamente por estaciones de servicio, que luego de comprar el gas lo comprimen a aproximadamente 200 bar para venderlo como combustible para vehículos. A través de esta compresión se puede almacenar más combustible en una sola carga, [puesto que el gas natural pasa a estado líquido.](#)

Para poder estimar la magnitud del mercado es necesario estudiar la composición del parque automotor. El parque automotor en la Argentina se puede dividir en tres clases: los automóviles, el transporte de carga, y el transporte de pasajeros. Los primeros se caracterizan por funcionar principalmente con motores de ciclo Otto que operan con nafta o GNC como combustible (un 65% aproximadamente los utiliza), mientras que el 35% restante utiliza motores de Ciclo Diesel los cuales operan con gasoil únicamente. En cuanto a las categorías de transporte de carga y de transporte de pasajeros se podría decir que se caracterizan por tener motores de ciclo Diesel en su totalidad. La posibilidad de utilizar GNC con motores de ciclo Diesel no es remota, sin embargo no se considera relevante en lo que al mercado de GNC respecta (al menos para los próximos años) dado el elevado costo de la transformación del motor de un tipo de tecnología a la otra. Consecuentemente se podría decir que son los motores de ciclo Otto los únicos que constituyen la demanda del GNC, reduciendo el mercado de GNC al uso de automóviles exclusivamente,

En la siguiente tabla se observa la cantidad de vehículos en la Argentina, como así también la relación de habitantes por automóvil. Se puede ver que en la década estudiada, se ha alcanzado cierta estabilidad en este ratio, el cual en todos los casos ronda el valor de 7. De esta forma, dadas las circunstancias

macroeconómicas se espera que el mismo se mantenga alrededor de dicho valor.

	Automóviles	Transporte de Carga	Transporte de Pasajeros	Otros	Total	Habitantes por Automóvil
1994	4.426.706	1.203.903	35.722		5.666.331	7,85
1995	4.665.329	1.200.569	37.568		5.903.466	7,45
1996	4.783.908	1.248.527	38.434		6.070.869	7,38
1997	4.904.265	1.332.334	40.191		6.276.790	7,2
1998	5.047.630	1.453.335	43.232		6.544.197	7
1999	5.056.146	1.507.338	43.498		6.606.982	6,99
2000	5.386.231	1.520.372	44.222	2.355	6.953.180	6,88
2001	5.417.659	1.481.507	43.435	4.485	6.947.086	6,94
2002	5.348.928	1.439.545	42.259	6.092	6.836.824	7,15

Tabla 2.3. Cantidad total de vehículos y habitantes por automóvil

Más allá de que el mercado de GNC es impulsado por la cantidad de automóviles en circulación, es interesante considerar que del total de automóviles con ciclo Otto, se estima que sólo el 50% pueda llegar a pasarse a GNC. Este fenómeno se debe a que el remanente corresponde ya sea a automóviles de lujo que difícilmente opten por un combustible alternativo en función del precio del mismo, o a usuarios que por su bajo grado de utilización no justifiquen la inversión necesaria para el cambio de tecnología.

El GNC comenzó utilizándose por usuarios considerados intensivos por contar con grandes distancias recorridas por unidad de tiempo, ya que el precio por unidad de energía del GNC era considerablemente menor que el de las naftas. Esto no sólo representaba un gran ahorro para dichos usuarios sino que además justificaba la inversión necesaria para el cambio de tecnología. Con el tiempo los equipos se volvieron más accesibles y aumentó la cantidad de estaciones de servicio lo que ocasionó que los usuarios no tan intensivos comenzaran a hacer uso de este combustible también, lo cual puede apreciarse en el ratio de consumo de GNC por auto, el cual, como se puede observar en la tabla 2.4, desde el año 1998 viene en disminución, no porque el consumo de GNC disminuya, sino porque la cantidad de usuarios prácticamente se ha duplicado desde 1998 hasta el 2002, [incorporándose así usuarios menos intensivos](#).

Año	Consumo GNC (miles m3)	Cant. Autos con GNC	Autos convertidos anualmente	Ratio de consumo GNC (m3/usuario)
1998	1.411.854	452.961		3.117
1999	1.508.915	513.835	60.874	2.937
2000	1.677.234	630.548	116.713	2.661
2001	1.850.565	755.671	125.123	2.449
2002	2.040.319	879.587	123.916	2.320

Tabla 2.4. Evolución del consumo de GNC por usuario

Eliminado: Las

2.5.3. Usinas eléctricas

En el país, actualmente la oferta de generación de energía cuenta con tres tipos de centrales, las hidroeléctricas, las nucleares, y las térmicas. Cada una de ellas opera sobre la base de una tecnología diferente para la generación.

Para comprender el modus operandi de este mercado, es necesario hacer referencia al Marco Regulatorio del mercado eléctrico, a través de la ley 24.065. La misma fue sancionada junto con el Marco Regulatorio del gas y tiene un esquema normativo similar, aunque cuenta con una diferencia.: la creación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), el cual se asemeja a un mercado virtual donde se resuelven las necesidades de demanda y oferta así como también el subsiguiente despacho de energía por parte de los generadores. Este mecanismo de despacho prioriza el costo marginal de generación, asegurando que la generación requerida para satisfacer la demanda se establezca en función del costo económico de operación del sistema eléctrico. De esta forma se premia a aquellos productores más eficientes, ya que son los generadores capaces de producir a menor costo marginal los llamados a entregar energía. Como consecuencia en los años inmediatos a su creación se generó una fuerte competencia oferente que trajo aparejada una baja de precios y un alto crecimiento de la potencia instalada.

Si se quisiera ordenar los tipos de centrales según su costo y por ende prioridad de despacho, se puede decir que la energía marginalmente más económica es la producida por centrales hidroeléctricas, ya que el costo marginal de agua es prácticamente nulo. Luego se recurre a las centrales nucleares porque las mismas tienen una relación materia prima por unidad de energía generada muy baja, sumado a un costo muy alto asociado al no despacho (apagar la central). En tercer lugar se encuentran las centrales térmicas de alta eficiencia, como lo son las de ciclo combinado, y finalmente se tienen los ciclos abiertos. Los generadores más eficientes son denominados

Eliminado: , l

generadores de base porque despachan energía constantemente, mientras que los menos eficientes ingresan al sistema para cubrir los picos de demanda únicamente por lo que son denominados centrales de punta.

A continuación se presenta el comportamiento de la generación en los últimos años:

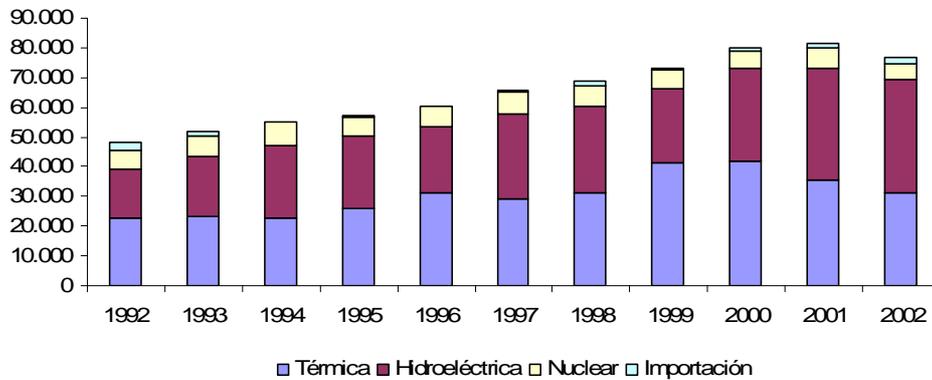


Figura 2.11. Generación Eléctrica en la Argentina (GWh)

Se puede ver que la participación de la generación hidráulica en la oferta varía año a año, principalmente porque la misma depende en gran medida de la disponibilidad de agua en los embalses, la cual está determinada por el nivel de precipitaciones anuales. A su vez esto repercute directamente en la demanda de generación térmica, porque dado que la potencia nuclear instalada es constante y se encuentra despachando siempre que este operativamente disponible, es a este tipo de generación al cual se recurre para cubrir la demanda faltante. Tomando como parámetro los datos históricos de generación se puede inferir que en un año seco la generación térmica puede llegar a representar un 56% del total mientras que en un año lluvioso este valor puede disminuir hasta a un 41%. El promedio de 1993 a 2002 fue de 45%.

A partir de diciembre de 2001, las condiciones económicas del país repercutieron fuertemente en el consumo de energía eléctrica, registrándose por primera vez desde la creación del Marco Regulatorio, un descenso en la demanda de energía con relación al año anterior.

Por último en la siguiente tabla se presenta la demanda eléctrica histórica. La demanda eléctrica es equivalente a la generación menos las pérdidas y la exportación. La suma de estas dos últimas puede aproximarse a un 5% de la generación total.

Año	Demanda eléctrica en GWh	Variación anual
1992	45.817	
1993	48.764	6,40%
1994	51.884	6,40%
1995	53.771	3,60%
1996	57.778	7,50%
1997	62.176	7,60%
1998	65.666	5,60%
1999	68.780	4,70%
2000	71.941	4,60%
2001	73.599	2,30%
2002	72.109	-2,00%

Tabla 2.5. Demanda eléctrica histórica en la Argentina

2.5.4 Usuarios Industriales y Comerciales

Este mercado agrupa a los usuarios cuyo nivel de consumo está directamente relacionado al crecimiento de la economía, los mismos pueden ser comerciales o industriales con la diferencia de que éstos últimos hacen uso del gas natural como parte de su proceso productivo, por lo que el volumen demandado es significativamente mayor. Más aún el sector industrial es uno de los principales consumidores de gas natural del país. Se podría decir que alrededor del 73% del gas que se consume en la industria argentina es utilizado por ramas de la producción: la química, la petroquímica, la destilería, la siderúrgica y la alimenticia. Algunas de las cuales tienen un fuerte sesgo exportador.

A continuación se presenta la participación de cada rama industrial en el consumo de gas.

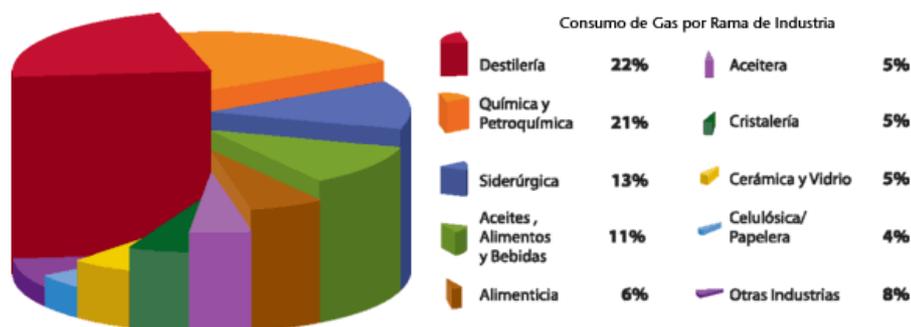


Figura 2.12. Consumo de Gas por Rama de Industria

Como se mencionara con anterioridad, por ser grandes usuarios, las industrias pueden adquirir el gas directamente de la distribuidora o pactar una tarifa en boca de pozo con los productores, contratar un servicio de transporte y un servicio de distribución. En este aspecto es interesante destacar que muchas empresas optan por adquirir servicios interrumpibles por el ahorro que esto produce. Estas industrias producen con combustibles alternativos o llevan a cabo programas de mantenimiento para los días de invierno en que se les corta el suministro, que generalmente ronda entre los 15 y 30 días, dependiendo del frío y de la calidad del servicio adquirido. En el otro extremo, están las plantas que por alguna razón no pueden detener su producción (por ejemplo aquellas que emplean hornos) y por lo tanto contratan servicios firmes.

Gracias a la salida de la convertibilidad muchas de estas industrias mejoraron sus costos operativos. Esta mejora relativa de sus costos frente a competidores internacionales trajo aparejado un pronunciado crecimiento industrial y, por ende, un aumento de la demanda de gas natural en la mayoría de las plantas del país.

Para finalizar el análisis de estos cinco segmentos se presenta el consumo de cada uno de ellos.

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	Crec. Prom Anual
Residencial	5,6	5,7	5,8	5,8	5,8	5,9	6,6	7,0	6,7	3,00%
Comercial	1,6	1,4	1,2	1,0	0,9	1,0	1,0	1,1	1,0	-5,20%
Industrial	7,6	8,7	9,1	9,4	9,8	9,9	9,8	10,0	9,7	4,00%
Usinas	5,9	5,2	5,9	8,6	8,5	8,5	10,7	10,9	8,7	9,20%
G.N.C	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,4	1,5	1,7	1,9	11,40%
Otros	0,3	0,3	0,3	0,2	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	12,40%
Total	21,8	22,2	23,3	26,4	26,8	27,2	30,2	31,3	28,7	5,30%

Tabla 2.6. Consumo de Gas Natural en Argentina-MMM m³

Fuente: ENARGAS

A partir de los datos se puede verificar que efectivamente el mercado industrial es el que presenta mayor consumo, mientras que el mercado de las usinas le

El impacto de la regularización de las tarifas de gas en el mercado.

sigue en segunda posición. A su vez se puede ver que tanto éste como el mercado de GNC han incrementado en los últimos años con excepción del año 2001 para el caso de las usinas. Finalmente se puede decir que el mercado residencial presenta un consumo significativo, y como dicho anteriormente, el mismo no puede ser descuidado por su carácter de no interrumpibilidad.

2.5.5. Exportaciones

Durante la década del '90, la región comenzó a trabajar en busca de una integración energética con el fin de conectar las urbanizaciones más importantes del Cono Sur: San Pablo, Río de Janeiro, Buenos Aires y Santiago, ya que éstos constituyen grandes centros de demanda de energía eléctrica, petróleo y gas.

Más aún, Argentina fue el primer país de la Región en desarrollar sus reservas de gas con infraestructura de producción y transporte de gran escala. Luego de conectarse las reservas de gas en el norte, sur y oeste del país con Buenos Aires, se construyeron ductos para conectar el norte y centro de Chile en una primera instancia, y con Brasil y Uruguay en una segunda instancia. De esta forma, la Argentina ha sido históricamente quien ha regulado los flujos de energía entre las fronteras en la Región.

Hasta la década de 1990, el único gasoducto internacional se encontraba en el norte del país y se utilizaba para importar gas a la cuenca Noroeste desde Bolivia. El promedio de importaciones rondaba los 5 MMm³/d.

El marco jurídico creado por la administración de Carlos S. Menem incentivó la producción privada, por lo que la Argentina se vio muy pronto en condiciones potenciales de pasar a ser un exportador de gas natural.

A continuación se analiza la situación en cuanto a exportaciones de cada uno de los países previamente citados.

Chile: Es el país que ofrecía las mayores oportunidades de negocios ya que sólo contaba con gas natural en la cuenca Magallanes⁷. En el centro del país trasandino se estimaba una demanda potencial muy grande, no solamente para consumos residenciales en Santiago, sino para conversión a gas natural de numerosas industrias y para generación eléctrica.

Brasil y Uruguay: Ambos países presentaban mercados potenciales. Sin embargo, la penetración del gas argentino en Porto Alegre se vio frenada por varios factores, entre los que caben destacar: la llegada del gas natural por el

⁷ El gas de la cuenca Magallanes es relativamente escaso y no está conectado con las regiones centro y norte, donde están los centros más importantes de consumo.

norte desde Bolivia, la menor penetración del gas natural en Brasil a nivel país, y la ausencia de una política sustentable por parte del estado brasilero para aumentar la participación térmica en la matriz de generación eléctrica. En cuanto a Uruguay se puede decir que el saldo de cuatro años de recesión fue el desarrollo casi nulo del mercado potencial del gas natural. La conexión de Buenos Aires a Montevideo mediante gasoducto Cruz del Sur se completó en noviembre de 2002, pero en el corto plazo se preveía solamente el desarrollo del mercado residencial y la conversión de algunas industrias, lo cual rondaría los 0,3 MMm³/d. Recién en 2006 se preveía la conexión de una planta de ciclo combinado por parte de la empresa de energía estatal UTE, lo cual agregaría una demanda de 1,5 MMm³/d.

Hacia fines de 2002, los gasoductos internacionales en la Argentina eran los siguientes:

Gasoducto	Año de conexión	Mercado	Capacidad máxima (MMm ³ /d)	Volumen anual de exportación (MMm ³ /d)
Methanex	1997	Planta de metanol, sur de Chile	5,5	4,9
Pacífico	2000	Concepción, centro de Chile	9,0	0,8
Gasandes	1997	Santiago de Chile	10,0	5,7
Norandino	1999	Generación, norte de Chile	8,0	1,4
Atacama	1999	Generación, norte de Chile	8,5	1,9
Refinor	1972	Noroeste de Argentina	2,0	0,0
TSB	2001	Planta de generación en Uruguayana, Brasil, con proyecto de extensión a Porto Alegre	10,0	1,5
Colón-Paysandú	1998	Paysandú, Uruguay	1,0	0,1
Cruz del Sur	2002	Montevideo, Uruguay; con proyecto de extensión a Porto Alegre.	5,5	0,0

Tabla 2.6. Gasoductos Internacionales en la Argentina (2002)

III. LA CRISIS

3.1 INTRODUCCIÓN

Sobre la base de lo presentado en la sección anterior, se podría decir que la industria del gas presentaba un panorama favorable; a partir de la privatización del sector en la década del '90, la misma había experimentado un constante crecimiento. Sin embargo, la crisis socioeconómica desatada en el año 2001 revirtió la situación. Se podría decir que todo comenzó el 20 de diciembre de dicho año, cuando el entonces presidente de la Nación, Fernando De la Rúa presentó su renuncia y días después el Congreso Nacional anunció la suspensión de pagos de la deuda pública. El siguiente 6 de Enero se sancionó la Ley de Emergencia Económica (ley 25.561), la cual, entre otras cosas, modificó el régimen cambiario (Título III), suspendió las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios extranjeros, y pesificó las tarifas de gas y electricidad (Art. 8). De esta forma se vieron distorsionadas las ecuaciones económicas de las empresas privatizadas, entre ellas las transportistas y distribuidoras de gas, muchas de las cuales entraron en cesación de pagos con sus acreedores.

Asimismo, la pesificación de las tarifas ocasionó el congelamiento del precio de gas en boca, como consecuencia del carácter pass-through del precio del gas en la tarifa de distribución. El precio al consumidor final (precio final de la distribución) incluye un cargo por costo del gas, otro asociado al costo de transporte y un margen de distribución. La pesificación alcanzó los tres segmentos y al pesificar el costo del gas automáticamente se pesificaron los contratos entre las distribuidoras y los productores. De esta forma, éstos últimos se vieron atrapados entre un precio de gas en boca de pozo pesificado e inversiones y costos (que como ya se ha visto, son sumamente altos) atados a precios internacionales. Afortunadamente, en muchos pozos los costos de producción siguieron siendo menores que el precio del gas (ahora pesificado), lo que permitió que los productores siguieran entregando los volúmenes contratados aunque con un margen sensiblemente reducido. Por otro lado, muchos de los contratos de provisión de gas firme incluían penalidades por cortes de suministro, lo cual representa otra razón para seguir adelante con la producción.

A su vez, La Ley de Emergencia Económica no impuso derechos de exportación al gas natural (a pesar de haber impuesto un 20% y un 5% de impuestos sobre el petróleo y el GLP respectivamente), y las mismas se seguían pagando en dólares; para ello, el Poder Ejecutivo emitió el Decreto 689/02, el cual redolariza los contratos de compraventa de gas natural originalmente pactados en dólares.

Por último vale destacar que algunas áreas son ricas en líquidos asociados, los cuales también se venden a precio internacional, aumentando de esta forma, la rentabilidad de la explotación de los yacimientos gasíferos, otra razón más para seguir adelante con la producción.

Con este panorama, los productores continuaron con su tarea, así como también lo hicieron los transportistas y los distribuidores, pero la realidad es que la industria se encontraba en un equilibrio inestable. Por un lado la rentabilidad de los productores había disminuido, lo cual desalentaba el panorama de inversiones futuras tanto en exploración como en mantenimiento de yacimientos, lo que llevaría indefectiblemente a una disminución en la oferta de gas. Por otro lado, el precio de gas pesificado resultaba muy atractivo, sobretodo si se tiene en cuenta que los combustibles alternativos como ser fuel oil o gas oil se encontraban en alza. Consecuentemente mientras la oferta de gas se veía limitada, la demanda crecía constantemente, tanto en el sector residencial como en el sector de generación, que con la reactivación económica del 2003 registró una alta demanda de gas al ser éste el combustible de generación termoeléctrica más empleado.

De este forma se llega a la crisis actual, en la cual a pesar de contar con recursos, se tiene un mercado en donde la demanda de gas supera a la oferta lo que hace necesario recurrir a los países vecinos, como ser Bolivia, para importar el faltante de gas, el cual hoy se importa a precios mucho mayores a los locales y se espera que a partir de la nacionalización de los hidrocarburos bolivianos, estos precios aumenten aún más. Una crisis que lleva a limitar las exportaciones, a pesar de que esto signifique el incumplimiento de contratos internacionales, como ocurre con Chile, país al cual hoy en día se le sigue exportando pero se planea disminuir estos volúmenes año tras año, y aún así no se sabe si se podrá abastecer a la totalidad de la industria en el pico invernal, lo cual podría llegar a ocasionar cortes a la industria afectando de esta forma la economía del país.

3.2 MARCO REGULATORIO

Como dicho anteriormente, a partir de la devaluación de la moneda en el año 2002, el marco regulatorio del gas dio un giro inesperado, el cual tuvo su origen en la Ley de Emergencia Económica sancionada en el año 2002, con la que entre otras cosas, se congelaron las tarifas de gas y electricidad y como inevitable consecuencia se congeló el precio de gas en boca de pozo. Con esta ley el mercado entero se vio distorsionado, ya que tanto para los productores como para las empresas distribuidoras y transportistas el negocio perdió mucha rentabilidad, haciéndose muy difícil continuar en operación, y causando la consecuente disminución de oferta.

Por otro lado, al pesificar las tarifas el gas pasó a ser un combustible muy demandado por su bajo precio en relación a otros combustibles, logrando un escenario de alta demanda y baja oferta que llevó a una inevitable escasez. Consecuentemente en Febrero de 2004 el PEN, por intermedio de los decretos 180 y 181 estableció las bases para la administración de dicha escasez las cuales se presentan a continuación:

- Se define el régimen de inversiones de infraestructura básica de gas durante el proceso de normalización del servicio público a través de fideicomisos para la ampliación del transporte.
- Se crea del Mercado Electrónico de Gas (MEG) que incluye:

Transparencia del Despacho. Todos los agentes del mercado podrán acceder en tiempo real a la información del despacho de gas natural.

Transparencia Comercial. Toda la información relevante de todos los contratos firmados entre cualquier agente de la industria será publicada.

Mercados Spot y Secundarios. Todas las operaciones de compra de gas spot en boca de pozo, y reventa de capacidad de transporte, entre otros, deberán negociarse en el MEG.

Mercados a Término. Voluntariamente las partes podrán utilizar el MEG para cerrar contratos a término de distinto tipo.

- Se toman medidas para “mejorar” la eficiencia asignativa del gas
- Se establece que para el ranking de corte de interrumpible se debe considerar la “tarifa sin gas” que paga cada usuario.

El impacto de la regularización de las tarifas de gas en el mercado.

- Se faculta a la SE para realizar acuerdos con los productores de gas natural a fin de establecer un ajuste del precio en boca de pozo adquirido por las Distcos⁸.
- Se crea el GNC interrumpible.
- Se autoriza al usuario a revender el transporte contratado con la Distco.
- Se establece que en caso de crisis de abastecimiento de gas o situaciones de crisis en otros servicios públicos la SE tomará las medidas que considere necesarias.

A fin de Marzo del mismo año, ante la falta de disponibilidad de gas en boca de pozo y el aumento de la demanda para generación de energía eléctrica, se estableció el régimen de suspensión y racionalización de exportaciones a través de la Resolución 265/04 y Disposición SSC 27, así como también se estableció el uso prioritario de la capacidad de transporte.

Por otro lado, ante el vencimiento de contratos de gas por parte de las distcos, los productores dejaron de renovarlos por lo que las mismas comenzaron a tener déficit de gas en boca de pozo. Mediante la Resolución 208/04 se homologó en abril el “Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios de Gas Natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte”, suscripto entre la SE y los Productores de gas, que establece los compromisos de los productores con las Distcos, a precio pesificado para Residenciales y un sendero de precios para el resto que concluía con la liberación el 31 de julio de 2005.

Aún así, mediante la notas de la SE 385 y 426 y la Res 503/04 se establecieron los mecanismos de redireccionamiento y uso prioritario del transporte (corte de TI e ID), por los cuales las empresas transportistas tienen que asignar primero el gas de la Res. 208 y luego cortar transporte a los cargadores directos del productor que estén en falta (por imposibilidad de discriminar clientes de las Distcos).

Además, para promover la competencia en la industria del gas, y asegurar a los usuarios el derecho a utilizar en forma plena los servicios contratados con la distribuidora, en junio la SE publicó la Res. 606/04 que establece que los usuarios firmes de las Distcos, podrán intercambiar, revender o ceder el servicio de transporte de gas brindado por la Distco, o la combinación de éste con otros productos o servicios brindados por terceros. Luego con el inicio del funcionamiento del MEG en mayo de 2005, mediante Res 739 se traspasó a

⁸ Término utilizado frecuentemente para referirse a las compañías distribuidoras (“Distribution Companies”)

MEGSA la responsabilidad de administrar los acuerdos derivados de la reventa por la Res. 606 y de las reventas de capacidad de las Transcos⁹ reguladas por Res. 419/97.

En junio de 2004 la SE modifica con la Res 657 al Decreto 180, en su sección "mecanismos de corte, introducción", limitando las restricciones o interrupciones a los servicios firmes provistos por las prestatarias de servicios de distribución a aquellas que resulten estrictamente útiles para garantizar la continuidad de la prestación a los servicios residenciales y a los dos primeros escalones del servicio general, independientemente de la "tarifa sin gas" que pague c/u de los usuarios de servicios firmes; y reemplaza la Disposición 27 de SSC por la Res 659 que establece prioridades, inyecciones adicionales y valorización del gas, circuito de información, entre otras.

Las iniciativas del gobierno para empujar a los industriales a comprarse su propio gas y transporte - "unbundling" – chocan con la oposición de los industriales y estacioneros GNC, y los límites impuestos por la realidad. Esto obliga al gobierno a improvisar sobre la marcha, emitiendo nuevas normas permanentemente, y anulando o suspendiendo la validez de normas anteriores.

⁹ Transco: Término utilizado comúnmente para referirse a las empresas transportistas (Transportation Companies)

3.3. EVOLUCIÓN DEL MERCADO

Una vez presentada la problemática, y el nuevo marco regulatorio sobre el cual opera la industria, se procede a analizar el impacto que estas decisiones tienen en el mercado.

En cuanto al consumo total de gas, de la figura 3.1 se puede ver que en los últimos años se registró un crecimiento significativo del mismo con respecto a los niveles registrados durante la década pasada. Por un lado se puede ver que el consumo promedio entre los años 1993-1997 era significativamente menor que el actual. Se podría decir que esto se debe a que era la época post privatización en donde el mercado estaba comenzando a desarrollarse. A partir de las inversiones del sector privado se construyeron varios ciclos combinados, se tendieron gasoductos de exportación y se instalaron muchas industrias, lo que dio base a la estructura que permitió que en los años 1998-2001 el consumo promedio diera un importante salto.

En los últimos dos años, se puede ver que el consumo estuvo por encima del promedio registrado para el período 1998-2001, aumento cuya justificación recae en el precio de gas, ahora significativamente menor que el de los combustibles sustitutos.

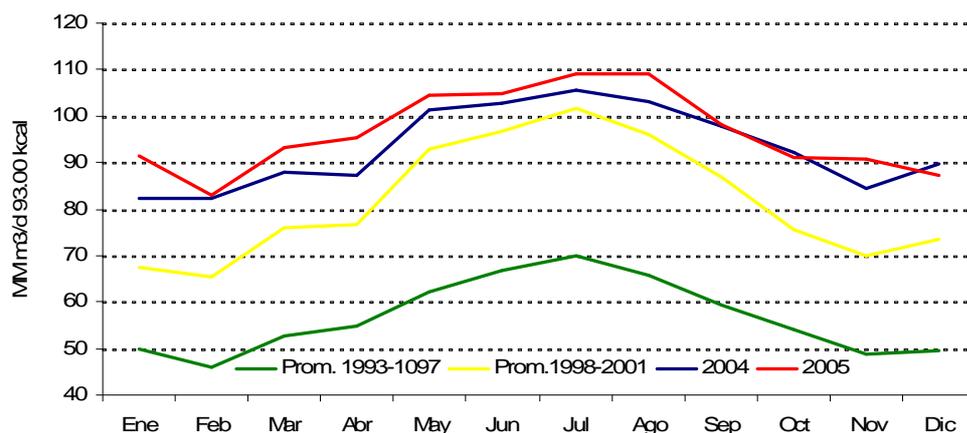


Figura 3.1. Evolución del Consumo de Gas
Fuente: ENARGAS

El comienzo del año 2006 muestra consumos de gas en el orden de 113 Mm³/día (promedio enero y febrero), lo que representa un aumento del 3,7% respecto del mismo período de año anterior y un 12,8% respecto del año 2004 demostrando que la tendencia alcista en el consumo de gas sigue vigente.

Este aumento en el consumo lleva a que uno se cuestione hasta qué punto el sistema está en condiciones de soportarlo, no sólo en cuanto a capacidad de transporte sino más importante en cuanto a capacidad de producción. Para ello es necesario conocer en qué estado se encuentra hoy en día el mercado en cuanto al equilibrio oferta-demanda.

Partiendo de la descripción del mercado de gas realizada en la sección anterior se define a la demanda de gas aquella compuesta tanto por la demanda interna que se compone de las demanda del segmento residencial, industrial, comercial, de generación eléctrica, y GNC; como por la demanda externa equivalente a las exportaciones principalmente a Chile y en menor medida a Uruguay y Brasil.

Por otro lado, la oferta de gas natural disponible sujeta a la capacidad de transporte se define como la oferta interna en la que se incluye la producción de las 5 cuencas previamente mencionadas, y las importaciones desde Bolivia.

El faltante surge de la diferencia entre la oferta y la demanda. De esta forma, para poder evaluar la magnitud del desabastecimiento que se podría llegar a esperar en el corto plazo es necesario evaluar cada una de las variables que repercuten en el faltante. A tales fines se opta por hacer un análisis enfocado en el comportamiento de los precios del gas, para luego estudiar la evolución de cada una de las variables que conforman la demanda desde el comienzo de la crisis hasta la actualidad, para finalizar proyectando la demanda futura que se podría esperar de cada uno de ellas. En un segundo paso se realiza una estimación cualitativa de la evolución de la oferta para poder llegar a una noción cuantitativa del faltante a esperar.

3.3.1. Evolución del Precio

Como dicho anteriormente, al devaluarse la moneda nacional, los precios del gas en boca de pozo fueron congelados en moneda local. De esta forma se generó una gran disparidad de precios generando sobre todo una gran distorsión en los precios de los combustibles, los cuales se venden a precios sin alteraciones desde el momento en que el petróleo costaba un 55% menos. Con el transcurso del tiempo, el gobierno tomó conciencia de las graves consecuencias que se estaban generando por dicha disparidad, que llevaba a un importante aumento de la demanda mientras que la oferta se veía cada día más limitada. A estos efectos es importante recordar que el precio de los hidrocarburos tiene vital importancia para el desarrollo de la exploración y de la producción de los mismos. Consecuentemente, un incremento en los precios revitaliza yacimientos cuyos costos de extracción son también altos y muchas veces considerados como no económicos, posibilitando un aumento en la

oferta de los mismos. A su vez posibilita que se invierta cada vez más en la búsqueda de petróleo y de gas, permitiendo, si los valores coinciden con el cálculo económico de las empresas, que la exploración avance hacia las costosas pero cada vez más importantes áreas de la frontera.

De esta forma, para corregir el desequilibrio generado, el gobierno programa una liberalización particular de precios para todos los segmentos, exceptuando el de consumo residencial. Mediante la ya mencionada Resolución 208/04 se homologa el “Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios de Gas Natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte”, suscripto entre la Secretaría de Energía y los Productores de gas, que mantiene el precio pesificado para usuarios residenciales y establece un sendero de precios para el resto de los segmentos.

De esta forma se llega a una estructura de precios del mercado de gas que se encuentra dividida en cuatro tipos de precios diferentes: “congelado”, “sendero”, libre y exportación, aunque estos precios aún permanecen en niveles significativamente inferiores a los precios vigentes en otros mercados.

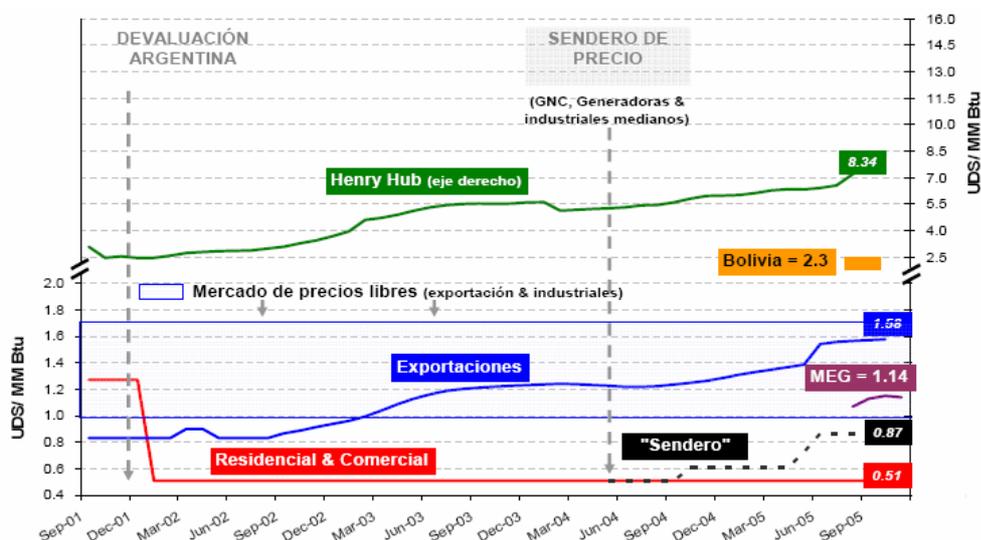


Figura 3.2. Evolución del Precio
Elaboración: agm finanzas

A partir de la figura se puede apreciar la fuerte caída en los precios internos a principios del año 2002, mientras que el precio para exportación no sólo se mantiene sino que presenta una evolución creciente por la redolarización de los contratos. Luego a partir de junio del 2004 se puede ver cómo para ciertos segmentos el precio comienza a ajustarse aunque de todas formas se está muy por debajo de los valores internacionales (2,3 USD/MMBtu para Bolivia contra 0,87 USD/MMBtu para la Argentina) mientras que el precio internacional de los

commodities continúa en alza, tendiéndose a valores de Henry Hub de 8,34 USD/MMBtu.¹⁰

Dada esta constante disparidad en precios, a fines del pasado febrero el Gobierno autorizó un incremento en el precio del gas en boca de pozo retroactivo a julio del 2005. Esta resolución autorizó el último aumento del sendero de precios, el cual originalmente había sido programado para julio del año pasado pero había sido suspendido de manera temporaria. Luego de este aumento, el gobierno consiguió congelar el precio del gas pagado por consumidores de GNC hasta finales del año 2006. De esta forma se completaron los aumentos programados en el sendero de precios, resultando en los siguientes precios promedio para el 2006.

Segmento	Precio de compra prom. 2006 (USD/MMBtu)
Residencial	0,5
Comercial	0,5
GNC	1
Pequeñas Industrias	1,35
Grandes Industrias	1,75
Generación Eléctrica	1,35
Exportación	1,75

Tabla 3.1. Precios Promedio 2006

¹⁰ Henry Hub es un precio que suele usarse como referencia; el mismo da una idea de la situación de Oferta y Demanda del gas natural en los EEUU; aunque no se puede tratar como un parámetro de precio internacional (como sucede con el WTI para el petróleo porque en el caso del gas hay que contemplar la dificultad y costo implícitos en el transporte de un país a otro).

3.3.2. Evolución del Consumo por Segmento

3.3.2.1. GNC

En la sección anterior se vio que hasta el 2002 el mercado de GNC se encontraba claramente en crecimiento. El consumo aumentaba año tras año conjuntamente con la cantidad de autos con GNC., mientras que debido a la incorporación de consumidores no tan intensivos, favorecidos por la accesibilidad de los equipos y el aumento de estaciones de servicio, el ratio de consumo de GNC disminuía de un año al siguiente.

Para poder comprender la situación del mercado actual es necesario estudiar cual fue el comportamiento del mismo a partir del congelamiento de las tarifas, para ello a continuación se presenta la evolución del consumo de GNC y del parque automotor.

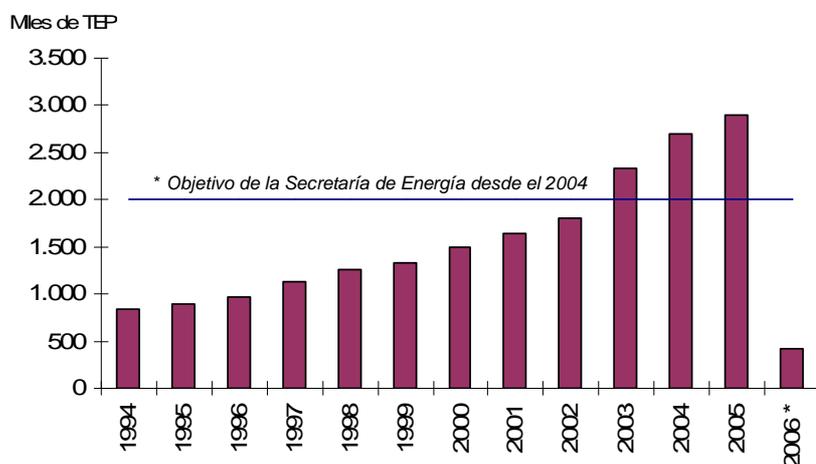


Figura 3.3. Evolución del Consumo de GNC
Fuente: ENARGAS (datos a Feb 06)

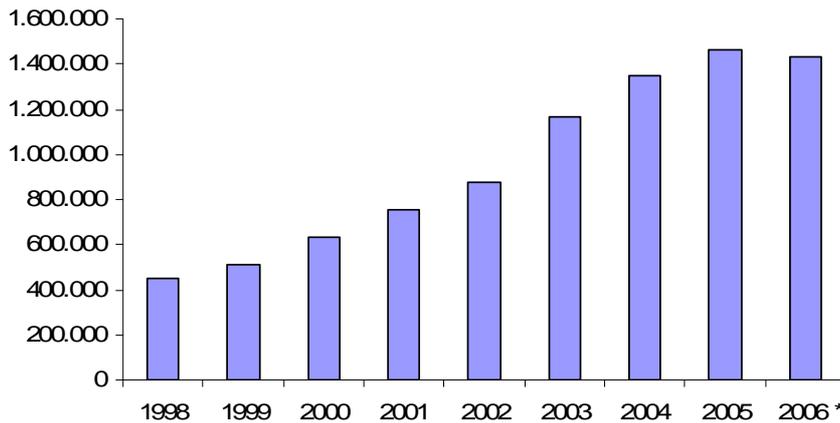


Figura 3.4. Parque Automotor con GNC
Fuente: ENARGAS (Datos a Feb 06)

Se puede ver que del año 2002 al 2003 el consumo aumentó abruptamente. Más allá de que el mismo venía en aumento desde el año 1994, en el año 2003 aumentó aproximadamente un 200% respecto al año anterior mientras que en los periodos anteriores los aumentos, si ocurrían, no pasaban del 75%. De esta forma se supera ampliamente lo que es el objetivo de 2.000 TEP que tenía la Secretaría de Energía desde 1994, poniéndose en evidencia que se está frente a consumos mayores a los que alguna vez se podían proyectar. En lo referente a la cantidad de autos con GNC se puede observar la misma dinámica, en el período 2002-2003 los mismos aumentaron en un 30% mientras que en el período anterior sólo lo habían hecho en un 15%. En los años siguientes, ambas variables continuaron en aumento pero de forma más progresiva.

Para poder comprender la razón de los aumentos en la demanda, resulta interesante asociarlos con la evolución del precio del combustible. Como se vio, al devaluarse la moneda local, los precios sufrieron una importante caída, que para el segmento de GNC en particular representó el pasaje de precios que superaban 1.2 USD/MMBtu a precios que apenas superaban el 0,5 USD/MMBtu. De esta forma el combustible pasó a ser sumamente rentable lo que hizo que no fuera necesario recorrer grandes distancias diarias para que valiera la pena la inversión en el equipo. El período de repago del mismo disminuyó considerablemente ya que el costo del combustible era ahora mucho menor al de los sustitutos. (el precio relativo del GNC respecto de la nafta cayó un 29% entre 2001-2002 y un 45% entre 2001-2003.). De esta forma el parque evolucionó, extendiéndose de los taxis y remises a vehículos comerciales y al automóvil de uso particular y comercial, llegando al millón y medio de vehículos en el año 2005. Este crecimiento se vio acompañado del crecimiento

El impacto de la regularización de las tarifas de gas en el mercado.

de la red de estaciones de servicio que desde el 2002 aumentó en 400 unidades, la misma cantidad que previamente llevó 8 años instalar (desde 1994 hasta el 2002), teniéndose actualmente una red de unas 1500 estaciones de servicio, cifra que continúa en crecimiento, y que permite circular vastas regiones del país con reabastecimiento asegurado.

A partir de que entra en efecto el ya mencionado sendero de precios el precio del GNC comienza a aumentar progresivamente llegando a un precio promedio de un dólar por MMBtu en el 2006 lo que explicaría el hecho de que el consumo de GNC haya aumentado en menor proporción del 2004 al 2003 que del 2003 al 2002 (16% contra un 7% respectivamente), y que en la actualidad el consumo registrado entre los meses de enero y febrero del corriente año presente una disminución de un 2,4% respecto del mismo periodo para el año anterior, pasando de consumir 8,2 Mm³/día en el 2005 a 8,0 Mm³/día en el 2006. De todas formas estos precios continúan siendo atractivos en comparación a otros combustibles por lo que se podría esperar que para lo que queda del año los niveles de consumo de GNC continúen altos.

En función de lo expuesto se puede establecer que la demanda de GNC es función del precio, lo que explicaría el aumento en los últimos años del consumo, que a su vez depende del crecimiento del parque con GNC.

3.3.2.2 Usinas Eléctricas

En la sección anterior se vio que la generación de energía venía aumentando año tras año, con excepción del año 2002 donde como consecuencia de la crisis económica del 2001 se registró el primer descenso en la generación desde la creación del MEM. Sin embargo en el año 2003 con la reactivación económica, la generación volvió a la suba. A continuación se presenta la generación según tipo de central.

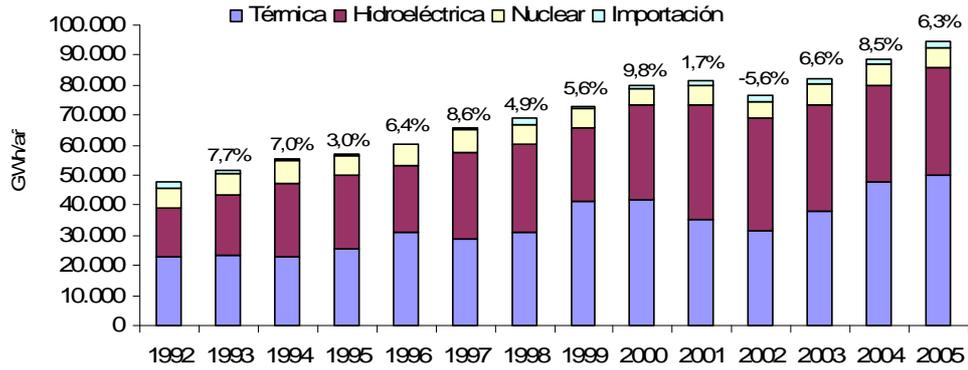


Figura 3.5. Energía generada por tipo
Fuente: Cammesa

Se puede ver que desde la caída registrada en el año 2002, la generación de energía viene aumentando año tras año. Como dicho anteriormente, dado que las capacidad de generación hidroeléctrica varía de un año a otro dependiendo de las lluvias registradas en el año, y considerando que la capacidad de generación nuclear es constante, se puede decir que los aumentos en generación de energía son absorbidos por las centrales térmicas, las cuales tienen una alta participación en la matriz energética nacional.

Sin embargo, para comprender el impacto de este aumento en la generación en la crisis del gas, es interesante estudiar cuanta de la energía generada por las centrales térmicas utiliza gas como fuente de energía, ya que las centrales térmicas pueden operar con cuatro tipos de combustibles: Gas Oil, Gas Natural, Fuel Oil y Carbón. A continuación se presenta la participación de cada uno de ellos en la generación de energía.

El impacto de la regularización de las tarifas de gas en el mercado.

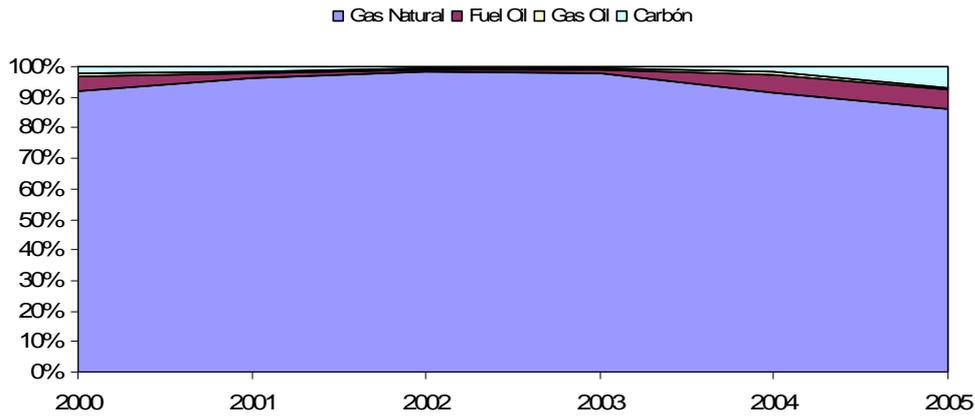


Figura 3.6. Participación de los Combustibles en la Generación Térmica-Evolución
Fuente: Secretaría de Energía

Se puede ver que el gas fue y continúa siendo el combustible de generación térmica más utilizado, lo que se podría explicar por la diferencia de precios de éste con respecto a los sustitutos, diferencia que se incrementó a partir del congelamiento de tarifas.

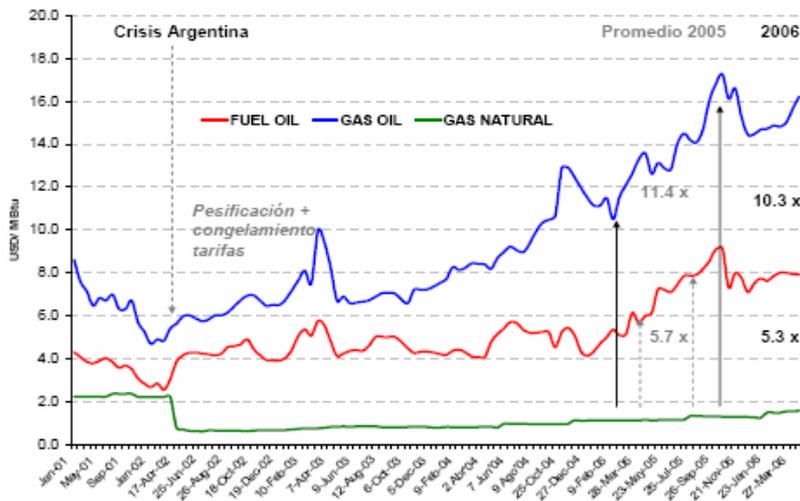


Figura 3.7. Comparativa precios de combustibles
Fuente: Cammesa
Elaboración: agm finanzas

Se observa que el precio relativo del gas natural para este uso continúa siendo significativamente menor que las alternativas ya que el fuel oil es aproximadamente 5,3 veces más caro y el gas oil cuesta aproximadamente 10,3 veces más. El precio del gas quedó reducido a 0,51 USD/MBTU cuando en el 2002 se congelaron las tarifas. De esta forma en los siguientes años, el

mismo quedó muy por debajo del precio de los sustitutos, lo que explica la suba en la demanda del gas como combustible de generación. Recién a partir de abril del 2004 se puede ver que el precio del gas comienza una suba escalonada como producto de los ajustes programados en el sendero de precios establecido por la resolución 208/04, el cual tuvo su último ajuste en enero del 2006, lo que elevó el precio de gas a un valor promedio de 1,35 USD/MMBtu.

Sin embargo, sorprendentemente, durante el año 2003 la participación del gas como fuente de generación termoeléctrica se mantiene prácticamente constante, más aún a comienzos del año 2004 se aprecia una disminución en la misma, cediéndole espacio al fuel oil y al carbón. Esta tendencia se mantiene en la actualidad ya que durante los meses de enero- febrero, la participación disminuyó pasando del 97% en el año 2005 al 95% en el año 2006.

Al analizar la evolución del consumo de combustibles para generación se descubre que el consumo de combustibles alternativos ha aumentado en los últimos años, lo que da la pauta de que hay centrales que a pesar de poder operar con gas, están utilizando combustibles alterativos, lo que es señal de que hay faltante del combustible. Como se mencionara en la sección anterior, por su carácter de no interrumpible, el segmento residencial tiene prioridad en lo que al abastecimiento se refiere, por lo que en momentos de escasez, sobre todo en los meses del invierno cuando los hogares consumen la mayor cantidad de gas, para cumplir con la demanda residencial, el mismo se restringe en el segmento de generación, el cual no tiene más remedio que recurrir a combustibles alternativos a pesar de su mayor costo. Más aún, en el gráfico a continuación se puede ver que en el año 2004 el consumo de combustibles alternativos se daba durante el invierno únicamente, lo que cambia a partir del año 2005 cuando el mismo además de aumentar, se comienza a observar durante todo el año; comportamiento que se acentúa en el 2006.

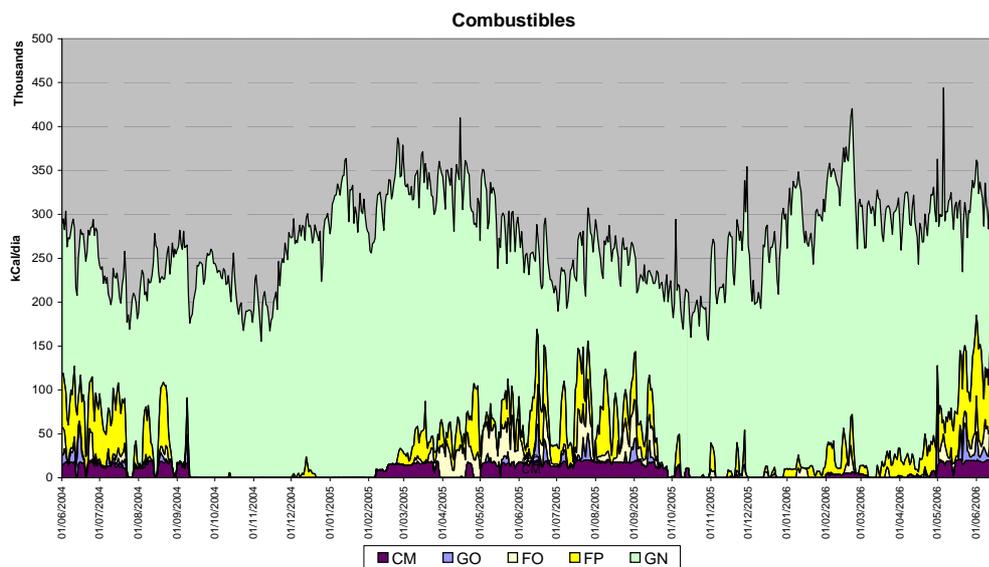


Figura 3.8. Evolución del Uso de Combustibles
Fuente: CAMMESA

De esta forma se puede concluir que la demanda de gas para generación eléctrica depende de los requerimientos de electricidad por generación térmica; que surge de la diferencia entre la demanda total de energía y la generación hidroeléctrica, nuclear, y la energía de importación.

3.3.2.3. Mercado Residencial

En la sección anterior se vio que la dimensión de este mercado estaba determinada principalmente por dos variables: la penetración y el consumo por usuario. La penetración representa qué proporción de la población accede al servicio de distribución de gas, por lo tanto un aumento en este valor indica que las conexiones domiciliarias aumentan en mayor proporción que la población o que ha habido un crecimiento de la infraestructura de transporte y distribución que podría incluir la ampliación de redes por parte de las distribuidoras., lo que a su vez colaboraría a que las conexiones domiciliarias aumentaran. De una u otra forma, la realidad es que para que la penetración aumente se requiere de inversiones en la red, inversiones que a partir del 2002, con las tarifas reducidas y sus efectos sobre las licenciatarias de distribución, no se estaba en condiciones de hacer. Consecuentemente era de esperar que la penetración se mantuviera alrededor del 15,7% que es el valor registrado previo a la crisis hasta superado este período de incertidumbre y desbarajuste de tarifas, momento en que la misma podría retornar al crecimiento histórico del 2% anual.

A partir de la figura 3.9 se puede apreciar que el consumo residencial viene en aumento; por lo dicho es de esperar que el aumento en el consumo que se aprecia a partir de la crisis se deba exclusivamente a un aumento en el consumo por usuario. Este aumento no sería más que la consecuencia de la disminución en las tarifas, que lleva a los usuarios a aprovechar la competitividad del precio del combustible. En este aspecto vale la pena destacar que el precio para el segmento residencial es el único que no ha sido incorporado en ningún sistema de reajuste de precios. De esta forma es de esperar que aquellos usuarios que no podían afrontar los gastos que en su momento representaba un sistema de calefacción a gas por ejemplo, aprovechen la oportunidad para hacerlo, o yendo a un nivel social más alto, se podría dar el ejemplo de aquellos usuarios que aprovechan los bajos precios para incorporar un sistema de climatizado de piletas. De esta forma los hábitos de consumo cambiarían registrándose un índice de consumo por usuario en aumento.

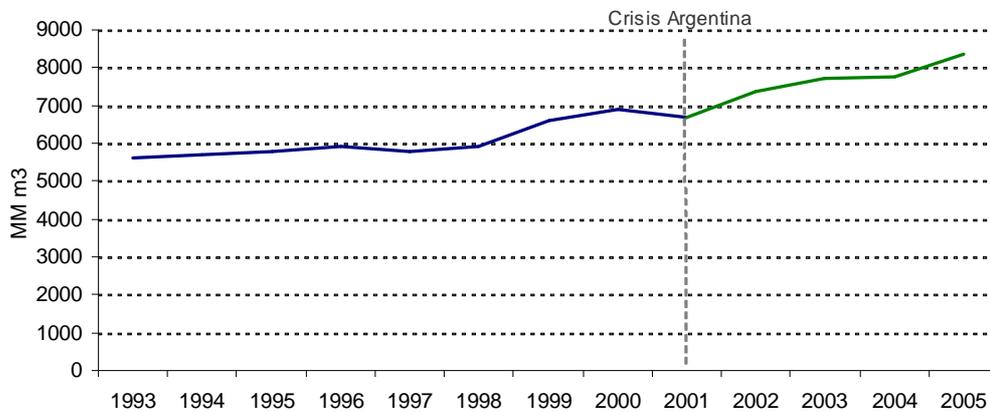


Figura 3.9. Evolución Consumo Residencial
Fuente: ENARGAS

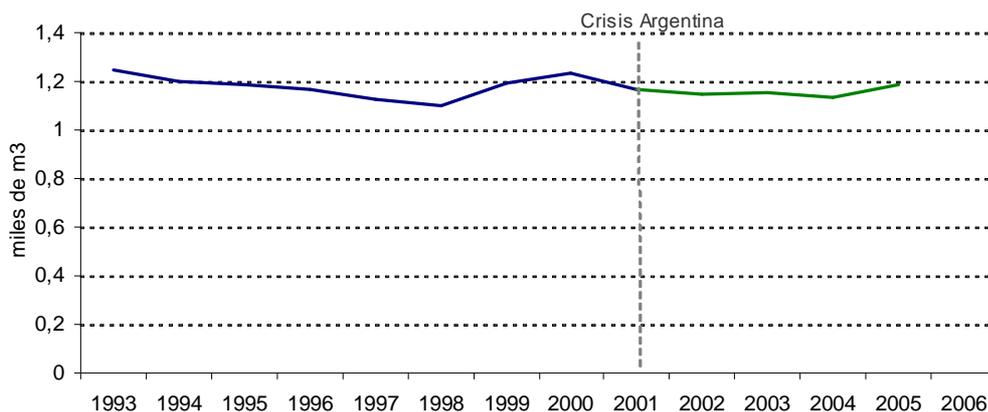


Figura 3.10. Evolución Consumo por Usuario
Fuente: ENARGAS

Sorprendentemente, y a pesar de la lógica recién presentada, se puede ver que el consumo por usuario se mantiene relativamente constante durante el año 2003 en 1,15 miles de m³ por usuario, disminuyendo en el siguiente año a 1,13 miles de m³ por usuario, y es recién en el año 2005 donde se verifica el aumento esperado que lleva el consumo por usuario a apenas 1,18 miles de m³. Esto hace que uno concluya que el consumo por usuario es una variable inelástica ya que frente a grandes variaciones de precios la misma se mantiene bastante estable, lo que resulta lógico ya que cuando uno tiene frío prende la estufa independientemente de cuanto cueste el gas. A su vez esto hace que uno asocie la variación en el consumo por usuario con la temperatura, ya que si lo dicho es cierto, en épocas de mayores temperaturas es de esperar que el consumo por usuario disminuya, y viceversa. Si se observa la cantidad de días fríos (con temperatura menor a 10 °C) en el pasado (Figura 3.11) se puede ver que justamente los inviernos de los años 2001, 2002, 2003 y 2004 fueron inviernos poco fríos (sobre todo el invierno del año 2004 en el que se registraron menos de 25 días fríos), explicándose así la baja en el consumo por usuario mencionada.

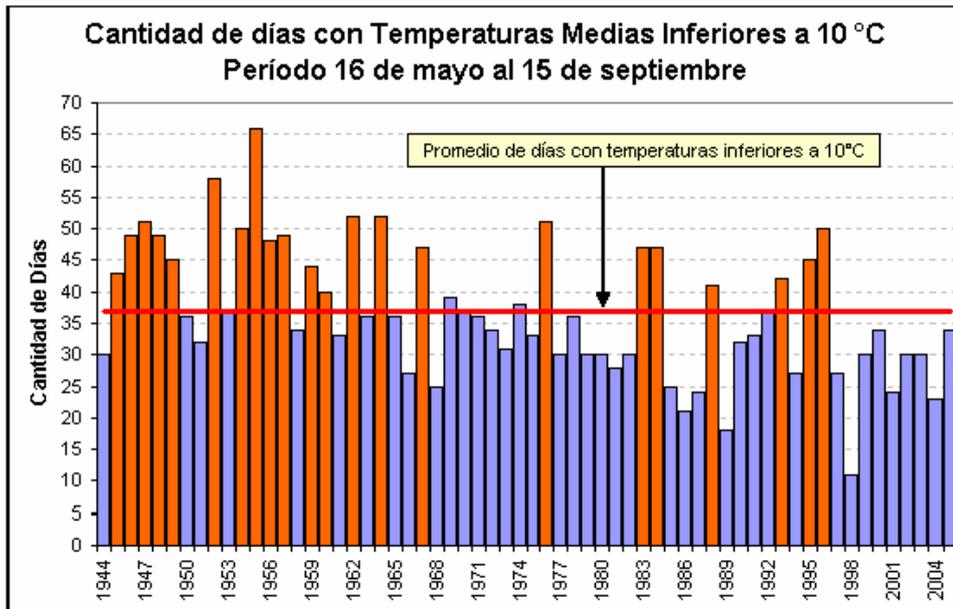


Figura 3.11. Evolución de la temperatura
Fuente: CAMMESA- Informe de Riesgo 2006-2008

Por otro lado, en lo que al consumo por usuario respecta, no se debe dejar de mencionar la implementación por parte de la Secretaría de Energía del Programa de Uso Racional de Energía (PURE), creado por medio de la Resolución N° 415 del 28 de abril de 2004 y que luego mediante la Resolución 624/2005 (*Publicada en Boletín Oficial N° 30.629 el 11 de Abril de 2005*) se modifica, reestableciendo el régimen de premios por reducción de consumo y cargos adicionales por excedentes de consumo sobre determinados usuarios de gas natural.

Dado que no se incluye al segmento residencial en ningún programa de reajuste de tarifas, se ha implementado este programa que busca limitar el consumo de gas residencial el cual a partir de la crisis demuestra un marcado aumento. El objetivo del mismo es alentar no sólo a los usuarios residenciales sino también a los comerciales para que reduzcan o no aumenten el consumo de gas natural con relación a sus consumos históricos, con el fin de disponer de mayores excedentes de gas natural para su utilización en actividades de tipo industrial. El análisis del consumo se hace sobre la base de un período de referencia, en el que la Temperatura Media del Mes o Bimestre, para la localidad de cada usuario que es Sujeto Activo del Programa, o la localidad más cercana a ella, observa la mínima diferencia absoluta computable, respecto de la Temperatura Media del Mes o Bimestre del Programa para el cual se esté relevando consumos y temperaturas. En el caso de usuarios que no registran consumos en el año 2003, pero sí lo hacen en el año 2004, se

utiliza este último período como referencia. Vale aclarar que se excluyen de los alcances de este programa todos los nuevos consumidores cuyos registros de consumo no permitan realizar la comparación de volúmenes prevista. Si los niveles de consumo registrados son menores al consumo de dicho periodo de referencia por cierta proporción se les otorgan a los usuarios ciertas bonificaciones las cuales varían según el tipo de categoría de usuarios del que se trate. Por otro lado, si el consumo registrado es mayor a cierto valor de referencia (que depende de la categoría de los usuarios) respecto del consumo registrado en el periodo de referencia se le asigna cargos adicionales por excedentes de consumo. De esta forma, no sólo se busca lograr una disminución en el consumo de gas natural en el segmento sino que también se pueden recaudar fondos a partir del pago de cargos adicionales por excedentes de consumo que se destinan a los fondos fiduciarios creados para financiar las expansiones del sistema de transporte de TGS y TGN.

Sin embargo, se considera que hasta el momento dicho programa no ha mostrado grandes resultados ya que la disminución del consumo por usuario en el 2004 se debe mayormente al poco frío que se dio más que a la implementación del PURE, más aún se puede ver que en el 2005 el consumo por usuario más que disminuir ha aumentado a valores por encima de los que se tenía antes de implementarlo.

Volviendo al análisis del aumento en el consumo, hay que remarcar que como el consumo por usuario no aumentó en los años 2003 y 2004, es de suponer que al contrario de lo esperado, el aumento en la demanda se deba a un aumento en la penetración; y efectivamente ese es el caso ya que en los años 2004 y 2005 la misma se encontraba en un 16% y 16,3% respectivamente mientras que en el 2002 equivalía a 15,7%. Este aumento en la penetración indica que la cantidad de usuarios después de la crisis continuó aumentando en las mismas proporciones a las que se venían registrando. En primer lugar esto se debe a que las distribuidoras no suspendieron los planes de conexión que ya estaban pautados porque los mismos ya se habían incorporado en la tarifas con lo cual tenían la obligación de respetarlos. En segundo lugar este aumento en la penetración se podría asociar a la reactivación de la industria de la construcción que se evidencia a partir del año 2003, lo que generó nuevos usuarios.

De esta forma se puede concluir que el consumo de gas por usuario es una variable inelástica por lo que no se la puede asociar al precio, sino que depende principalmente de la temperatura; en cuanto a la penetración, la misma depende principalmente de las inversiones en la red aunque se vio que la reactivación de la construcción tuvo cierta influencia en su crecimiento.

3.3.2.4. Usuarios Industriales

Como dicho anteriormente, los usuarios industriales son aquellos que no sólo tienen su consumo directamente relacionado al crecimiento de la economía sino que además hacen uso del gas como parte de su proceso productivo. Los mismos se pueden clasificar en distintos tipos dependiendo del volumen de gas que consuman. De esta forma se tiene a las pequeñas y medianas empresas (PyMEs) por un lado y a los grandes usuarios por el otro, que a su vez se pueden diferenciar en Grandes Usuarios Mayores (GUMAS) o Grandes Usuarios Menores (GUMES). Sin embargo en el siguiente análisis, a modo simplificativo, no se distinguirá entre uno u otro.

Si se estudia la evolución de la demanda de gas natural en el segmento se puede ver que la misma presentaba un comportamiento creciente hasta principios del año 1998 que no hace más que reflejar el pronunciado crecimiento industrial que se produjo gracias a la mejora de los costos operativos de muchas industrias como resultado de la convertibilidad. Sin embargo se puede ver que entre los años 1998 y 2001 el consumo se mantiene constante lo que resulta lógico si se considera que en dicho período la Argentina se encontraba en recesión. En el año 2001 se registra un leve descenso en la demanda, la cual en el año siguiente se mantiene relativamente estable en casi 10.000 millones de m³. Este alto en el crecimiento se podría analizar desde el punto de vista de la inestabilidad económica que se vivía en dicho año, en el cual a partir de la devaluación de la moneda las inversiones en el país se frenaron abruptamente dejando un panorama de incertidumbre total. Sin embargo, a partir del año 2003 se puede ver que dicha situación se revierte, registrándose un pronunciado aumento en la demanda de gas, el cual se puede asociar a la reactivación económica y en el caso particular del gas natural, a la caída del precio lo cual lo hace altamente competitivo frente a los sustitutos.

El impacto de la regularización de las tarifas de gas en el mercado.

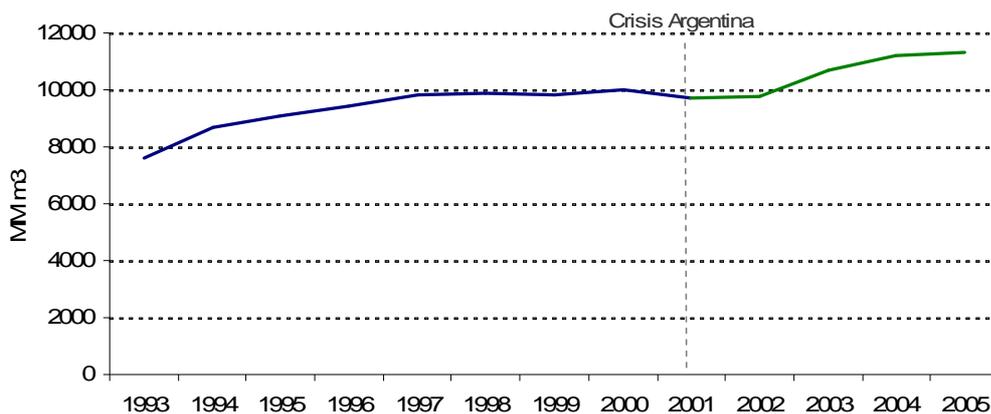


Figura 3.12. Evolución Consumo Industrial
Fuente: ENARGAS

Como en todos los segmentos analizados, a partir del congelamiento de las tarifas, el precio del gas natural pasó a ser muy atractivo fomentando así su consumo en el sector que luego de un período de crisis se encontraba en plena reactivación. Sin embargo a partir del año 2004, año en que el gobierno comienza a implementar medidas para ajustar los precios, el crecimiento de la demanda se vuelve más paulatino.

De todas, formas y a pesar de las medidas tomadas por el gobierno de la figura a continuación se puede comprobar que las tarifas del sector estaban muy por debajo de los parámetros internacionales.

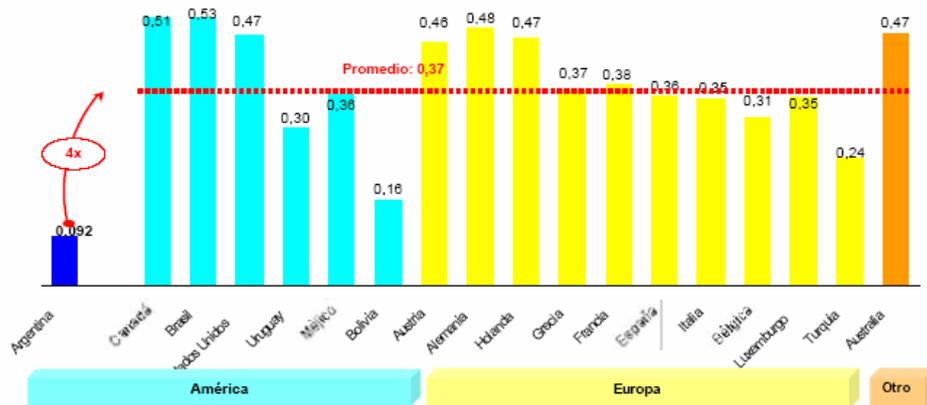


Figura 3.13. Tarifa¹¹ Industrial para PyMEs en USD/m³- Comparación Internacional
Fuente: METROGAS. Septiembre 2005

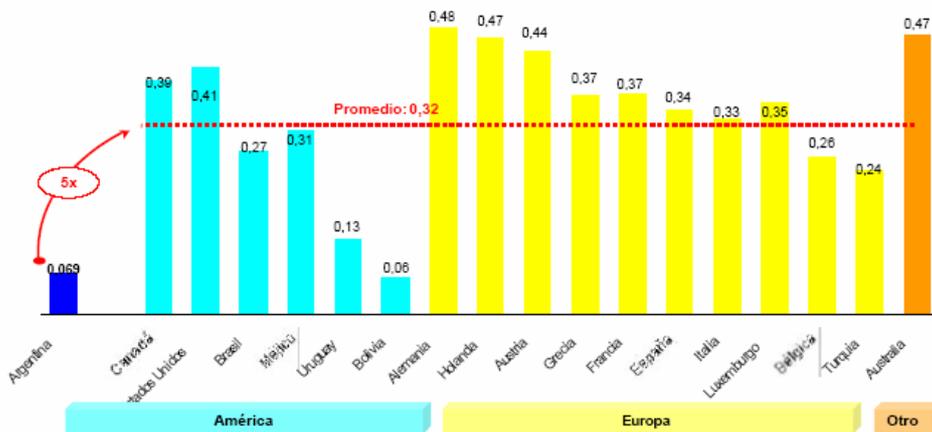


Figura 3.14. Tarifa¹ Industrial para Grandes Usuarios en USD/m³- Comparación Internacional
Fuente: METROGAS. Septiembre 2005

Se puede apreciar que el promedio de las tarifas argentinas en comparación al promedio de la muestra es cuatro y cinco veces menor para el caso de PyMEs y Grandes Usuarios respectivamente, dejando en evidencia que dichas tarifas no reflejan la realidad de los costos económicos y consecuentemente representan una amenaza hacia la viabilidad de la industria del gas.

Con este panorama a fines del 2005 se esperaba que a pesar de los ajustes realizados en las tarifas, el consumo continúe en crecimiento de la mano de las

¹¹ Tarifas sin impuesto, incluyen precio del gas correspondiente a septiembre publicado en la página de Internet MEGS.

industrias que lo demanden, y efectivamente eso es lo que se observa en la actualidad. Si se compara el consumo registrado en los dos primeros meses del corriente año con el mismo período para el año 2005 se puede ver que los mismos aumentaron en un 10,6% y 12,2% respectivamente, pasando de consumirse 30,2 Mm³/día a consumir 33,4 M m³/día en promedio, lo que representa un crecimiento promedio para el período de 11,4%.

En resumen se tiene que la demanda de gas para los usuarios industriales depende tanto del nivel de actividad económica como del precio.

3.3.2.5. Usuarios Comerciales

A pesar de haber presentado a los usuarios comerciales en conjunto con los industriales, a la hora de analizar el mercado de cada uno de estos segmentos se considera conveniente separarlos, básicamente por el hecho de que los usuarios comerciales se comportan de forma distinta a los industriales pues al no utilizar el gas en su proceso productivo el volumen consumido de combustibles es considerablemente menor. Por otro lado su forma de conexión difiere de la de los industriales ya que a diferencia de éstos últimos, los usuarios comerciales suelen comprar el gas en paquete a la distribuidora. Por último vale recordar que al estar incorporados en el PURE en conjunto con los usuarios residenciales y al estar marginados de los ajustes de tarifas realizados con el sendero de precios, es de esperar que el comportamiento del consumo comercial se asemeje al residencial por lo que no resultaría muy inapropiado analizarlos de la misma forma que se hizo con estos últimos.

En la siguiente figura se puede ver que a pesar de tener ciertos altibajos, el consumo comercial presenta una tendencia creciente desde el año 1993 coincidiendo de cierta forma con el comportamiento de la demanda de gas en el sector industrial, lo que era de esperarse ya que ambos están atados al crecimiento de la economía; aunque tal vez el crecimiento comercial sea más susceptible a pequeñas crisis que el industrial, lo que explicaría los altibajos. Luego de alcanzar un pico en el año 2000 el consumo comienza a decrecer hasta el 2002, año en que se estabiliza, para volver a aumentar llegando a un pico en el año 2004, momento en el que el aumento tal vez a causa de la implementación del PURE. Más aún, si se analiza la evolución del consumo por usuario (figura 3.16) se puede ver que históricamente el mismo se mantiene en valores cercanos a 5.000 m³ por usuario anuales hasta llegar al año 2000. En el año 2001 se registran valores por debajo del promedio esperado y es recién en el año 2004 cuando el mismo vuelve a aumentar pero sin alcanzar los valores promedios de consumo por usuario históricos, ya que a partir de la implementación del PURE en el año 2005 se puede ver que dicho valor vuelve a disminuir.

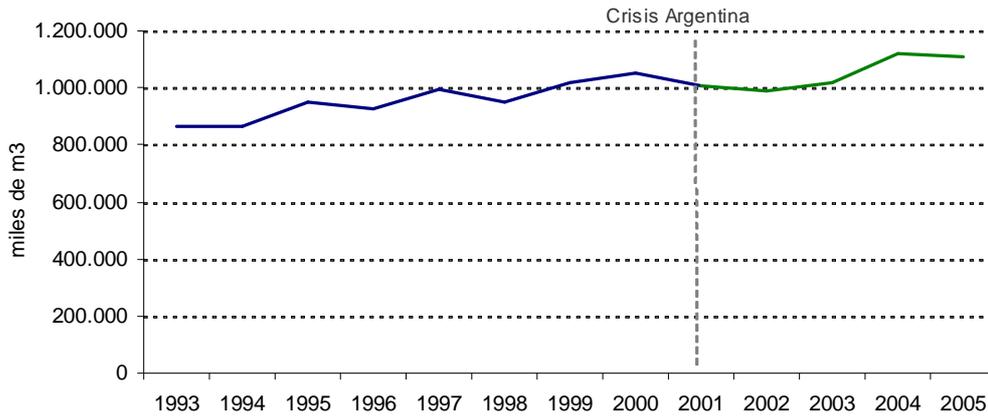


Figura 3.15. Evolución Consumo Comercial
Fuente: ENARGAS

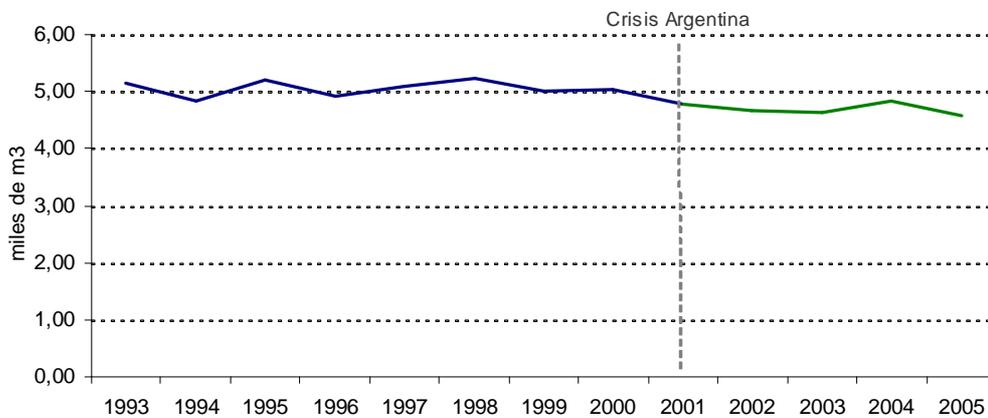


Figura 3.16. Evolución Consumo por Usuario Comercial
Fuente: ENARGAS

3.3.2.6. Exportaciones

Se podría decir que durante los últimos años la Argentina ha cambiado su condición de exportador neto de energía, pues a partir de la crisis de abastecimiento desencadenada por el congelamiento de tarifas en boca de pozo se ha tenido que recurrir a la importación de gas para garantizar el abastecimiento energético interno. Sin embargo eso no quita que los volúmenes exportados hasta el momento no se hayan mantenido. Al contrario, si se analiza la evolución de los volúmenes exportados (figura 3.17), se puede ver que a pesar de que en el año 2002 los volúmenes no aumentaron respecto al 2001, en los años siguientes se vuelve a presentar un aumento en las

exportaciones, que llega a un pico de casi 23 millones de m³ diarios en el año 2004 y luego comienza a disminuir.



Figura 3.17. Evolución de las Exportaciones
Fuentes: ENARGAS

El segmento de las exportaciones tiene una característica particular que es el hecho de que se basa en el cumplimiento de contratos internacionales cuyo incumplimiento implica el pago de sanciones, razón por la cual no era de esperarse un marcado descenso en el nivel de las mismas. Por otro lado, al dolarizarse los contratos (el Poder Ejecutivo emitió, a tales efectos, el Decreto 689/02, el cual redolariza los contratos de compraventa de gas natural originalmente pactados en dólares), el gas exportado se siguió pagando a precio dólar, lo que aumentaba la rentabilidad de la producción razón por la cual se ve un marcado aumento de las mismas en los siguientes años. En la siguiente tabla se puede observar la diferencia existente entre los precios que se tenían para el mercado de exportación en comparación de los precios en el mercado interno.

Argentina U\$D/Mmbtu	Exportación ¹	Local Residencial ²	Local Sendero ³
Neuquina	2,22	0,49	0,98
Norte	2,16	0,41	0,93
Sur	1,66	0,35	0,82

Tabla 3.2. Precios Promedio de Gas ¹
Fuente: Aduana Argentina, ENARGAS

Sin embargo, frente al escenario de escasez que se presentaba en el mercado interno los altos volúmenes de exportaciones no parecían razonables por lo

¹ - Precios Promedio de Exportaciones a Chile

² - Precios promedio ponderado de Cuenca

³ - Precios a Julio-05 del sendero de precios según Res. 208/2004.

que el gobierno debió intervenir y poner cierto freno para evitar el desabastecimiento interno como consecuencia de las mismas, lo que se ve reflejado en el descenso de los niveles exportados a partir del año 2005.

Si se analiza las exportaciones según el destino se puede ver que la mayor parte de los volúmenes exportados se destinan a Chile, mientras el restante corresponde a Brasil y Uruguay.

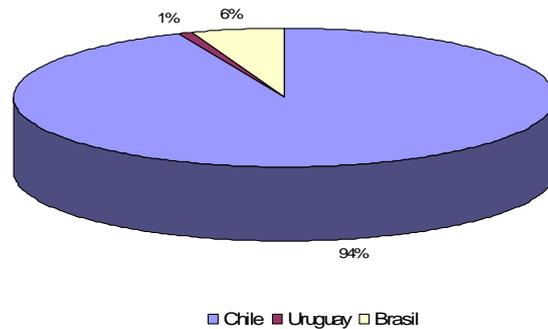


Fig 3.18. Participación Promedio de las exportaciones por país
Fuente: ENARGAS

La exportación a Chile se hace a través de cinco gasoductos distintos que llevan el gas a distintas regiones del país. A continuación se presenta la evolución del volumen exportado a través de cada uno de los gasoductos, así como también los volúmenes originalmente pactados que se dejan de entregar (corte).

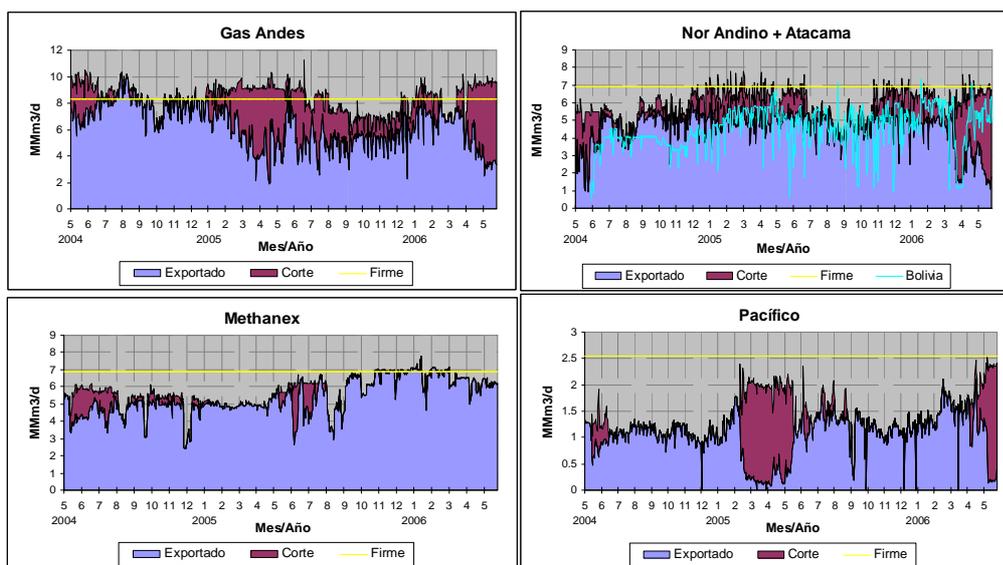


Figura 3.19. Evolución Exportaciones a Chile por Gasoducto

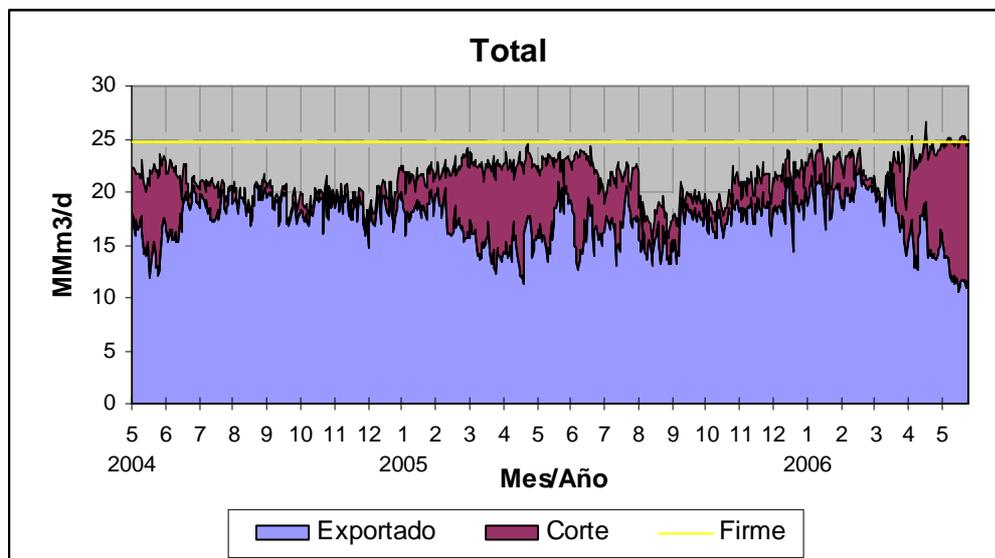


Figura 3.20. Evolución Exportaciones a Chile

A partir de los gráficos se puede notar que mientras en el 2004 los cortes se presentaban principalmente en los meses de invierno, a partir del 2005 ya se distinguen cortes relevantes durante todo el año, lo que es señal de que el faltante es cada vez mayor. Por otro lado, para el caso particular de los gasoductos Nor Andino + Atacama, al comparar los volúmenes exportados con las importaciones que se realizan desde Bolivia se puede ver que ambos son bastante similares lo que pone en evidencia el hecho de que en realidad se

está importando para poder exportar lo que no tiene mucho sentido si se considera que el precio al que se importa es mayor al que se exporta. (en el 2005 se exportaba a un promedio de 2 U\$/MMbtu y se importaba desde Bolivia a 3 U\$/MMbtu). En conclusión se podría decir que cada vez es más difícil cumplir con los volúmenes pactados, razón por la cual es de esperarse que los mismos disminuyan año a año, cuidando de mantener aunque sea los volúmenes exportados para el abastecimiento del segmento residencial chileno.

3.3.3. Proyecciones

A partir del análisis presentado se tiene un mayor conocimiento de los factores involucrados en cada una de las variables bajo análisis por lo que se está en condiciones de realizar la proyección de cada una de ellas.

3.3.3.1.GNC

Habiendo determinado que la demanda de GNC era función del precio el cual tenía implícito la cantidad de autos convertidos a GNC, se decide proyectar esta demanda en función de los autos con GNC y el consumo por cada uno de ellos.

Como se analizó en la primera sección, el parque automotor de autos a GNC está compuesto básicamente por los automóviles que utilizan motores a ciclo Otto, ya que son éstos los motores que pueden funcionar con GNC. También se vio que de ese total, sólo el 50% eran realmente utilizados con este combustible ya que el restante 50% pertenecía a autos de lujo que no buscaban un ahorro en combustible. De esta forma se tiene una noción de la cantidad de autos a GNC potenciales, calculada mediante la siguiente expresión.

$$\text{Autos GNC potenciales} = \frac{\text{Población}}{\text{Ratio hab. por auto}} \times \text{Proporción Ciclo Otto} \times \% \text{ conversión} \quad (1)$$

Por otro lado se tiene la información histórica de los autos realmente convertidos desde el año 1998, lo que permite calcular la tasa de conversión de autos mensual, la cual se presenta a continuación.

Año	Población	Autos a GNC Potenciales	Autos a GNC	Tasa de Conversión Mensual
1998	36.005.387	1.671.679	452.961	
1999	36.398.577	1.689.934	513.835	5.070
2000	36.783.859	1.707.822	630.548	9.730
2001	37.156.195	1.725.109	755.671	10.430
2002	37.515.632	1.741.797	879.587	10.330
2003	37.869.730	1.758.237	1.164.839	23.770
2004	38.226.051	1.774.781	1.348.126	15.270
2005	38.592.150	1.791.778	1.459.236	9.260

Tabla 3.3. Evolución del Parque de GNC

Fuente: ENARGAS

Se puede ver que antes de la caída de tarifas, se manejaban valores de 10.000 conversiones mensuales valor que asciende a 24.000 a partir de la oportunidad presentada por los bajos precios. Sin embargo al comenzar el ajuste de tarifas realizado mediante el sendero de precios en el 2004, la tasa de conversión vuelve a disminuir acercándose nuevamente a los 10.000 autos mensuales del

año 2002. De esta forma se puede pensar que de aquí en más este valor permanecerá estable hasta alcanzar el máximo de autos convertibles del parque en el año 2009, por lo tanto de allí en adelante las conversiones se ajustan al parque potencial de GNC.

Al tener una estimación del parque con GNC, para conocer el consumo esperado del combustible resta conocer el consumo por automóvil. Si se analizan los datos históricos de consumo por auto se puede ver que la evolución de los mismos se puede aproximar con bastante exactitud a una curva exponencial (Figura 3.21).

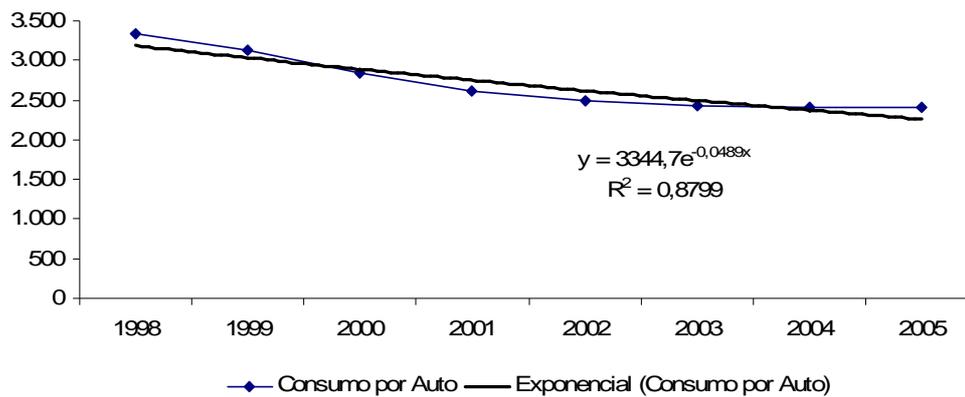


Figura 3.21. Evolución del Consumo por Auto (m³)
Fuente: ENARGAS

A partir de esta aproximación se estiman los valores futuros de consumo por usuario. De todas formas del gráfico se puede ver que el consumo por usuario tiende a estabilizarse por lo que es de esperar que en los próximos años, el mismo se mantenga en valores relativamente constantes. De esta forma se estima que a partir del año 2009 (año en donde se alcanza el máximo del parque con GNC) el mismo no presente grandes variaciones.

Finalmente conociendo la cantidad de autos con GNC y el consumo por auto se llega al valor de consumo de GNC anual. A continuación se presentan los resultados obtenidos.

Año	Población	Autos a GNC Potenciales	Autos a GNC	Consumo de GNC (MMm3)	Consumo por Auto (m3)
1998	36.005.387	1.671.679	452.961	1.507	3.327
1999	36.398.577	1.689.934	513.835	1.610	3.133
2000	36.783.859	1.707.822	630.548	1.790	2.839
2001	37.156.195	1.725.109	755.671	1.970	2.607
2002	37.515.632	1.741.797	879.587	2.184	2.483
2003	37.869.730	1.758.237	1.164.839	2.818	2.419
2004	38.226.051	1.774.781	1.348.126	3.259	2.417
2005	38.592.150	1.791.778	1.459.236	3.176	2.176
2006	38.970.611	1.809.350	1.570.356	3.382	2.154
2007	39.356.383	1.827.261	1.690.356	3.467	2.051
2008	39.745.613	1.845.332	1.810.356	3.536	1.953
2009	40.134.425	1.863.384	1.863.384	3.640	1.953
2010	40.518.951	1.881.237	1.881.237	3.674	1.953
2011	40.900.496	1.898.952	1.898.952	3.709	1.953
2012	41.281.631	1.916.647	1.916.647	3.744	1.953
2013	41.660.417	1.934.234	1.934.234	3.778	1.953
2014	42.034.884	1.951.620	1.951.620	3.812	1.953
2015	42.403.087	1.968.715	1.968.715	3.845	1.953

Tabla 3.4. Proyección Demanda GNC

3.3.3.2. Usinas

Como dicho anteriormente la demanda de gas para generación eléctrica surge de la diferencia entre la demanda de energía eléctrica total y las ofertas de energía por parte de las centrales hidroeléctricas, nucleares, y de países vecinos (Brasil)

Consecuentemente para proyectar la demanda de gas para alimentar las centrales térmicas se decide realizar una regresión relacionando la variación porcentual del PBI de un año a otro con la variación porcentual de la demanda de energía eléctrica anual, ya que como se puede ver en el gráfico a continuación, la evolución de estos dos está íntimamente relacionada.

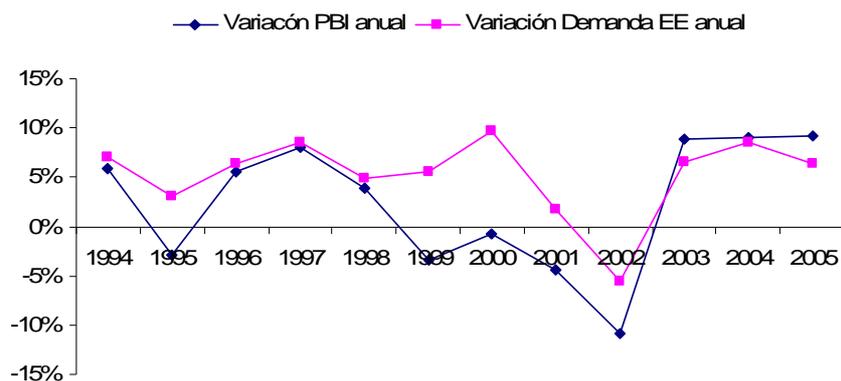


Figura 3.22. Relación entre las variaciones de PBI y de Demanda de EE

De esta forma a partir de las proyecciones del PBI se puede conocer las variaciones en demanda de EE total esperadas para los próximos años, permitiendo conocer los valores de demanda. A partir de los mismos, considerando la participación de la energía térmica en la generación de energía y el consumo unitario de gas natural por GWh se puede calcular la demanda de gas esperada para los próximos años para el segmento. De esta forma la demanda de gas estaría dada por la siguiente expresión.

$$Demanda\ GN = \frac{DemandaEE}{(1 - \% perd + exp)} \times Consumounit. \times \% participación\ generación\ térmica \quad (2)$$

$$consumo\ unitario = 230\ Dam^3 / GWh$$

donde *pérdidas + exportación* = 5%

$$Participación\ GT = 48\%$$

Vale aclarar que la participación de la generación térmica surge de calcular el promedio histórico de la misma para el período 1992-2005, y que se supone que el 100% de dicha generación sería a base de gas en el caso de que existiera combustible disponible.

A continuación se presentan los resultados que surgen del análisis de regresión:

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de correlación múltiple	0,9358
Coefficiente de determinación R ²	0,8757
R ² ajustado	0,8632
Error típico	0,0109
Observaciones	12

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	1	0,008298014	0,008298014	70,4222448	7,72742E-06
Residuos	10	0,001178323	0,000117832		
Total	11	0,009476337			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%
Intercepción	0,04271570	0,00333994	12,78937260	0,00000016	0,03527385	0,05015754
Variable X 1	0,41498143	0,04945085	8,39179628	0,00000773	0,30479806	0,52516480

Tabla. 3.5: Resultados Análisis de Regresión

El análisis realizado se basa en la hipótesis nula de que la variación del PBI y de la demanda de EE no están relacionadas ($x_1=0$). A partir de los resultados se puede decir que la hipótesis se rechaza con una probabilidad de error ínfima ($7,72 \times 10^{-6}$). Se verifica que ambas variables están relacionadas directamente, es decir que cuando una aumenta también lo hace la otra ya que el coeficiente $x_1 > 0$.

El impacto de la regularización de las tarifas de gas en el mercado.

A partir de estos resultados surge que la siguiente expresión para la Demanda Eléctrica:

$$Demanda EE_n = Demanda EE_{n-1} \times (1 + \% \text{ var } EE) \quad (3)$$

donde : $\% \text{ var } EE = 0,0427 + 0,415 \times \% \text{ var } PBI$

En cuanto a la proyección del PBI, se opta por tomar la realizada por la empresa *Latin Focus*, que publica la variación estimada del PBI hasta el año 2010. A partir de ese año se estima que la misma se mantiene relativamente estable.

Finalmente se obtienen los siguientes resultados para la demanda de GN:

Año	PBI	Var %	Generación de EE	Demanda Eléctrica GWh	Var %	Demanda de Gas (MMm ³)
1993	236,5050		51.624	48.764	6,43%	
1994	250,3080	5,84%	55.254	51.884	6,40%	
1995	243,1863	-2,85%	56.919	53.771	3,64%	
1996	256,6263	5,53%	60.550	57.778	7,45%	
1997	277,4413	8,11%	65.750	62.176	7,61%	
1998	288,1233	3,85%	68.983	65.666	5,61%	
1999	278,3690	-3,39%	72.860	68.780	4,74%	
2000	276,1728	-0,79%	79.969	71.941	4,60%	
2001	263,9970	-4,41%	81.297	73.599	2,30%	
2002	235,2355	-10,89%	76.746	72.109	-2,02%	
2003	256,0235	8,84%	81.800	77.710	7,77%	
2004	279,1413	9,03%	88.753	84.315	8,50%	
2005	304,7635	9,18%	94.344	89.627	6,30%	
2006	327,0112	7,30%		96.171	7,30%	11.176
2007	342,7078	4,8%		102.194	6,26%	11.876
2008	355,7307	3,8%		108.171	5,85%	12.571
2009	368,8927	3,7%		114.453	5,81%	13.301
2010	382,5417	3,7%		121.099	5,81%	14.073
2011	396,6958	3,7%		128.131	5,81%	14.890
2012	411,3735	3,7%		135.572	5,81%	15.755
2013	426,5943	3,7%		143.445	5,81%	16.670
2014	442,3783	3,7%		151.774	5,81%	17.638
2015	458,7463	3,7%		160.588	5,81%	18.662

Tabla 3.6. Proyección Demanda GN Usinas

3.3.3.3. Mercado Residencial

La estimación de la demanda de gas residencial requiere de un análisis de carácter más cualitativo ya que como se vio, la misma depende de las temperaturas registradas durante el año (principalmente en invierno) y de las inversiones realizadas en la red, dos variables que no se pueden estimar por métodos cuantitativos. Por ello, en primer lugar es necesario determinar la evolución de las dos variables principales ya vistas: la penetración y el consumo por usuario. Con la penetración ya se vio que a pesar de los cambios en las tarifas la misma continuó con el patrón de aumento histórico del 2% anual por lo que no hay razón para creer que esto no seguirá sucediendo.

En cuanto al consumo por usuario se comprobó que el mismo varía principalmente acorde a las temperaturas registradas año a año. Lamentablemente el clima es algo totalmente impredecible, por lo que no se puede proyectar. De todas formas se vio que salvo excepciones el consumo por usuario es una variable bastante estable ya que las variaciones no son muy pronunciadas por lo que se concluye que no es muy errado establecer que en los próximos años el mismo será equivalente al promedio histórico registrado hasta el momento: 1,18 miles de metros cúbicos por usuario.¹²

Habiendo estimado estas dos variables, resta conocer la cantidad de usuarios para poder proyectar el consumo. Este valor surge de la penetración proyectada y la población proyectada que es un dato comunicado por el INDEC. De esta forma se tiene la siguiente expresión para la demanda de gas residencial.

$$\text{Demanda GN} = \text{Población} \times \text{Penetración} \times \text{Consumo por usuario} \quad (4)$$

A continuación se presentan los resultados obtenidos.

Año	Población	Usuarios	Usuarios/Población	Usuarios Proyectados	Consumo por Usuario (M m3)	Demanda GN (MMm ³)
1993	33.917.440	4.522.384	13,3%		1,25	
1994	34.353.066	4.716.526	13,7%		1,20	
1995	34.779.096	4.841.992	13,9%		1,19	
1996	35.195.575	4.998.299	14,2%		1,17	
1997	35.604.362	5.150.722	14,5%		1,13	
1998	36.005.387	5.340.355	14,8%		1,10	
1999	36.398.577	5.504.936	15,1%		1,19	
2000	36.783.859	5.647.427	15,4%		1,23	
2001	37.156.195	5.753.985	15,5%		1,17	
2002	37.515.632	5.796.377	15,5%		1,15	
2003	37.869.730	5.939.275	15,7%		1,16	
2004	38.226.051	6.101.087	16,0%		1,13	
2005	38.592.150	6.273.702	16,3%		1,18	
2006	38.970.611		16,5%	6.439.122	1,18	7.598
2007	39.356.383		16,8%	6.609.508	1,18	7.772
2008	39.745.613		17,1%	6.784.341	1,18	7.977
2009	40.134.425		17,3%	6.963.058	1,18	8.187
2010	40.518.951		17,6%	7.145.057	1,18	8.401
2011	40.900.496		17,9%	7.330.618	1,18	8.620
2012	41.281.631		18,2%	7.520.269	1,18	8.843
2013	41.660.417		18,5%	7.713.734	1,18	9.070
2014	42.034.884		18,8%	7.910.709	1,18	9.302
2015	42.403.087		19,1%	8.110.872	1,18	9.537

Tabla 3.7. Proyección Demanda GN Residencial

¹² En el cálculo del promedio se dejó de lado el dato correspondiente al año 2004 ya que éste se encuentra fuera de los límites esperados por tratarse de un año atípicamente caluroso.

3.3.3.4. Usuarios Comerciales

Para la proyección de demanda de los usuarios comerciales se opta por seguir la misma metodología implementada en el segmento residencial. De esta forma se estudian los valores de penetración históricos de los usuarios comerciales por sobre la población y el consumo por usuario. A partir de los datos se puede señalar que en los últimos 6 años ambos valores se mantienen relativamente estables en 6% y en 5,9 Mm³ respectivamente a pesar de los grandes cambios económicos vividos en esa época, lo que da la pauta de que se podría proyectar fijando ambas variables en estos valores. Bajo esta suposición se obtiene la siguiente proyección de demanda.

Año	Población	Usuarios	Penetración	Consumo (Mm ³)	Consumo por Usuario (Mm ³)	Demanda GN (MMm ³)
1993	33.917.440	168.361	0,5%	1.040.076	6,2	
1994	34.353.066	178.692	0,5%	1.038.764	5,8	
1995	34.779.096	181.622	0,5%	1.137.208	6,3	
1996	35.195.575	188.031	0,5%	1.109.201	5,9	
1997	35.604.362	195.693	0,5%	1.193.978	6,1	
1998	36.005.387	181.622	0,5%	1.138.681	6,3	
1999	36.398.577	202.672	0,6%	1.219.454	6,0	
2000	36.783.859	209.617	0,6%	1.263.985	6,0	
2001	37.156.195	211.230	0,6%	1.209.924	5,7	
2002	37.515.632	212.292	0,6%	1.184.665	5,6	
2003	37.869.730	219.965	0,6%	1.220.938	5,6	
2004	38.226.051	231.495	0,6%	1.341.226	5,8	
2005	38.592.150	242.029	0,6%	1.331.335	5,5	
2006	38.970.611	243.810	0,6%		5,9	1.439
2007	39.356.383	246.223	0,6%		5,9	1.453
2008	39.745.613	248.659	0,6%		5,9	1.468
2009	40.134.425	251.091	0,6%		5,9	1.482
2010	40.518.951	253.497	0,6%		5,9	1.496
2011	40.900.496	255.884	0,6%		5,9	1.510
2012	41.281.631	258.268	0,6%		5,9	1.524
2013	41.660.417	260.638	0,6%		5,9	1.538
2014	42.034.884	262.981	0,6%		5,9	1.552
2015	42.403.087	265.284	0,6%		5,9	1.566

Tabla 3.8. Proyección de Demanda GN Comercial

3.3.3.5. Usuarios Industriales

Dado que el consumo de gas en este segmento está atado al crecimiento de la producción ya que el gas es utilizado en el propio proceso productivo de las industrias, es lógico pensar que la evolución de la demanda estaría atada a la evolución de la producción. Afortunadamente en la actualidad se calcula el índice de Producción Industrial (IPI). El mismo mide la evolución mensual de la actividad productiva de las distintas ramas industriales. De esta forma para

obtener la proyección de la demanda se busca correlacionarla con el IPI mediante un análisis de regresión.

Para el análisis de regresión se calcula un promedio ponderado del IPI, en el cual se incluyen las principales industrias consumidoras del combustible presentadas con anterioridad (la química y la petroquímica, la destilería, la siderúrgica, la alimenticia y otros) ponderándolas por su porcentaje de participación en el mercado y se lo relaciona con la demanda de gas para el segmento. De esta forma se obtienen los siguientes resultados:

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coeficiente de correlación múltiple	0,93
Coeficiente de determinación R ²	0,86
R ² ajustado	0,84
Error típico	317846
Observaciones	13,00

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	1	6,60162E+12	6,60162E+12	65,3457284	5,91612E-06
Residuos	11	1,11129E+12	1,01026E+11		
Total	12	7,71291E+12			

	<i>Coeficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>
Intercepción	12473,52	996537,71	0,01	9,90E-01	-2180892,31	2205839,35
Variable X 1	69454,91	8592,00	8,08	5,92E-06	50544,03	88365,79

Tabla 3.9. Resultados del Análisis de Regresión

El análisis realizado se basa en la hipótesis nula de que la evolución del IPI y de la demanda de gas para el sector industrial no están relacionadas ($X_1=0$). A partir de los resultados se puede decir que la hipótesis se rechaza con una probabilidad de error ínfima ($5,92 \times 10^{-6}$) y se verifica que ambas variables están relacionadas directamente, es decir que cuando una aumenta también lo hace la otra ya que el coeficiente $X_1 > 0$.

De esta forma surge la siguiente expresión para la demanda de gas:

$$\text{Demanda GN} = 1331395 + 57533 \times \text{Prom Ponderado IPI} \quad (5)$$

De la cual se obtiene la siguiente proyección de demanda para el segmento:

Año	Química y					IPI Avg Ponderado	Demanda Industrial (MMMm ³)
	Destilería	Petroquímica	Siderurgia	Alimentos	Otros		
1993	22,0	21,0	13,0	17,0	27,0	100,00	6.524
1994	21,1	23,1	14,9	18,1	27,6	104,76	7.493
1995	20,4	23,0	16,2	18,3	24,8	102,75	7.658
1996	21,4	25,6	17,9	18,7	26,4	109,94	7.747
1997	23,5	26,3	18,3	19,4	29,6	117,18	8.218
1998	24,4	26,7	18,4	20,1	29,7	119,37	8.506
1999	24,8	26,6	17,2	21,1	25,6	115,43	8.076
2000	23,4	27,2	20,2	20,6	25,4	116,71	8.055
2001	23,4	30,2	18,6	20,0	22,1	114,27	7.477
2002	22,5	30,0	19,9	18,0	19,6	109,96	7.684
2003	23,5	33,9	22,5	19,4	24,1	123,47	8.337
2004	24,2	35,5	22,8	21,1	27,5	131,02	8.773
2005	23,9	36,6	23,6	22,8	30,1	137,03	9.928
2006	24,8	38,4	24,6	24,2	31,2	143,22	9.960
2007	25,0	39,7	25,7	25,4	32,7	148,44	10.323
2008	25,3	40,7	27,1	26,4	34,2	153,72	10.689
2009	25,7	41,8	28,6	27,3	35,8	159,32	11.078
2010	26,1	43,0	30,2	28,4	37,6	165,27	11.491
2011	26,5	44,1	31,9	29,4	39,7	171,60	11.931
2012	26,9	45,3	33,7	30,5	42,0	178,34	12.399
2013	27,3	46,5	35,5	31,6	44,6	185,53	12.899
2014	27,8	47,8	37,5	32,7	47,4	193,22	13.433
2015	28,2	49,1	39,6	33,9	50,7	201,45	14.004

Tabla 3.10. Proyección de Demanda GN Industrial

3.3.4. La Oferta

Habiendo proyectado la demanda esperada para los próximos años, resta proyectar la oferta con la que se contará internamente de manera tal de poder tener una noción del faltante al que el país se verá expuesto en un futuro cercano.

Como se dijo anteriormente, al congelarse el precio de gas en boca de pozo, los productores quedaron atrapados entre un precio de gas en boca de pozo pesificado e inversiones y costos mayormente atados a precios internacionales. Sin embargo, los mismos siguieron entregando los volúmenes contratados después de la crisis, lo que se debe a que por un lado en muchos pozos, los costos de producción siguieron siendo menores que el precio de gas pesificado, si bien el margen sufrió una importante reducción; y por el otro lado el gas exportado se siguió pagando a precio dólar; y muchos contratos de provisión de gas firme contenían penalidades por corte de suministro (Deliver or Pay). Por último vale destacar el hecho de que algunas áreas son ricas en líquidos asociados, los cuales se venden a precio internacional, lo cual aumenta la rentabilidad de la explotación de los yacimientos gasíferos.

Podría decirse, por lo tanto, que en la coyuntura descrita el precio excedía el costo marginal de producción, pero era inferior al costo total de producción, pues no cubría costos fijos como ser el costo de oportunidad del capital.

Frente a este panorama es de imaginar que los productores no estaban en condiciones de invertir en las cuencas, lo que afectó en gran medida a la oferta ya que para mantener la producción se debe invertir en compresión o en la perforación de nuevos pozos. Esto se debe a las características intrínsecas de la explotación de hidrocarburos que hacen que a medida que se explota un pozo disminuya la presión del mismo y, por lo tanto, el caudal de salida, por lo que de no hacerse las inversiones necesarias, las áreas declinan naturalmente.

Si se analiza la evolución de la producción en este contexto se podría decir que en los años previos a la crisis (1999, 2000, 2001) la producción de gas venía creciendo en un 10%, 6%, y 3% respectivamente, por lo que se ve que en el contexto anterior a la crisis ya se registraba una disminución del crecimiento de la producción, hasta llegar al 2002 cuando la tasa de crecimiento de la demanda fue nula (se registraron tasas positivas en invierno y negativas el resto del año). En el año 2003 sin embargo, la producción se recupera con un 11% de crecimiento respecto del año anterior, probablemente impulsada por presiones por parte del gobierno hacia los productores por cumplir con los volúmenes contratados. De todas formas de la figura 3.23 se puede ver que este crecimiento no sólo disminuye en el 2004 sino que en el 2005 se registra por primera vez en los últimos 15 años una disminución en la producción de gas.

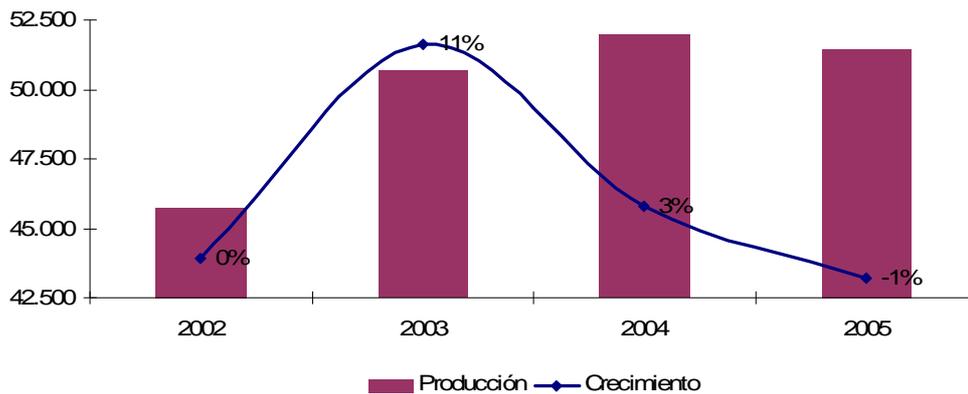


Figura 3.23. Evolución de la Oferta (Mm³)
Fuente: Secretaría de Energía

De todas formas para poder tener una noción más detallada de esta oferta futura se procede a estudiar el estado de cada cuenca en particular de manera tal de saber qué se puede esperar de ellas.

3.3.4.1 Cuenca Noroeste

La cuenca Noroeste es tal vez la que en peor situación se encuentra. En primer lugar algunas áreas son muy viejas y sus reservas naturales se están agotando por lo que se puede decir que la cuenca tiene poco potencial (ver figura 3.24). Por otro lado, al ser una zona de pozos profundos y abundante vegetación los costos de perforación y terminación de pozos son altos. Además se debe considerar que el gas del Noroeste es más seco, con lo cual los productores no pueden contar con la ganancia adicional proveniente de la venta de líquidos asociados, haciendo la rentabilidad de la operación aún menor.

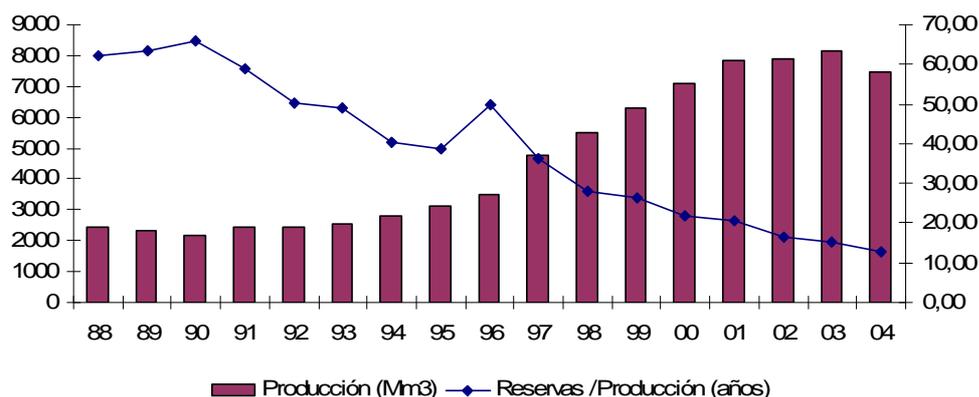


Figura 3.24. Evolución de las Reservas Cuenca Noroeste
Fuente: Secretaría de Energía

Así y todo, en la figura 3.25 se puede ver que la producción en la cuenca ha aumentado en el año 2003, lo que se podría justificarse desde el punto de vista de que el Gobierno ha hecho presión para que se invierta en compresión de forma tal de que se evite la caída en producción, buscando que los productores cumplan con la demanda creciente. De todas formas esto es una cura del síntoma pero no del problema ya que en el corto plazo se tendrá oferta de gas, pero en el mediano/largo plazo la problemática se verá agravada. De hecho, en esta cuenca se verifica que, así como sucedió a nivel agregado, los volúmenes producidos en el 2003 no se pudieron sostener en el 2004 por lo que ya se registró un marcado descenso, que se espera continúe en los próximos años.

3.3.4.2. Cuencas Neuquina y Austral

En las cuencas Neuquina y Austral se puede decir que las inversiones para mantener la producción actual son relativamente menores a aquellas de la Cuenca Noroeste. Por un lado los pozos son relativamente baratos por ser cuencas poco profundas, (aproximadamente 3000 metros de profundidad), por el otro se han hechos buenos estudios de sísmica en la zona lo que facilita el

proceso de obtención del gas. Además se podría decir que era de esperarse que luego de la crisis se continúe con buen ritmo de producción debido al hecho de que muchas de las inversiones en desarrollo ya estaban programadas desde antes.

Por consiguiente es lógico pensar que frente a la necesidad de contar con una amplia oferta del combustible, son éstas las cuencas a explotar. De hecho si se observa la evolución de la producción en las distintas cuencas (figura 3.25) se puede corroborar que a partir del año 2002 se ha registrado un marcado aumento en la producción de la cuenca Neuquina, probablemente impulsado por necesidad y presión del gobierno más que por voluntad de los productores, pero como se dijo, ésta es tal vez la cuenca con mayores posibilidades de explotación en cuanto a costos. Sin embargo si se analiza el panorama de reservas se puede decir que la situación es preocupante ya que el panorama a mediano plazo es bastante desalentador (en el año 2004 se tenía un horizonte de reservas menor a 9 años). La realidad es que hoy los yacimientos están siendo explotados al máximo posible, una solución de corto plazo que se logra mediante la aceleración de proyectos y el consumo de reservas, como resultado de la presión ejercida por el gobierno para satisfacer la demanda.

En cuanto a la Cuenca Austral más allá de que la producción no ha aumentado, al menos se mantienen los niveles de producción de los años anteriores.

3.3.4.3. Cuenca San Jorge

En cuanto a la cuenca San Jorge se puede decir que la misma es fundamentalmente petrolera, con producción de gas asociado., lo cual quiere decir que el gas natural es un subproducto. Se podía suponer que el alza en los precios del petróleo mantendría estable sino en alza, la producción de petróleo y, consiguientemente, la del gas natural. De la figura 3.25 se puede ver que más allá de que el aumento en la producción no ha sido muy evidente los volúmenes producidos por más pequeños que sean se mantuvieron, lo que es algo favorable.

3.3.4.4. Cuenca Cuyana

Por último se presenta la Cuenca Cuyana que hasta el momento no se había considerado, lo que se debe al bajo nivel de producción que la misma presenta. Como se puede ver en el gráfico sus niveles de producción son mínimos por lo que se considera que su participación en la oferta es prácticamente despreciable.

El impacto de la regularización de las tarifas de gas en el mercado.

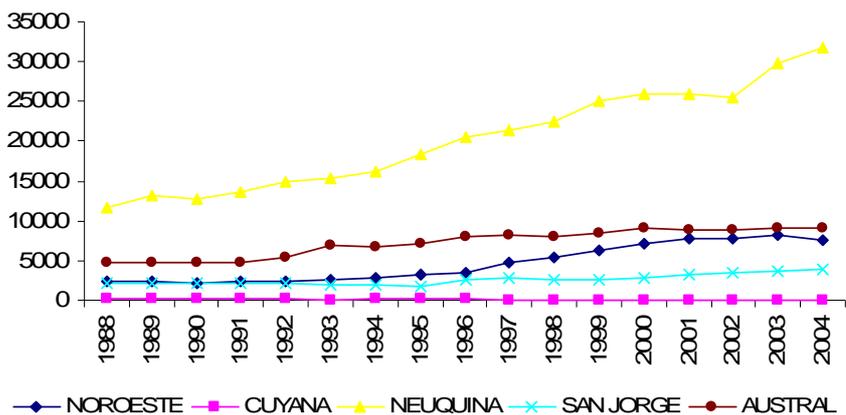


Figura 3.25. Evolución de la Producción por Cuenca (MM m³)
Fuente: Secretaría de Energía

3.3.4.5 Proyección de Oferta

Previo a realizar la proyección se podría resumir lo proyectado en dos puntos a considerar:

- La única cuenca que hasta el momento presenta una evolución de la producción creciente es la Neuquina, pero su nivel de reservas (disminuido por la falta de inversión en los yacimientos) indica que estos niveles no se podrán mantener durante mucho tiempo.
- El horizonte de reservas es relativamente bajo para todas las cuencas (ver tabla a continuación), lo que da la pauta de que si no se quiere caer en una crisis aún mayor en los próximos años se debe invertir en exploración y mantenimiento de pozos lo antes posible.

	Noroeste	San Jorge	Neuquina	Austral
1988	62,06	15,68	37,17	33,44
1989	63,29	10,03	30,60	35,89
1990	65,92	5,88	25,33	20,99
1991	58,93	6,13	25,24	18,70
1992	50,25	4,61	21,63	15,58
1993	49,05	7,32	20,53	9,33
1994	40,50	5,87	18,07	17,47
1995	38,89	9,73	18,73	19,02
1996	49,81	6,94	16,42	19,56
1997	36,22	7,92	15,44	19,57
1998	27,91	6,41	15,97	19,75
1999	26,30	13,39	14,99	20,37
2000	21,63	13,86	15,45	20,48
2001	20,64	14,88	14,60	19,70
2002	16,44	11,73	13,49	16,84
2003	15,28	10,60	10,43	15,34
2004	12,85	9,51	8,51	14,30

Tabla 3.11: Horizonte de Reservas por Cuenca (años)

Fuente: Secretaría de Energía

A partir del análisis realizado se presenta un primer escenario con los siguientes supuestos:

- Las producciones de las Cuencas Neuquinas y Austral crecen, aunque en pequeñas proporciones.
- La Producción de la Cuenca Noroeste declina como consecuencia de la pobre situación en la que se encuentra.
- Las Cuencas restantes mantienen los niveles de producción registrados en el año 2005.
- Se considera como pérdidas los volúmenes utilizados en reinyección, venteos y consumo de yacimientos; los mismos representan el 10% de la producción total.

De esta forma se obtiene la siguiente proyección de oferta que no es más que uno de los innumerables escenarios posibles, aunque lo que debe quedar en claro es que de no realizarse nada al respecto, el hecho de que la producción de gas tenderá a disminuir es una certeza.

El impacto de la regularización de las tarifas de gas en el mercado.

	Cuenca Noroeste (MM m ³)	Cuenca Austral	Cuenca Neuquina (MM m ³)	Cuenca San Jorge (MM m ³)	Cuenca Cuyana (MM m ³)	Pérdidas y Compresión (MM m ³)	Producción Comercializable (MM m ³)
2005	7.107	9.604	30.501	4.295	64	6.933	44.638
2006	6.580	9.908	30.593	4.295	64	6.165	45.274
2007	6.073	10.212	30.685	4.295	64	5.127	46.203
2008	5.587	10.516	30.777	4.295	64	5.118	46.122
2009	5.120	10.820	30.871	4.295	64	5.111	46.059
2010	4.672	11.124	30.964	4.295	64	5.106	46.014
2011	4.242	11.428	31.058	4.295	64	5.102	45.985
2012	4.242	11.428	31.153	4.295	64	5.112	46.070
2013	4.242	11.428	31.248	4.295	64	5.121	46.156
2014	4.242	11.428	31.343	4.295	64	5.131	46.241
2015	4.242	11.428	31.439	4.295	64	5.140	46.328

Tabla 3.12. Proyección de Oferta

3.3.5 Los Resultados

En función de las proyecciones realizadas se plantea el faltante que se podría llegar a esperar en los próximos años. Para ello, se opta por estudiar el faltante que se daría en el caso de que se quisieran mantener los volúmenes exportados en el 2005, el cual no es más que un supuesto para simplificar el análisis ya que se comprobó que la realidad es que es de esperar que los volúmenes exportados disminuyan en los próximos años. Este faltante sería luego solventado a través de la importación de gas natural desde Bolivia. Sin embargo el gasoducto a través del cual se realiza dicha exportación tiene una capacidad bastante reducida que no supera los 7 millones de metros cúbicos por día (2555 MMm³ anuales). Consecuentemente llegado el caso de que el faltante supere dicho valor habría que además de interrumpir el suministro de gas para exportaciones, buscar otras alternativas las cuales serán presentadas en la próxima sección.

A continuación se presentan los resultados obtenidos, de los mismos se puede ver que ya en el año 2007 la necesidad de importación desde Bolivia (sujeto a los actuales volúmenes de exportación) supera la actual capacidad de transporte desde dicho país, lo que indica que por un lado es necesario reducir el volumen de exportaciones, y por el otro pensar en la ampliación de la capacidad de transporte de gas natural desde Bolivia.

Por otro lado, se puede notar que si la producción continúa decreciendo al ritmo establecido, en el 2010 la producción interna no alcanzaría para satisfacer el mercado interno, por lo que la necesidad de importación no surgiría exclusivamente en función de las exportaciones sino que sería directamente para satisfacer el mercado interno, indicio de que se necesita alguna alternativa que fomente el aumento de producción interna.

El impacto de la regularización de las tarifas de gas en el mercado.

	Cuenca Austral	Cuenca Neuquina	Cuenca Noroeste	Cuenca San Jorge	Cuenca Cuyana	Pérdidas	Oferta Interna	Residencial	Comercial	Usinas	Industrias	GNC	SBD + Entes	Pérdidas	Demanda Interna	Resultante I	Exportaciones	Resultante II	Importación	FALTANTE
2005	9.604	30.501	7.107	4.295	64	6.933	44.638	7.432	1.331	10.731	9.928	3.176	2.004	5.256	39.859	4.780	6.497	-1.718	1.718	0
2006	9.908	30.593	6.580	4.295	64	6.165	45.274	7.598	1.439	11.176	9.960	3.382	2.004	5.334	40.893	4.381	6497	-2.116	2.116	0
2007	10.212	30.685	6.073	4.295	64	5.127	46.203	7.772	1.453	11.876	10.323	3.467	2.004	5.534	42.429	3.774	6497	-2.723	2.555	-168
2008	10.516	30.777	5.587	4.295	64	5.118	46.122	7.977	1.468	12.571	10.689	3.536	2.004	5.737	43.981	2.140	6497	-4.357	2.555	-1.802
2009	10.820	30.871	5.120	4.295	64	5.111	46.059	8.187	1.482	13.301	11.078	3.640	2.004	5.954	45.646	414	6497	-6.083	2.555	-3.528
2010	11.124	30.964	4.672	4.295	64	5.106	46.014	8.401	1.496	14.073	11.491	3.674	2.004	6.171	47.311	-1.297	6497	-7.794	2.555	-5.239
2011	11.428	31.058	4.242	4.295	64	5.102	45.985	8.620	1.510	14.890	11.931	3.709	2.004	6.400	49.063	-3.078	6497	-9.575	2.555	-7.020
2012	11.428	31.153	4.242	4.295	64	5.112	46.070	8.843	1.524	15.755	12.399	3.744	2.004	6.640	50.909	-4.839	6497	-11.336	2.555	-8.781
2013	11.428	31.248	4.242	4.295	64	5.121	46.156	9.070	1.538	16.670	12.899	3.778	2.004	6.894	52.853	-6.697	6497	-13.194	2.555	-10.639
2014	11.428	31.343	4.242	4.295	64	5.131	46.241	9.302	1.552	17.638	13.433	3.812	2.004	7.161	54.901	-8.660	6497	-15.157	2.555	-12.602
2015	11.428	31.439	4.242	4.295	64	5.140	46.328	9.537	1.566	18.662	14.004	3.845	2.004	7.443	57.061	-10.733	6497	-17.230	2.555	-14.675

Tabla 3.13. Resultados

donde:

Resultante I: Diferencia entre Oferta Interna y Demanda Interna

Resultante II: Diferencia entre Oferta Interna y Demanda Total (Demanda Interna + Exportaciones)

Faltante: Diferencia entre Oferta Total (Oferta Interna + Importaciones) y Demanda Total.

IV. LAS ALTERNATIVAS

4. LAS ALTERNATIVAS

En la sección anterior se comprobó que la distorsión de los precios que se tiene hoy en día hace que año a año la demanda interna aumente en valores cercanos al 3% anual, mientras que la oferta interna a duras penas logra un crecimiento del 2% en los próximos años, y luego comienza a disminuir lo que dictamina un futuro a corto plazo desfavorable en cuanto al abastecimiento de gas.

Sobre la base de los resultados obtenidos se puede decir que es de esperar que cada vez se exporte menos a Chile y se importe más desde Bolivia, lo cual tiene varias consecuencias desfavorables. Por un lado al importar gas en lugar de producirlo localmente se perjudica no sólo a los productores sino que esto también afecta el empleo, y a su vez disminuye la recaudación de impuestos. Si se considera un precio de 1,5 USD/MMBtu, y considerando que las regalías representan el 12% del precio de venta, se podría decir que por cada metro cúbico de gas que se importa desde Bolivia se pierden 0,055 USD. Con los volúmenes actuales de importación esto equivale a aproximadamente 95 millones de dólares. Por otro lado, al importar gas desde Bolivia a 5 USD/MBTU para exportarlo a precios menores se estaría perjudicando la balanza comercial.

En primer lugar si se quieren aumentar los volúmenes de oferta es imprescindible realizar un ajuste de los precios del hidrocarburo ya que al incrementar los precios se revitalizan yacimientos cuyos costos de extracción son altos y muchas veces considerados como no económicos, posibilitando un aumento en la oferta de los mismos. A su vez se podría invertir cada vez más en la búsqueda de petróleo y de gas, permitiendo, si los valores coinciden con el cálculo económico de las empresas, que la exploración avance hacia las costosas pero cada vez más importantes áreas de la frontera.

Si se compara los precios actuales con el precio del gas boliviano (tabla 4.1) se puede ver que éstos son ampliamente inferiores por lo que se está importando gas a un costo unitario más caro.

Origen	En Cuenca	Transporte	En Bs. As
Bolivia	5	1	6
Argentina (Contraos pesificados y luego ajustados)	0,8 -1	0,3-0,5	1,3
Argentina (Original)	1-1,4	0,6-1	2

Tabla 4.1. Precios del Gas en Bs. As. (USD/MMBtu)

Se podría decir que con un aumento en los precios se estaría incentivando a la exploración y producción así como también se estaría posibilitando un mayor

nivel de inversiones en mantenimiento de los yacimientos actuales, lo que resultaría en un aumento de la oferta interna.

En cuanto a la demanda, se vio que el principal disparador de su marcado aumento es la gran distorsión en las tarifas que hace que en la actualidad se tengan tarifas muy bajas comparadas con las de otros países y distintas según el destinatario (existencia de subsidios cruzados). De esta forma se busca lograr una actualización de las mismas, tal vez permitiendo la existencia de una tarifa subsidiada con el único objetivo de proteger los consumos de los segmentos de menores recursos.

Por otro lado, dada la gravedad del panorama en el corto plazo se debería en primer lugar buscar fuentes de abastecimiento de gas natural externas al país, y por el otro tratar de buscar alternativas de suministro más allá del gas natural, de manera tal de diversificar la matriz energética que hoy tiene una muy alta participación del gas natural.

4.1 Fuentes Externas de Gas Natural

4.1.1 El Gas de Bolivia

Se podría decir que el proveedor natural de gas no sólo para la Argentina sino también para Brasil es Bolivia. En primer lugar es el país más cercano, y en segundo lugar es el país con mayores reservas probadas de la región (27 TCF)¹³. Además es un país mediterráneo, por lo que le resulta más fácil venderle el gas a la Argentina y Brasil que exportarlo como GNL. Es más, hasta se podría decir que cualquier otra alternativa para nuestro país resultaría más costosa ya que traer gas de otros países como ser Qatar o Indonesia implicaría un alto costo de transporte lo que haría la alternativa más costosa; e importar gas desde Perú podría ser factible pero la realidad es que si Perú debiera abastecer a la Argentina, Brasil y a Chile se podría llegar a un nuevo escenario de escasez ya que dicho país aún no cuenta con las reservas suficientes como para hacerse cargo del abastecimiento de los tres países (en el 2004 Perú presentaba un nivel de reservas de apenas 14 TCF)

Como se vio en la sección anterior en los últimos dos años, los volúmenes importados desde Bolivia eran muy similares a los exportados a Chile por los Gasoductos del Norte, lo que lleva a uno a pensar que la Argentina está importando desde Bolivia para poder exportar hacia Chile. Hasta ahora Chile pagaba entre 2,40 y 2,80 USD/MMBtu mientras que la Argentina importaba el gas a 3,40 USD/MMBtu, por lo que la importación de Bolivia tiene claras desventajas para el país. Recientemente esto se complicó aún más ya que con

¹³ TCF: Trillones de pies cúbicos.

la nacionalización de los hidrocarburos Bolivianos vino el aumento de precios por parte de Bolivia que elevó el precio que pagaba la Argentina a 5 USD/MMBtu. Para solventar el ahora más caro gas boliviano, el pasado 24 de Julio se aprobó la ley que aumenta las retenciones a las exportaciones en un 125 % pasando del 20% al 45%. Esto llevó a que el precio del gas a Chile aumentara a valores que oscilan entre 4,6 y 4,8 USD/MMBtu, precio que según el Ministro de Planificación Julio De Vido surge de la diferencia del valor absoluto entre el precio al que se importa de Bolivia y el precio de exportación a terceros. Esta decisión ocasionó una gran preocupación en Chile pues se esperaba que el aumento no superara los 4 USD/MBtu, y dada su alta dependencia del gas Argentino (gran parte de la generación de energía eléctrica Chilena se hace a partir del gas argentino) en el corto plazo no tienen otra alternativa mas que pagar los precios impuestos, desgastando la relación que dicho país mantiene con la Argentina.

Por lo dicho es evidente que el gas argentino puede llegar hasta Chile sólo porque la matriz energética argentina se abastece del gas boliviano, pero hasta ahora nadie se plantea lo evidente: por qué Chile no recurre directamente al gas boliviano. Chile y Bolivia no tienen relaciones diplomáticas desde la Guerra del Pacífico, los bolivianos se niegan a abastecer a Chile al que acusan de haberle quitado la salida al mar, lo cual agrava aún más la situación por la dependencia que se crea por parte de Chile hacia el gas argentino.

En el año 2004 el gobierno argentino anunció que el grupo Techint construiría un nuevo gasoducto desde Bolivia para importar 20 millones de metros cúbicos, el cual pasaría por el Nordeste y llegaría hasta Rosario. El proyecto requería una inversión de 1.200 millones de dólares. El mismo se suspendió por las incertidumbres políticas en Bolivia. En la actualidad existe un proyecto de ampliación de Transporte de gas que incluye la ampliación de la capacidad de los gasoductos del Noreste de 20 a 30 MMm³/día. Se supone que dichas ampliaciones se realizarían entre este año y el siguiente aunque se considera improbable ya que, aún ignorando los ingredientes políticos, es un proyecto técnicamente difícil. De todas formas sobre la base de los resultados obtenidos en la sección anterior se puede decir que la necesidad de ampliar la capacidad de transporte es inminente ya que si la si no se hace nada al respecto, en los próximos años los volúmenes necesarios a importar superarían la capacidad actual de transporte. Por otra parte vale destacar que si se le aplicara (el costo de construcción del yacimiento al gas boliviano, se estaría importando a precios que rondarían los 7 USD/MBtu en Buenos Aires, lo cual hace de esta una alternativa no muy económica.

4.1.2 El Gas de Venezuela

A partir de la unión de Venezuela al MERCOSUR, el acceso de los países del bloque a las grandes reservas de petróleo y gas de dicho país se hizo más factible. Con este fin es que se tiene la idea de construir el gasoducto sudamericano entre Venezuela, Brasil, Argentina y eventualmente Chile. El mismo tendría una capacidad para transportar 150 millones de m³ diarios de gas debiendo cruzar una parte importante del Amazonas Brasileña. El costo estimado es del orden de los 20 a 25 millones de dólares y su longitud oscilaría entre los siete mil y nueve mil kilómetros.

Sin embargo, hay un par de razones por las cuales se puede decir que éste no es más que un gran proyecto para alimentar el orgullo de los gobiernos involucrados pero que dista de ser la alternativa más viable para salir adelante en estos momentos de escasez. En primer lugar a la hora de transportar gas a través de largas distancias (distancias superiores a los 3.000km) , el transporte a través de gasoductos se vuelve poco factible no sólo por la complejidad de la instalación con su tendido de tuberías, sino también por el alto costo de dicho proyecto. En estos casos la alternativa es la de licuar el gas, transformándolo en Gas Natural Licuado (GNL) para luego transportarlo a través de buques cargueros desde los países productores hasta los puntos de consumo, con un costo aproximado de 0.3 USD/MBtu. Por otra parte si se consideran las inversiones a realizar en Venezuela para la perforación de pozos, la inversión debería aumentar en 15 mil millones de dólares, lo que llevaría a un costo total cercano a los 40 mil millones de dólares, un costo excesivamente alto que lleva a pensar que definitivamente tienen que haber formas de abastecerse más económicas. Por último se podría mencionar el factor tiempo, ya que este es un proyecto que podría llevar varios años en finalizarse, tiempo que dada la gravedad de la situación, no se tiene.

3.1.3. El Gas Natural Licuado (GNL)

El gas licuado es un "commodity" cuyo costo debe integrarse con las suma del costo del gas, el costo de la licuefacción (0,8 a 1,2 USD/MMBtu dependiendo fundamentalmente del tipo de proceso, escala y condiciones físicas en la costa), el costo de regasificación (0,5 a 0,7 USD/MMBtu), y por el último el costo de transporte en los grandes buques metaneros (0,1 USD/MMBtu por cada 1.000km).

El mercado de GNL se ha transformado en una creciente parte del mercado total de la energía en varios países, en particular en EEUU. El interés en la importación de GNL ha surgido como consecuencia de los aumentados precios

de gas natural en USA (valores de Henry Hub altos comparados con valores históricos, como consecuencia de la limitación de reservas, los huracanes en EEUU, el alto precio de combustibles alternativos y las recientes olas de frío durante el invierno boreal) así también como de la competencia en los progresos tecnológicos que ha disminuido los costos en lo referente a liquefacción, transporte marítimo, almacenamiento y re-gasificación haciendo de ésta una alternativa cada día más económica.

Sin embargo el limitante principal del GNL para nuestro país es el precio. Por ser un commodity el GNL se rige por precios internacionales, con lo cual Argentina debería pagar la paridad de importación. Si tomamos un Henry Hub rondando los 6 USD/MMBtu y agregamos el diferencial de transporte (por estar nuestro país más alejado de los grandes mercados) deberíamos considerar una paridad de importación de no menos de 6,50 USD/MMBtu, lo cual es un tanto más caro que el gas boliviano. Por supuesto que a precios de energía más bajos (digamos un WTI de 30 USD) y en condiciones de volatilidad de precios normales este precio podría reducirse a valores más razonables. De todas maneras, sería muy difícil que el GNL pudiera competir con la producción local, que hoy por hoy pone gas en Buenos Aires por menos de 2USD/MMBtu

Más allá de que no sea un precio bajo, el GNL tiene la amplia ventaja de que se cuentan con reservas infinitas porque uno puede recurrir a las reservas de cualquier país, por lo que si se evalúa la alternativa de importar desde Bolivia, construcción del gasoducto mediante, y la de importar GNL, esta última debería ser tenida en cuenta.

Las posibilidades de la incorporación del GNL en la región por el momento se limitan a la incorporación de dos terminales marítimas de GNL una de importación en Chile y la otra de exportación en Perú. Esto permitiría que Chile dejara de depender enteramente del suministro de gas argentino al recibir GNL proveniente de Perú y/o de otros países del Extremo Oriente o África. Sin embargo por lo dicho no sería del todo incoherente evaluar la construcción de una terminal en la Argentina.

3.2 Otras Alternativas

4.2.1 Combustibles Alternativos

4.2.1.1 Combustibles Líquidos: Gas Oil y Fuel Oil

En lo que a generación de electricidad se refiere se podría decir que frente a la falta de gas natural se puede recurrir al gas oil para el caso de los ciclos abiertos que operan con turbinas de vapor o al fuel oil para el caso de los ciclos combinados. De hecho en la sección anterior se evidenció que en los últimos

El impacto de la regularización de las tarifas de gas en el mercado.

años, se ha recurrido cada vez más a la utilización de estos combustibles, sobre todo en la época invernal cuando el segmento residencial el cual tiene prioridad de abastecimiento presenta los mayores consumos de gas natural.

Sin embargo también se vio que los precios de estos combustibles son ampliamente superiores al de gas natural siendo el fuel oil aproximadamente 5 veces más costoso y el gas oil hasta 10 veces más costoso que el gas natural. Por ello se puede decir que a pesar de que la alternativa de usar este tipo de combustibles existe, ésta no es más que una solución de corto plazo para salvar el desabastecimiento inmediato, pero no debería ser una alternativa a considerar para el futuro ya que es muy costosa.

4.2.1.2 El Carbón

En la sección anterior se vio que a pesar de que el gas natural es el principal protagonista de la generación térmica, en el último tiempo los combustibles alternativos estaban ganando protagonismo, como consecuencia del desabastecimiento presentado. Se vio que tanto el gas oil como el fuel oil eran ampliamente más costosos que el gas natural por lo que su utilización llevaba a incurrir en altos costos que no serían sustentables en el mediano plazo. La alternativa que quedó pendiente de análisis es la utilización del carbón como fuente de energía.

En el mundo existe una amplia disponibilidad de reservas de carbón, siendo Sudáfrica el principal productor de carbón térmico en el mundo. Más aún, la relación de reservas/producción mundial de carbón es 5 y 3 veces la relación para el petróleo y el gas respectivamente.¹⁴

En la Argentina las reservas que se tienen corresponden a la Mina de Río Turbio, localizada en la provincia de Santa Cruz a 20km de la frontera con Chile. El carbón es térmico de 5,600 Kcal/kg y tiene un bajo contenido de azufre y cenizas. Por otro lado, es un carbón joven de bajo contenido de cenizas total, pero que tiene alta proporción de cenizas livianas, lo que incrementa la necesidad de tratamiento de humos (electro filtros) ya que éstas son las cenizas que salen por la chimenea.

La producción actual de Río Turbio es de 1,500 ton/día. El carbón producido es transportado por trenes hasta el puerto de Punta Loyola, en donde el puerto de carga sólo admite buques de 35 M ton, limitación que surge porque al subir la marea el brazo de carga no llega a la altura del buque si éste es mucho mayor. Actualmente la totalidad de la producción de la mina se destina a cumplir con el contrato firmado en Julio de 2004 con Chile. Estas ventas se realizan a un

¹⁴ Según el informe estadístico de British Petroleum (BP) 2005.

precio menor al del mercado; el cual es de aproximadamente 40USD/Ton FOB. Ya se han enviado cuatro barcos para cumplir dicho contrato, y se estima que se terminará de entregar lo convenido a fines de 2006, momento a partir del cual se abrirían licitaciones para quienes deseen adquirir el carbón.

Dado que hasta el 2007 no se contaría con abastecimiento de carbón interno, y a pesar de contar con el mismo, éste probablemente no resulte suficiente; para poder generar a partir del carbón de manera segura se debería recurrir al mercado internacional. A continuación se presenta la evolución de precios de carbón de Sudáfrica, y EEUU, dos de los principales proveedores.

USD/ton	Ago-05	Sep-05	Oct-05	Nov-05	Dic-05	Ene-06	Feb-06
USA Big Sandy Barge	58,3	59,1	60,8	63	60,7	59,3	62,5
Sudafrica	48,2	46,4	42	38,2	40,5	44,1	49,4

Tabla 4.2. Evolución Precio del Carbón
Fuente: Glencore- D. Serventich

El precio del carbón térmico de Sudáfrica es de aproximadamente 60-65 USD/ton puesto en Argentina, compuesto por 50 USD/ton FOB más 10-15USD/ton de flete.

Frente a la posibilidad de generar a partir de carbón resulta interesante estudiar el punto de equilibrio entre el precio de éste último y el precio de gas para saber a partir de qué precio convendría generar con carbón. A tales fines se presenta un estudio en donde se plantean distintos escenarios de precios de carbón que oscilan entre los 30 USD/ton y los 80 USD/ton y el precio de gas equivalente en el caso de operar con ciclos abiertos (Turbina de Gas) y con Ciclos Combinados, para un monto de inversión de 1600 USD/Kw.

Precio Carbón CP (FOB) USD/ton	Costo Total de Generación USD/Mwh	Precio Gas Equivalente TC (frontera Bol-Arg) USD/MMBtu	Precio Gas Equivalente CC (frontera Bol-Arg) USD/MMBtu
30	48,6	3	3,9
35	50,4	3,2	4,1
40	52,1	3,4	4,4
45	53,9	3,6	4,6
50	55,7	3,8	4,9
55	57,4	4	5,1
60	59,2	4,2	5,3
65	61	4,3	5,6
70	62,7	4,5	5,8
75	64,5	4,7	6,1
80	66,2	4,9	6,3

Tabla 4.3. Precio de equilibrio del Carbón

Se puede ver que para el actual precio del carbón de 50 USD/Ton FOB, los precios de equilibrio están por debajo de los 5 USD/MMBtu que se le pagan

actualmente a Bolivia por el gas, demostrándose así que la alternativa más viable hoy es generar la mayor cantidad de energía eléctrica a base de carbón posible.

Por otro lado, habría que comenzar a pensar en ampliar la capacidad instalada de generación a base de carbón. Una posibilidad sería por ejemplo en vez de construir los dos nuevos ciclos combinados de 800 MW cada uno, optar por construir sólo uno y construir una planta que opere con carbón para generar los restantes 800 MW.

Finalmente, cabe aclarar que el carbón es más contaminante que el gas natural.

4.2.2 Generación Eólica

La explotación de la energía eólica es de las fuentes de energía renovables la que más se ha desarrollado en el último tiempo. La potencia generada a través de la energía eólica es función del área cubierta por el molino, la velocidad de operación, la densidad del aire y las características del viento, el cual debe ser uniforme y constante para que el recurso eólico sea aprovechable.

Entre las ventajas de este tipo de energía se puede mencionar el hecho de que la misma se considera una “energía limpia” ya que no se requieren combustiones que emanen dióxido de carbono, y tampoco produce residuos contaminantes. Por otro lado al integrar este tipo de generación a los sistemas interconectados de energía eléctrica, se logra el ahorro de combustible fósil o agua almacenada en los embalses (algo más que importante en la actualidad). Por otro lado vale destacar el hecho de que los molinos pueden colocarse en espacios no aptos para otros fines, como ser zonas desérticas próximas a la costa, o en laderas áridas y muy empinadas para ser cultivables entre otras, aunque también pueden convivir con otros usos del suelo como ser la ganadería o la agricultura.

El gran inconveniente de la generación eólica es que no es potencia firme, por lo que no sustituye totalmente a las fuentes de energía no renovables, ya que necesita el soporte de otros tipos de energía por ser de naturaleza discontinua e irregular en el tiempo. Entre los inconvenientes tal vez menores se puede mencionar el hecho de que en la proximidad de los parques eólicos se produce contaminación acústica por el ruido de la operación, como así también el impacto paisajístico que producen al estar instaladas en zonas muy visibles a gran distancia. Por último otra desventaja es que los lugares más apropiados para la instalación de los molinos suelen coincidir con las rutas de las aves migratorias, aunque dado que los aerogeneradores actuales son de baja velocidad de rotación, el problema de choque con las aves está siendo reducido.

4.2.2.1 La Energía Eólica en la Argentina

Una forma útil de evaluar el recurso eólico disponible en un lugar potencial es a través de la Densidad de Energía Eólica, la que se mide W/m^2 promedio anual y se divide en clases siendo la más alta para más de $800 W/m^2$ y velocidades de viento mayores a $9 m/s$. Si se considera que en general para granjas eólicas de gran escala se requiere una densidad de energía de $500 W/m^2$ y $7m/s$ de velocidad de viento, se puede decir que el potencial eólico de la Patagonia es inmenso, ya que la densidad eólica en la zona de San Jorge es de aproximadamente $1.000 W/m^2$.

En el país se tienen 28 MW de potencia instalada de la cual el 63% se ubica en la provincia de Chubut. Además, actualmente hay tres proyectos de granjas eólicas de gran tamaño uno en la provincia de Salta de 66 MW de potencia (60 molinos de 1,1 MW) otro en el norte de la provincia de Santa Cruz de 51 MW de potencia (-34 molinos de 1,5 MW) y el tercero en la provincia de Chubut de 60 MW de potencia.

Sin embargo según estudios realizados por la consultora Mercados Energéticos ,que realizó estudios preliminares de incorporación de granjas eólicas en los nodos de Puerto Madryn y Puerto Truncado, con las líneas de 500 KV que están habilitadas y en proceso de licitación se podrían instalar hasta 600 MW de granjas eólicas en la Patagonia sin generar conflictos ni necesidades de expansión de redes de 500kV, por lo que los dos proyectos recién mencionados no abarcan ni el 20% del potencial de esa región.

Por último, en el caso de incorporación de granjas de mayor tamaño, cuya generación superen las demandas locales, se deben tener en cuenta los requerimientos para el despacho de este tipo de energía. Dada la intermitencia, aleatoriedad y poco control del viento las granjas eólicas pueden ser tratadas como centrales hidroeléctricas de pasada, lo que implica que si hay agua/viento central/granja produce y entra en el sistema con prioridad por sobre otras tecnologías de generación. Por esta intermitencia es que se requieren backups de otras fuentes con disponibilidad inmediata para suplantar el faltante de viento en el momento justo, lo que hace que mundialmente se acepte como máximo un índice de penetración d energía eólica del 15% de la demanda, índice que pondría un límite en la Argentina para el desarrollo eólico de 2.000 MW para los niveles de demanda actuales.

V. CONCLUSIONES

5. CONCLUSIONES

La intervención del gobierno en el Sector Energético interfiriendo en el mecanismo de ajuste de precios se tradujo en un desincentivo hacia el Sector Privado que produjo una importante retracción de las inversiones tanto en la exploración y producción de hidrocarburos como en las áreas de transporte y distribución. Son consecuencia de este proceso la notable caída de la producción del petróleo (tema que no fue tratado pero que vale la pena mencionar) y la disminución significativa de las reservas de gas natural y el consecuente estancamiento de su producción.

A partir del análisis presentado se puede comprobar que en los últimos años se registró un importante crecimiento de la demanda de gas natural, muy atado a sus bajos precios, el cual no pudo ser acompañado por expansiones adecuadas en la producción y transporte del recurso por lo tanto y con particular intensidad en los momentos de climas extremos se ha debido recurrir a la importación de Gas desde Bolivia y a la utilización de combustibles líquidos (gasoil, y fuel oil) en los ciclos abiertos y en los ciclos combinados aptos para dichos combustibles como consecuencia del faltante de oferta interna para satisfacer tanto a la demanda interna como a la demanda generada por las exportaciones.

Frente a este escenario de escasez la prioridad de abastecimiento la ha tenido el segmento residencial, y en un segundo plano el segmento de GNC, podría decirse por razones de índole políticas dado que el mismo podría ser remplazado por otros combustibles (Nafta, Gas oil) pero con costos considerables. Además esto tendría un impacto significativo en un parque que en la actualidad prácticamente alcanza el millón y medio de vehículos, como consecuencia de la gran cantidad de autos convertidos por el atractivo precio del combustible que hacía que el monto de la inversión tuviera un corto período de repago. Como consecuencia de este suministro se han registrado cortes en las industrias, llegándose a interrumpir suministros contratados en firme; en las usinas, las cuales han tenido que recurrir a la utilización de combustibles líquidos con subsidio del gobierno; y en las exportaciones, principalmente a Chile que en los momentos de mayor demanda los cortes llegaron a ser de aproximadamente el 50%.

El corte de suministro de gas al segmento de generación frente a un crecimiento importante de la economía tuvo repercusiones significativas en el Sector Eléctrico en donde también la falta de actualización de tarifas condujo a las empresas a prácticamente frenar las inversiones en particular en generación y distribución.

Al realizar la proyección de oferta y demanda se vio que mientras la primera tiende a disminuir, la segunda tiende a aumentar a tasas de aproximadamente 3% anual, lo que lleva a que ya hoy en día se deba a recurrir al gas Boliviano para evitar la existencia de faltantes y por otro lado es de esperar que los volúmenes a importar de Bolivia para evitar el desabastecimiento sean cada vez mayores. Tal es el caso que muy probablemente en los próximos dos años la necesidad de importación supere la capacidad de transporte desde Bolivia del actual gasoducto.

El impacto de la regularización de las tarifas de gas en el mercado.

Frente a este panorama de desabastecimiento es necesario buscar alternativas por un lado referidas al abastecimiento del gas natural, y por el otro lado, en relación a sustitos para el recurso.

En cuanto al abastecimiento de gas natural, si se analiza la situación desde el punto de vista regional, prescindiendo de consideraciones políticas y de frontera se observa la existencia de una importante cantidad de reservas en particular en Bolivia, y en menor escala en Perú. Sin embargo, la existencia de una situación política compleja en Bolivia con notables cambios en su política energética, entre ellos la nacionalización de los hidrocarburos y el cambio total de las reglas contractuales establecidas con las empresas petroleras que operan en el territorio plantean dudas con respecto a la posibilidad de transportar estas reservas pues interfieren con la posibilidad de construir un nuevo gasoducto que permita abastecer a los mercados involucrados.

Por otro lado, se deben buscar alternativas de suministro más allá del gas natural, para lo cual se plantea la diversificación de la matriz energética alentando en particular la producción de energía eléctrica, que es uno de los grandes consumidores de gas, mediante el uso de carbón, que como se vio con los precios actuales de importación resulta económicamente viable, y el aprovechamiento del potencial de energía eólica que presentan en particular las provincias de Chubut y Santa Cruz hoy ya interconectadas al sistema Nacional. Sin embargo este tipo de generación es menos eficiente y en el caso del carbón se tiene la desventaja de la contaminación.

Como alternativa a examinar se plantea la posibilidad de incorporar un sistema de abastecimiento de GLN cuyo costo hoy se estima muy cercano a los precios de importación desde Bolivia (construcción del gasoducto de por medio) y con la ventaja de poder contar con proveedores alternativos como ser Trinidad y Tobago, Argelia, y el extremo oriente). Sin embargo esta alternativa no deja de ser costosa.

Por último vale destacar que a partir de las estimaciones de costos presentadas previamente pareciera no ser viable el suministro de gas desde Venezuela ya que el gasoducto que se debiera construir involucra inversiones monumentales (25000 MM USD), y que además requiere para su construcción de la certificación de nuevas reservas en Venezuela para lo cual se deberían invertir alrededor de 15000 MMUSD adicionales en exploración y perforación de nuevos pozos, lo que llevaría a una inversión total de 40MMUSD.

En conclusión se podría decir que a pesar de que existen alternativas para abastecerse ya sea de gas o de otras fuentes de energía, todas resultan ser más costosas que la producción local. Consecuentemente la mejor manera de solucionar el desequilibrio generado en el mercado sería subir el precio a los productores locales llevándolos a los precios que se tenían originalmente con el fin de posibilitar la inversión tanto en producción como en exploración, y mantenimiento de yacimientos. La realidad es que en la Argentina no sólo cuenta con buena cantidad de reservas sino que además existe una gran cantidad de cuencas no exploradas que hace que el encontrar nuevas reservas de gas sea altamente factible.

Además no cabe duda de que se debe actualizar el nivel de tarifas de gas natural evitando la distorsión que produce la existencia de numerosas tarifas diferentes según el destinatario del recurso (subsidios cruzados). En este aspecto se justifica la existencia de una tarifa subsidiada para proteger los consumos de los sectores de menores recursos.

Finalmente vale destacar que más allá de que en la actualidad la solución se encuentre en el correcto desarrollo de las reservas de gas natural argentinas, no se debe dejar de evaluar las demás alternativas por más costosas que sean ya que eventualmente las reservas de gas podrían no ser suficientes, por lo que no se puede depender enteramente de ellas.

VII. BIBLIOGRAFÍA

6. BIBLIOGRAFÍA

Sitios de Internet consultados

- INDEC www.indec.mecon.ar
- Secretaría de Energía energia.mecon.gov.ar
- ENARGAS www.enargas.gov.ar
- CAMMESA www.cammesa.com.ar
- METROGAS www.metrogas.com.ar
- British Petroleum www.bp.com
- British Gas www.bg-group.com
- Consultora FIEL www.fiel.org
- Latin Focus www.latin-focus.com
- Diario La Nación www.lanacion.com.ar
- Centro Regional de Energía Eólica www.eolica.com.ar

Libros

- “El ABC del Petróleo y el Gas”- Publicado por el IAPG-2000

Papers

- Walter Cont, Fernando Navajas Agosto 2004. La Anatomía Simple de la Crisis Energética en Argentina, 30 páginas.