



**TESIS DE GRADO  
INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**"MERCADO DE GAS NATURAL ARGENTINO:  
GNL COMO ALTERNATIVA DE  
ABASTECIMIENTO"**

**AUTOR: FERNANDO GONZÁLEZ  
TUTOR DE TESIS: ROBERTO CARNICER  
CO TUTOR: PEDRO DEL CAMPO**

**2007**



## **Resumen Ejecutivo**

El gas natural se ha convertido en la principal fuente de energía de la Argentina. Su característica de recurso no renovable y las dificultades para su obtención hacen que el aseguramiento de abastecimiento tome vital importancia.

Con el objeto de evaluar la situación actual del mercado de gas natural en la Argentina se realizó una descripción de los principales temas como ser, reservas, producción, demanda, infraestructura. Asimismo se efectúa una proyección de demanda para un horizonte de 8 años, con el objeto de evaluar la capacidad de la oferta nacional para cubrirla, así como las alternativas de suministro de gas (Gas Boliviano, Gas Natural Licuefaccionado) necesarias para cubrir los futuros déficits nacionales. Se incluye una breve descripción del mercado mundial de GNL con el objeto de establecer un precio estimado de gas natural en Buenos Aires ante la eventualidad de que se concrete la construcción de una planta regasificadora en Argentina..

Se propuso el análisis de dos escenarios de abastecimiento, el primero contempla la construcción del gasoducto del nordeste argentino con abastecimiento de gas Boliviano y el otro sin la importación boliviana por esa vía.

Evaluando la demanda, asumiendo la expectativa de producción de los productores nacionales para los próximos años y estos dos escenarios de abastecimiento, se concluye que, aún en el caso utilizar los recursos bolivianos, será necesario importar gas de otras regiones e instalar para ello una planta de regasificación en Argentina.



## **Abstract**

Natural gas has become the main energy source in Argentina. Given gas is a non-renewable resource and considering the difficulties to obtain it, ensuring the supply has become of vital importance.

A description of the main parameters, like reserves, production, demand and infrastructure, was made in order to evaluate the situation of the present natural gas market. Likewise, a demand forecast was made for an 8-year horizon, with the purpose of evaluating the national supply capacity needed to satisfy it, as well as the alternative gas supply (Bolivian Gas, Liquid Natural Gas) needed to meet the future national deficits. A short description of the LNG global market is included, in order to determine an estimated price for natural gas in Buenos Aires in case a regasification plant is erected in Buenos Aires.

The analysis of two supply scenarios was proposed; the first one considers the construction of the Argentine North East gas pipeline supplied with Bolivian Gas, and the other one without the Bolivian imports through that pipe line.

Evaluating the demand, considering the production expectancy of the national produced for the next years, and these two supply scenarios, it is concluded that, even in the case of using the Bolivian resources, it will be necessary to import gas from other regions and for this purpose a regasification plant should be erected in Argentina.



## Indice

<b>Resumen Ejecutivo</b>	<b>1</b>
<b>Abstract</b>	<b>3</b>
<b>1 Situación actual argentina</b>	<b>7</b>
1.1 Introducción	7
1.2 Reservas	13
1.3 Producción	15
1.4 Importaciones	16
1.5 Relación Reservas / Producción	18
1.6 Demanda Interna	20
1.7 Demanda externa	21
1.8 Balance de oferta y demanda	23
1.9 PRECIOS Y TARIFAS	24
1.9.1 Precio del Gas	24
1.9.2 Precios de gas para el mercado interno	25
1.9.3 Tarifas	27
<b>2 Mercado de GNL</b>	<b>31</b>
2.1 Descripción general del GNL	31
2.2 Historia de GNL	32
2.3 Estructura del mercado de GNL	34
2.3.1 Diferencias entre el océano Atlántico y Pacífico	35
2.3.2 Cambios recientes en el mercado	35
2.3.3 Competencia entre el mercado Norteamericano y el Europeo	37
2.3.4 El rol del GNL y la competencia	38
2.4 El GNL como fuente competitiva de gas natural	39
2.5 Cadena de valor del GNL	40
2.5.1 Exploración y producción	40
2.5.2 Licuefacción	41
2.5.3 Transporte	42
2.5.4 Almacenamiento y regasificación	43
2.6 Costos de GNL	44
2.6.1 Costos de licuefacción	44
2.6.2 Costos de transporte	46
2.6.3 Costos de regasificación	46
2.7 EVOLUCIÓN Y PERSPECTIVAS	47
2.7.1 Mecanismos de precios del GNL	47
2.7.2 Flexibilización de los contratos	48
<b>3 El GNL en la Argentina</b>	<b>49</b>
3.1 Proyección de la demanda	49
3.1.1 Proyección de demanda residencial	50

3.1.2	Proyección de demanda industrial	51
3.1.3	Proyección de demanda de generación eléctrica	52
3.1.4	Proyección de demanda de GNC	55
3.1.5	Proyección de demanda total	56
<b>3.2</b>	<b>Proyección de oferta</b>	<b>58</b>
3.2.1	Caso base	58
3.2.2	Hipótesis alternativa	59
<b>3.3</b>	<b>Balance de las proyecciones</b>	<b>60</b>
3.3.1	Balance alternativo	61
<b>3.4</b>	<b>Precios</b>	<b>62</b>
3.4.1	Precios del GNL	62
3.4.2	Precios del gas natural boliviano	64
<b>3.5</b>	<b>Planta de regasificación</b>	<b>66</b>
<b>4</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>67</b>
<b>5</b>	<b>Anexo</b>	<b>71</b>
5.1	Reservas	71
5.2	Composición de Gas Natural y GNL	75
5.3	Acuerdo YPFB-Enarsa (Octubre 2006)	76
5.4	Factores de conversión	78
<b>6</b>	<b>Bibliografía</b>	<b>79</b>

# 1 Situación actual argentina

## 1.1 *Introducción*

Dentro de la historia gasífera Argentina, se producen dos períodos perfectamente diferenciados.

El primero, tiene su comienzo a principio de los noventa, momento en el cual se privatizaron las empresas que hasta ese entonces se encontraban estatizadas, que finaliza a principios del año 2002, con la crisis económica y la salida de la convertibilidad. El segundo, desde principios del 2002 hasta el presente.

Entre 1992 y 2001 los volúmenes de producción de gas natural se duplicaron debido al creciente aumento de la demanda, impulsada por:

- la expansión del sector eléctrico mediante la incorporación de nuevas centrales de generación a ciclo combinado,
- el crecimiento del sector residencial,
- el incremento de las exportaciones a los países vecinos,
- el desarrollo del GNC como combustible vehicular y
- los requerimientos del sector industrial.

Las perspectivas económicas del mercado regional permitieron que se desarrollara una gran infraestructura de gasoductos de exportación teniendo como principal destino a Chile, además de Uruguay y Brasil. Ante esta situación, tanto la Argentina, como Bolivia y Brasil, llevaron a cabo importantes proyectos de exploración y desarrollo para incrementar sus reservas.

Todos estos cambios dieron como resultado un incremento en los volúmenes de producción, que alcanzaron al doble de lo que se venía produciendo en el comienzo de los 90s, alcanzando su pico máximo de producción durante el año 2000, previo a que la Argentina entrase en crisis económica.

El consumo creciente se vio interrumpido por la crisis económica que tuvo un impacto muy negativo en el sector.

La salida de la convertibilidad (Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario del 6 de enero de 2002) afectó al mercado de gas argentino quién (i) se enfrentó con precios y tarifas pesificados y congelados para el gas con destino al mercado interno, (ii) experimentó

dificultades en el acceso a los mercados financieros con el consecuente impacto sobre la financiación de proyectos de inversión, y (iii) sus empresas sufrieron una importante disminución de su rentabilidad y del valor de sus activos. Esta situación resintió la posibilidad de realizar nuevas inversiones y afectó inclusive los programas de mantenimiento, tanto en lo referido a exploración y producción como en los segmentos de transporte y distribución.

Durante la crisis económica, el gobierno nacional introdujo una serie de medidas políticas y económicas que produjeron un cambio en las reglas de juego del mercado del gas natural. Dentro de los cambios mas importantes se resaltan, el abandono de la convertibilidad del peso argentino frente al dólar y la pesificación de los contratos. Ambos hechos trajeron como consecuencias:

- El congelamiento tarifario y de los precios del gas natural;
- La disminución de la rentabilidad de las empresas privatizadas de transporte y distribución
- El congelamiento de inversiones en expansión del sistema de transporte y distribución.
- La reducción de inversiones en exploración, hecho que ya se venía manifestando durante el período previo a la crisis económica.
- La desconfianza de los mercados financieros hacia las inversiones en la Argentina, generando una gran dificultad en el acceso al crédito.

Después de la crisis del año 2002, en forma paulatina, la economía comenzó a crecer sostenidamente. Los indicadores económicos mostraron una continua mejora, especialmente durante los tres últimos años: la producción industrial creció al 15% anual y el consumo eléctrico acompañó este crecimiento. En el sector de la energía hubo una recuperación tardía de precios respecto del inicio de la crisis, agravada por los valores internacionales alcanzados por los combustibles alternativos al gas (fuel oil, diesel oil). El gobierno procuró evitar el impacto inflacionario mediante un reconocimiento paulatino, aunque insuficiente, del precio del gas.

A la salida de la convertibilidad, con el fin de evitar un alto impacto inflacionario, los precios de los demás combustibles, en general, se mantuvieron por debajo de su valor internacional hasta el presente. Este hecho se vio agravado aún más por la fortísima alza de los precios internacionales.

A continuación se muestra el crecimiento de la demanda de gas porcentual interanual de los principales consumidores de gas natural.

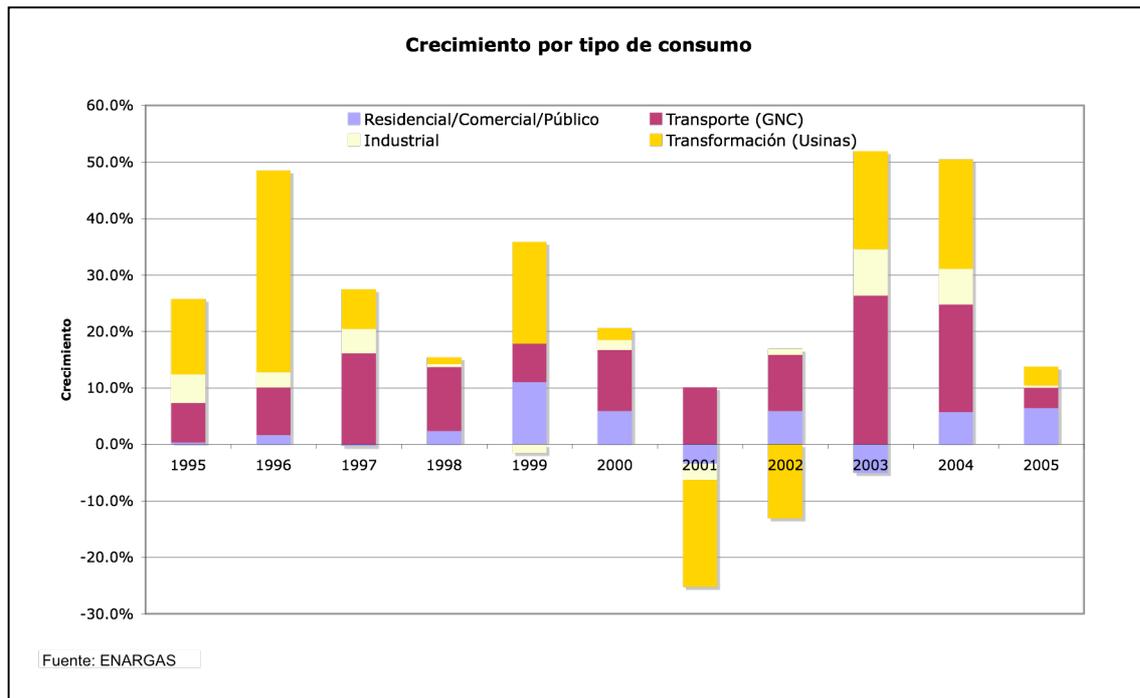


Figura 1

Se observa en el gráfico precedente, la caída en el consumo de gas durante el período 2001-2002, producto de la crisis económica sufrida en el país, así como su aumento sostenido como consecuencia de la reactivación económica., consiguiendo un aumento del 23 % para el total del consumo para el período 2002-2005-

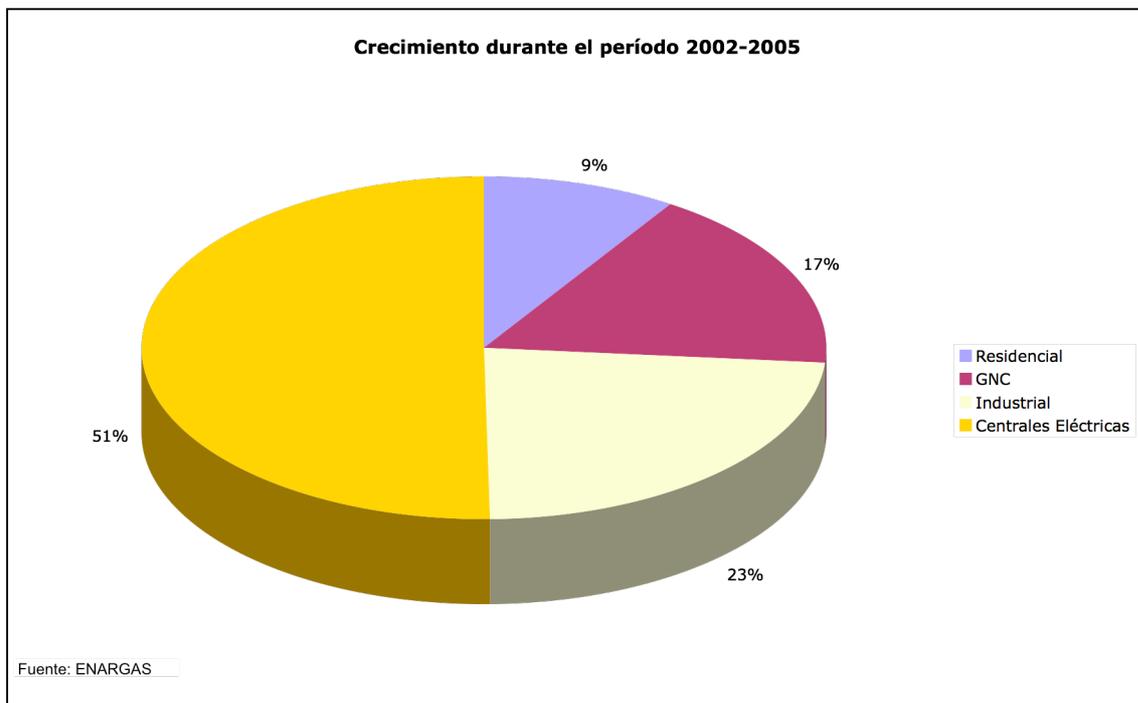
Los principales motivos del crecimiento de la demanda fueron los siguientes:

1. El congelamiento de los precios para el consumidor final entre los años 2002 y 2004.
2. El aumento de los combustibles alternativos al gas natural. No solo se triplicaron por la pérdida de la convertibilidad sino que también aumentaron su precio en los mercados internacionales. Por ejemplo el fuel oil, alcanzó a tener un precio 6 veces superior al precio del gas natural "City Gate".
3. La dependencia del aporte hidráulico en la generación eléctrica argentina que representan el 40% de la generación total, y su impacto en la demanda de gas, especialmente en años secos (2003-2004). Durante estos períodos y en ciertas épocas del año, las centrales térmicas a gas reemplazaron la

producción no aportada por las hidroeléctricas produciendo un consumo de gas con un pico histórico de 44 MMm<sup>3</sup>/día para el año 2005.

4. El aumento de la demanda eléctrica asociada al crecimiento sostenido de consumo residencial (confort) e industrial.
5. El extraordinario crecimiento de la demanda de GNC, especialmente en los años inmediatamente posteriores a la crisis económica. En ese momento la relación entre el precio del GNC y el litro de nafta fue de 0,2.

Durante el período 2002-2005, la demanda interna de gas natural se incrementó en 18 MMm<sup>3</sup>/día (representando un crecimiento del 18%), de los cuales el máximo incremento lo tuvo el sector de generación eléctrica con 9,1 MMm<sup>3</sup>/día, seguido por el sector industrial con 4,2 MMm<sup>3</sup>/día.



**Figura 3**

Por otra parte, si se analiza el crecimiento de la demanda en términos de la demanda pico invernal, su incremento para el período 1994-2000, alcanzó un valor de 32 MMm<sup>3</sup>/día, mientras que para los años 1994-2005 fue de 47 MMm<sup>3</sup>/día (15 MMm<sup>3</sup>/día para generación eléctrica, 19 MMm<sup>3</sup>/día para los usuarios residenciales y comerciales, 7 MMm<sup>3</sup>/día para los industriales y 6 MMm<sup>3</sup>/día para el GNC).

Teniendo en cuenta, la estacionalidad de la demanda residencial y que, en general, las centrales térmicas pueden reemplazar el gas natural por combustible alternativo en los días más fríos del invierno, del presente análisis surge la importancia del impacto del crecimiento sostenido del número de usuarios residenciales en los requerimientos crecientes de capacidad de transporte. Este hecho, sumado a la una mayor necesidad de despacho de gas para centrales térmicas, especialmente en el invierno, movieron a las autoridades argentinas a expandir el sistema de transporte, recurriendo a la figura financiera de Fideicomisos. Como consecuencia se expande en septiembre de 2005 en 2,9 MMm<sup>3</sup>/día desde la Cuenca Austral y San Jorge (gasoducto San Martín), y en abril de 2006 el gasoducto Norte en 1,8 MMm<sup>3</sup>/día. Actualmente está en pleno proceso financiero para ampliar el sistema en forma parcial hasta llegar en 24 MMm<sup>3</sup>/día a fines del 2009.

El estancamiento en el crecimiento de la infraestructura del sistema argentino de gas natural como consecuencia de la crisis económica, el aumento de la demanda doméstica de gas natural particularmente a partir del año 2003 como consecuencia de la reactivación, agravada por una mayor demanda de exportación y los problemas de inyección, en un escenario de condiciones hidrológicas desfavorables, ocasionaron una crisis en el abastecimiento de gas natural en el verano 2005, resultando como consecuencia previsible, el inicio en la reducción del suministro de exportación, afectando especialmente a Chile.

Para los próximos años el crecimiento del país, además, se verá restringido por las limitaciones de producción que se han manifestado especialmente en la Cuenca Neuquina y Noroeste, y por el hecho de que la generación eléctrica está alcanzado casi la totalidad de la capacidad instalada del parque térmico.

Hay dos condiciones principales que deberán cumplirse para permitir el crecimiento de Argentina:

1. mayores inversiones en exploración y explotación de hidrocarburos,
2. expansión del sistema de transporte de gas,

todo ello en un marco de optimización del consumo y de reconocimiento de precios y tarifas de transporte de gas.

Los controles de precios y los impuestos a las exportaciones podrían limitar la inversión de los productores. Sin embargo, desde 2004 el gobierno ha reconocido incrementos graduales en el precio de gas en boca de pozo, mediante acuerdos con los productores y, a partir de julio de 2005, a través del Mercado Electrónico de Gas (MEG).

Todo el peso del incremento del precio de gas, hasta ahora, así como los cargos por fideicomisos para la ampliación del sistema de transporte han recaído sobre el sector industrial, tanto en forma directa como indirectamente, a través de los aumentos a la generación eléctrica. Por su parte, el usuario residencial se encuentra protegido ante cualquier aumento tarifario. Los precios de los combustibles alternativos triplican los valores históricos en dólares de la década del 90, por lo cual la acción correctiva en el precio del gas del gobierno se aleja de las expectativas del productor. Sin embargo, como consecuencia de las deficiencias en la integración regional de la oferta y de los altos precios de los combustibles alternativos, el sector industrial accede a pagar precios más altos incluso a los pactados antes de la convertibilidad.

Como, ya hemos mencionado, la limitación en la capacidad de transporte es otro de los principales cuellos de botella, en tanto favorece el desabastecimiento de sectores potenciales de demanda pero es un desafío para los productores. En consecuencia, el gobierno está promoviendo la expansión del sistema. Conforme a lo ya indicado, entre 2004 y 2006 se materializó una ampliación de capacidad de 4,7 MMm<sup>3</sup>/día mediante el mecanismo de fideicomisos. Actualmente se está llevando a cabo otro proceso de ampliación que agregará 24 MMm<sup>3</sup>/día a todo el sistema.

## 1.2 Reservas

Como el gas natural es un recurso no renovable, es de vital importancia conocer las reservas con las cuales se cuenta ya que son necesarias para poder asegurar el abastecimiento del mercado interno así como también la demanda de exportación a largo plazo. La certificación de dichas reservas es fundamental para determinar la potencialidad energética de un país.

La Resolución N° 428/1998 de la ex-Secretaría de Energía y Minería define como reservas a “*aquellas cantidades de hidrocarburos que se espera recuperar a partir de acumulaciones conocidas a una fecha determinada*”.

Las reservas de un país son estimaciones que contienen un cierto grado de incertidumbre, ya que están sujetas a la confiabilidad de los datos de geología e ingeniería disponibles al momento de efectuar la estimación. Generalmente se puede reducir este grado de incertidumbre clasificando las reservas de gas natural en *probadas* y *no probadas*. El segundo de estos grupos, que es el que menos certeza tiene en cuanto a su recuperación, y se lo clasifica en otros dos subgrupos llamados *reservas probables* y *reservas posibles*, según sea la incertidumbre en su evaluación.

En el Anexo de esta sección se transcriben las principales definiciones sobre reservas dados por la Resolución SE 324/06.

A comienzos del 2002 la Argentina contaba con 763 BCM de reservas probadas de gas natural que se redujeron a 456 BCM para diciembre del 2005.

En el ranking de reservas de gas natural en Latinoamérica, la Argentina ocupa el tercer lugar luego de Venezuela y Bolivia. Hasta fines del 2002 la Argentina tuvo una relación histórica de reservas/producción de entre 17 y 18 años, pero a fines de ese año debido a las pocas inversiones en el sector la relación se modificó a 14 años. La producción correspondiente alcanzó 45,9 BCM.

El nivel de reservas continuo disminuyendo. A principios del 2005 fue de 553 BCM mientras que la producción creció. Durante el año 2005 la producción aumento hasta los 51 BCM (149 MMm<sup>3</sup>/día), haciendo que la relación R/P se redujese a 11 años. Las perspectivas desmejoraron en el 2006, cuando en febrero Repsol-YPF, principal productor de la Argentina, declaró públicamente una reducción en sus reservas especialmente en la Cuenca Neuquina haciendo que el horizonte de reservas se limitase a 10 años. Las reservas probadas oficiales a diciembre de 2006, se redujeron a 455 BCM.

Para el año 2006 la cantidad de reservas continuó disminuyendo debido a dos factores. El primero de ellos sigue siendo la baja inversión en el sector y el segundo es atribuido al cambio en la definición de las reservas.

ARGENTINA: RESERVAS PROBADAS HISTORICAS DE GAS NATURAL POR CUENCA (BCM)										
	1993	1995	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
AUSTRAL	85.7	115.8	158.0	171.4	185.2	176.0	148.6	136.9	131.6	123.7
CUYANA	0.8	0.9	0.8	0.9	0.7	0.7	0.5	0.5	0.5	0.3
NEUQUINA	321.1	294.7	357.2	377.1	399.1	377.2	344.6	311.2	286.7	204.7
NOROESTE	122.8	113.2	153.4	165.4	153.5	161.7	129.5	124.5	97.9	74.7
SAN JORGE	10.0	10.9	17.1	33.3	39.0	47.4	40.3	38.0	36.7	52.2
<b>TOTAL</b>	<b>540.4</b>	<b>535.5</b>	<b>686.6</b>	<b>748.1</b>	<b>777.6</b>	<b>763.0</b>	<b>663.5</b>	<b>611.1</b>	<b>553.4</b>	<b>455.6</b>

*Las reservas corresponden al 1 de enero de cada a-o*  
 Fuente: Instituto Argentino del Petr-leo y del Gas (IAPG)

Tabla 1

La Argentina posee cinco cuencas gasíferas en todo el país: Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo San Jorge y Austral. La cuenca Neuquina es la más importante de todas ya que representa al 52% de todas las reservas probadas del país, la sigue la cuenca Austral con un 24% la cuenca Noroeste con un 17% y finalmente Golfo San Jorge con el 7%, siendo insignificante el aporte de Cuyana.

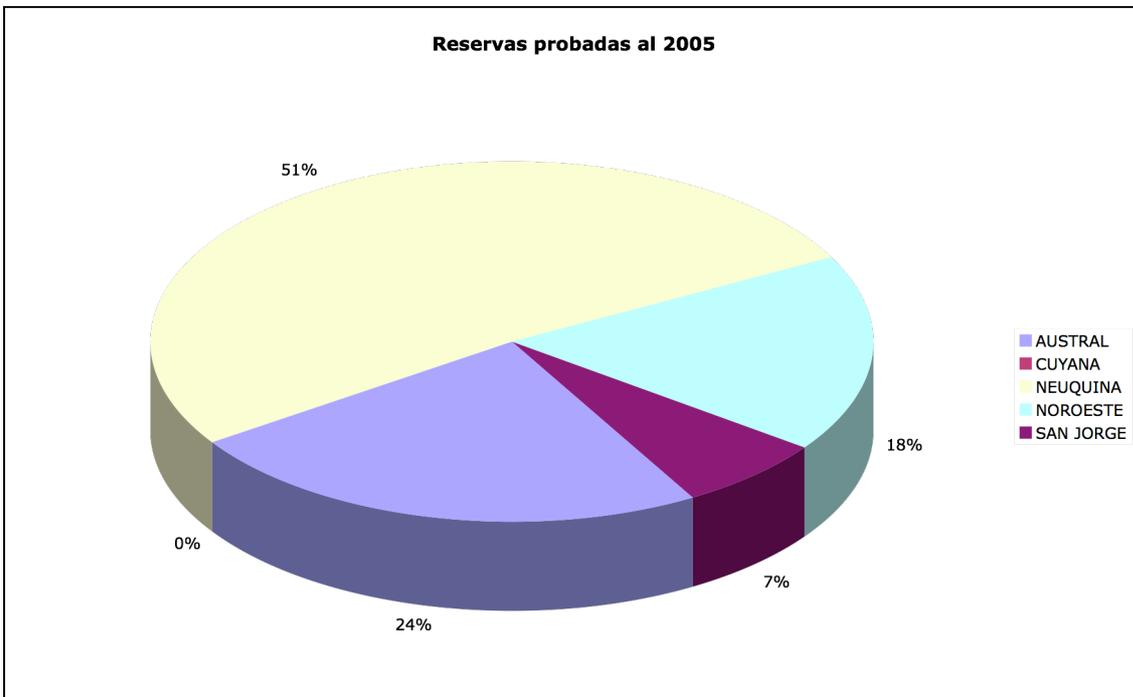


Figura 4

### 1.3 Producción

De acuerdo a los datos oficiales, la producción de gas natural durante el año 2005 fue de 51 BCM. La misma fue distribuida entre las distintas cuencas de la siguiente manera: el 61% del total fue para la cuenca Neuquina, 17% para la cuenca Austral, 12% para la cuenca Noroeste, 8% para la cuenca San Jorge y el 2% restante para la cuenca Cuyana.

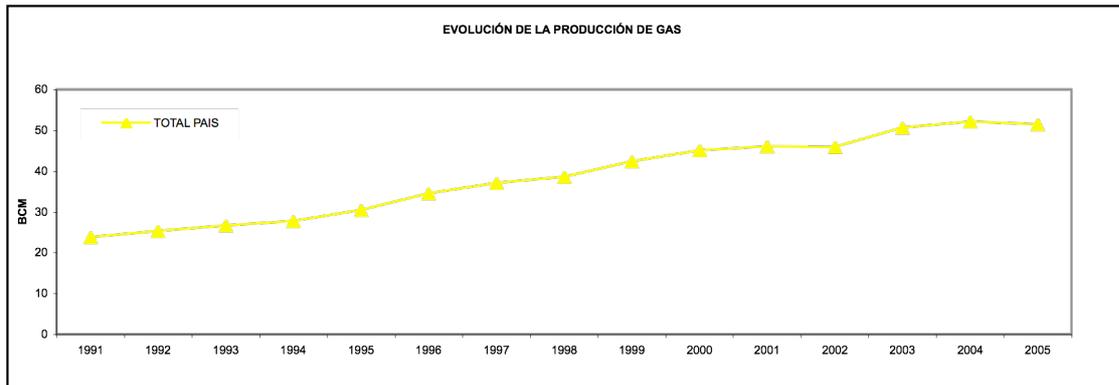


Figura 5

En la tabla se puede observar como la producción de gas natural fue aumentando año tras año. Se puede ver que el crecimiento de la producción fue creciendo de manera constante, a excepción de una pequeña caída durante el período de crisis en la Argentina. Estos volúmenes no son solo los inyectados a los gasoductos o consumidos en boca de pozo, sino que también incluyen los volúmenes reinyectados, pérdidas en el sistema o utilizados como combustibles en los propios yacimientos.

A partir de la reactivación económica en el año 2003, la demanda de gas natural creció de manera muy importante. Esto se debió en parte, no solo a la reactivación, sino al congelamiento de los precios del gas natural, las sequías y los altos precios de los combustibles alternativos. Como consecuencia de esto y a las pocas inversiones en el sector, la oferta de gas natural no logro cubrir la demanda del mercado local, lo que derivó en la aparición de las restricciones en las exportaciones hacia Chile.

Al hablar de producción, no se puede dejar de lado el análisis de la misma con respecto a los propietarios de las distintas cuencas. Dentro del ranking de producción por propietarios, se destaca la participación de Repsol-YPF con un 41% del total para el año 2005, seguido por Panamerican, Total Austral, Wintershall, Petrobras, Pluspetrol y otros.

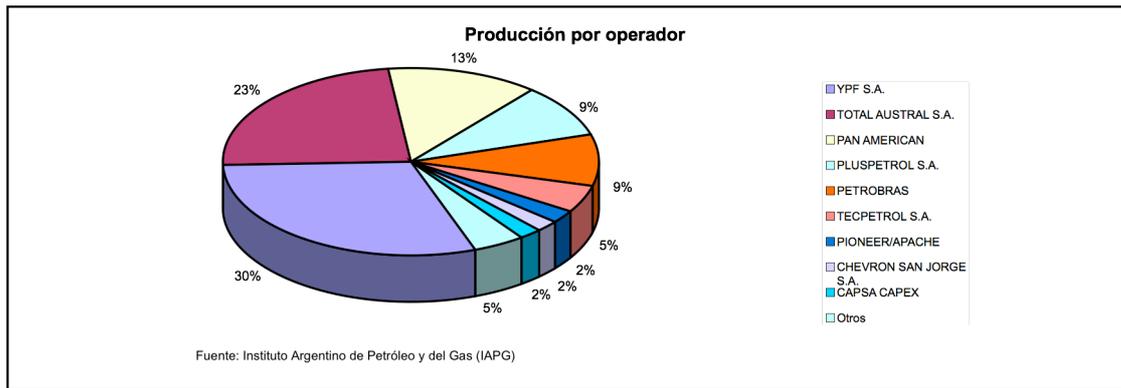


Figura 6

Los principales operadores de las cuencas, son Repsol-YPF, que sigue liderando, pero en este caso con un 30% de participación, seguido por la empresa Total Austral con un 23% y Panamerican con un 13% como los más importantes.

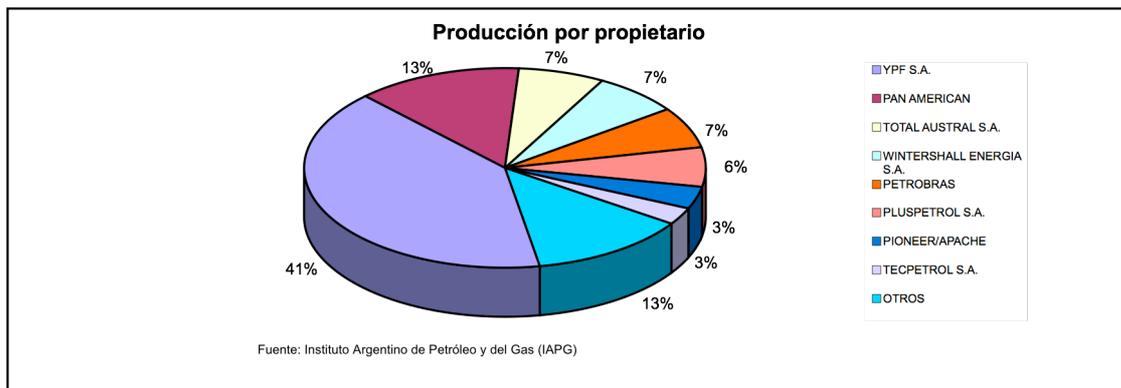


Figura 7

## 1.4 Importaciones

Como consecuencia de la crisis de abastecimiento surgida en la Argentina a principios del 2004, así como la disminución de reservas y el horizonte de años de abastecimiento, el gobierno argentino entra en negociaciones con Bolivia para la compra de gas natural. Durante ese año, se llegó a un acuerdo con Bolivia para la compra de 5 MMm<sup>3</sup>/día a un precio promedio de US\$ 1,60 el MMBTU. Luego, a principios del 2005, esa cantidad fue elevada a 7,7 MMm<sup>3</sup>/día pero el precio pasó a ser de US\$ 2 por MMBTU. A partir de la llegada de Evo Morales al poder, en enero del 2006, el precio del gas natural

boliviano volvió a presentar un aumento para llegar a los US\$ 3,20 por MMBTU, igualándose con los precios de exportación de gas boliviano a Brasil.

Los recientes acontecimientos políticos en Bolivia ameritan un párrafo aparte. A partir del 1 de Mayo del 2006, la nueva ley de hidrocarburos de Bolivia, estableció un aumento al 83% de las regalías, impuestos y aportes a YPFB del gas natural en boca de pozo para todas aquellas empresas cuya producción certificada superase los 3,53 MMm<sup>3</sup>/día (100 MMpc). El gobierno boliviano conoce las necesidades energéticas de la región y está evaluando los contratos de las concesiones de explotación, así como los precios de los contratos de exportación, por lo que convierte a Bolivia en un interrogante.

Durante el 2006 las importaciones de Bolivia fueron, en promedio, de 4,7 MMm<sup>3</sup>/día. Se prevé un aumento de estos volúmenes, y que los mismos sean movilizados mediante las nuevas ampliaciones del gasoducto del Norte (1,8 MMm<sup>3</sup>/día) y/o por el proyecto del Gasoducto del Nordeste Argentino.

A fines de junio del corriente año, los presidentes de ambos países firmaron un acuerdo que podrá garantizar la provisión de gas natural desde el vecino país por un período de 20 años. En el acuerdo, se estableció que desde el 15 de Julio hasta el 31 de Diciembre del 2006 el precio de los 7,7 MMm<sup>3</sup>/día importados desde Bolivia fuese de US\$ 5 por MMBTU, dejando abierta la posibilidad de una nueva modificación del mismo para el 2007 por parte de técnicos de ambos países. En octubre de 2007, ambos gobiernos ratificaron este acuerdo, aumentando en forma paulatina las importaciones en 20 MMm<sup>3</sup>/día adicionales, y se pone en marcha el proyecto del Gasoducto Nordeste Argentino, mediante el cual se movilizarían parcialmente las importaciones. De forma paralela, el acuerdo también prevé la realización de inversiones con créditos argentinos para la instalación de una planta para la industrialización de gas dentro del territorio boliviano. Finalmente se establece una fórmula basada en una canasta de combustibles (FO y Gas Oil) que toma como precio de partida los 5 U\$D/MMBTU.

Se debe resaltar que a diferencia de las actividades realizadas hasta el momento, las futuras operaciones de las importaciones establecidas en el acuerdo no se encontrarán bajo las manos de capitales privados (a cargo de Repsol-YPF, Petrobras y Pluspetrol) sino que las mismas se llevarán a cabo por medio de YPFB por parte de Bolivia (Vendedor) y de la estatal ENARSA por parte de Argentina (Comprador).

### 1.5 Relación Reservas / Producción

Durante la década del noventa se mantuvo una relación relativamente estable entre el nivel de reservas y la producción, esto se debió a que el crecimiento de la producción fue acompañado mediante el desarrollo de las reservas existentes y la exploración de otras tantas nuevas. Para mantener al cantidad de reservas se necesitan de inversiones importantes y permanentes, por lo que luego de la crisis que se produjo en la Argentina, con su pico en el 2002, la merma de inversiones, que ya venía produciéndose especialmente en exploración, se manifestó de forma notable en las actividades de exploración y explotación de nuevos pozos, lo que produjo una disminución de las reservas y que estas no pudieran seguir con el paso de la producción.

A pesar de la crisis económica, salvo durante el año 2002, la producción de gas natural, empujada por la demanda, aumentó. Esto evento y la falta de incorporación de reservas ocasionó que para fines del 2005 el número de años de abastecimiento disminuyese a 10.

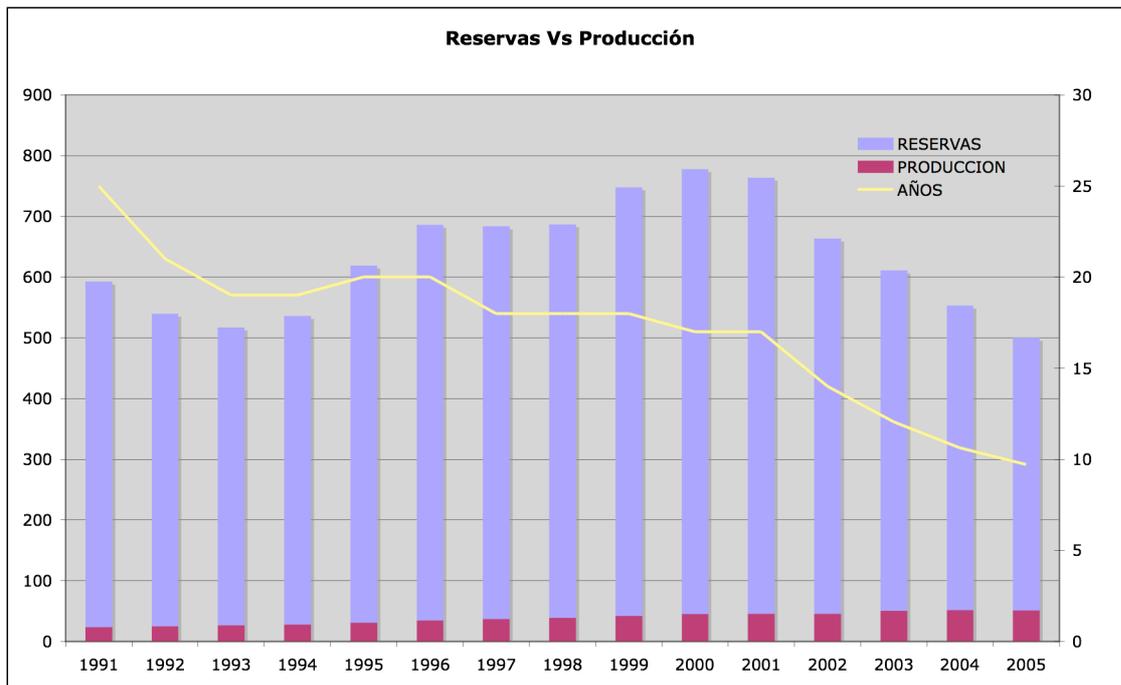


Figura 8

La caída en la relación reservas/producción se produjo por diversos factores. La falta de inversión en exploración previa y durante la crisis, la devaluación y el congelamiento de precios de gas, aunque a partir de 2004 se recupera para el sector industrial y generación alcanzándose actualmente los precios previos a la devaluación, y además la declinación natural, especialmente de áreas en cuenca neuquina, han impactado en la reducción de reservas. El primero es que debido a la crisis económica sufrida por la Argentina, la disminución de

capitales produjo una disminución en las reservas del país debido a que se discontinuaron las exploraciones y explotaciones de las cuencas. El segundo fue la decisión política del gobierno de congelar los precios del gas natural para el mercado interno, lo que hizo que el consumo de no disminuyese a pesar de la crisis económica y que por supuesto las pocas inversiones en el país apuntasen a mercados mas rentables.

Como se puede ver en el gráfico siguiente, para el primer período, la relación reservas/producción se mantenía medianamente constante con valores altos. Ya a principios del segundo período, años 2002, las reservas correspondían a un horizonte de 14 años, mostrando el nivel mas bajo de los últimos 10 años hasta el momento (justificable por la devaluación y el congelamiento de precios del gas). De ahí en adelante la reducción del horizonte de reservas continuó disminuyendo año tras año hasta alcanzar un valor de 10 años para fines del 2005. (Aún con recuperación de precio para el sector industrial y de generación, pero con una declinación técnica no esperada).

## 1.6 ***Demanda Interna***

La demanda total de gas, mercado interno mas exportaciones, para el años 2005 fue de 41,2 BCM (113 MMm<sup>3</sup>/día). De este total, 34,6 BCM (95 MMm<sup>3</sup>/día) fueron destinados para el mercado interno mientras que 6,6 BCM (18 MMm<sup>3</sup>/día) fueron para el mercado de exportación, teniendo como principal destino el mercado de Chile. Estos valores de demanda representan un crecimiento de mas del 92% con respecto a los valores consumidos en el año 1993.

Durante el primer período, 1993-2001, el aumento en la demanda del mercado interno se produjo a como consecuencia del crecimiento del parque de generación mediante la instalación de nuevas centrales térmicas de ciclo combinado a gas natural, así como de una importante cantidad de emprendimientos industriales por parte de sector privado, entre los cuales podemos destacar la ampliación de la planta de aluminio de Aluar, la fabricación de Uréa por parte de Profertil, Acindar, Siderar, Arcor y el crecimiento de la producción de GLP proveniente del procesamiento de gas natural, así como el aumento en la demanda de gas natural residencial y el desarrollo del mercado del GNC para automóviles.

Durante el segundo período (2002-2005), el crecimiento en la demanda interna fue de un 23%, pasando de 77 MMm<sup>3</sup>/día a 95 MMm<sup>3</sup>/día. Esto muestra la recuperación del mercado luego de la crisis, superando en un 13% la demanda del año 2000 (84 MMm<sup>3</sup>/día).

Las causas de mayor importancia en el crecimiento de la demanda interna en el segundo período fueron la recuperación de la industria nacional, la demanda proveniente de las centrales térmicas y el incremento del consumo del GNC gracias a los bajos precios relativos del gas natural frente a el resto de los combustibles alternativos derivados del petróleo.

En el gráfico siguiente se puede ver la evolución de la demanda desagregada por tipo de consumo y sus incrementos para todo el período analizado. En particular en el año 2004, se observa el incremento en generación térmica, como consecuencia de la baja disponibilidad de agua en los embalses.

También, podemos resaltar que, como se mencionó anteriormente, el consumo de gas para los residenciales se mantiene estable con crecimiento vegetativo a lo largo del tiempo, sin ser afectado por la crisis económica.

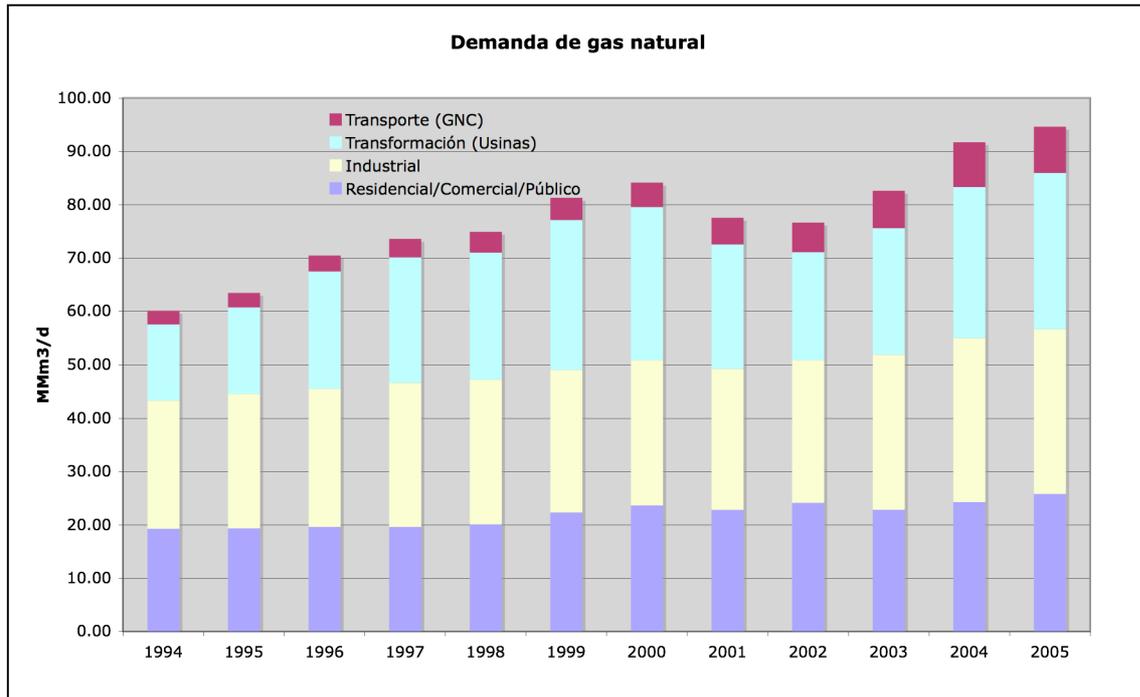


Figura 9

La demanda de gas natural esta íntimamente relacionada con el consumo de para la generación eléctrica, por lo que es de vital importancia comprender su desarrollo.

La nueva capacidad de generación eléctrica por parte del sector privado fue realizada en base al gas natural debido a sus bajos costos relativos en cuanto a su inversión inicial. Esta nueva capacidad consistió, en primera instancia, en la incorporación de centrales térmicas a turbinas de gas, mientras que a partir de 1998 se comenzaron a cerrar los ciclos para que las centrales funcionen como ciclos combinados.

El precio relativo del gas natural con respecto a los combustibles alternativos (FO y GO), se encuentra muy por debajo, debido a los altos precios internacionales del crudo y sus subproductos con respecto al precio *city gate*. Debido a esto, las centrales térmicas producen energía eléctrica principalmente a gas natural. Sumado a esto, la escasez de agua en los embalses para generación hidroeléctrica hizo que la demanda de gas natural por parte de las centrales alcanzase en el 2005 su valor máximo histórico de 44 MMm<sup>3</sup>/día.

### 1.7 Demanda externa

Además de la demanda interna, la producción argentina también debe cubrir un mercado de exportación. La Argentina cuenta actualmente con ocho gasoductos para cubrir este tipo de demanda, de los cuales cinco se dirigen hacia Chile, dos a Uruguay y uno a Brasil.

Las exportaciones de gas natural comenzaron en el año 1996 con volúmenes de 1,5 MMm<sup>3</sup>/día y fueron creciendo paulatinamente hasta alcanzar su valor máximo de casi 20 MMm<sup>3</sup>/día en el año 2004. De los destinatarios de estas exportaciones, Chile es el principal comprador de gas natural argentino, representando un 90% de las exportaciones totales. En la **Tabla 2** se encuentran los volúmenes de exportaciones en MMm<sup>3</sup>/día.

Exportaciones de gas natural							
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Brasil	0	0.245	2.029	1.322	0.962	1.227	1.016
Chile	9.205	11.97	13.95	14.08	16.79	18.43	16.79
Uruguay	0.062	0.102	0.096	0.058	0.221	0.326	0.319
Total	9.267	12.32	16.07	15.46	17.98	19.99	18.13

Fuente: ENARGAS

Tabla 2

Debido a la insuficiencia en la producción que se manifestó a principios del 2004 el gobierno impuso restricciones a las exportaciones bajo el principio de prioridad de abastecimiento interno.

Desde junio del 2004 la Subsecretaría de Combustibles ordenó a los productores la inyección de volúmenes adicionales de gas para satisfacer las necesidades del mercado interno. Solo después del cumplimiento de las necesidades del mercado interno, incluidas las inyecciones adicionales, el productor puede destinar gas hacia el mercado de exportación.

## 1.8 Balance de oferta y demanda

En la Tabla 3 se muestra el balance de oferta y demanda.

ARGENTINA: BALANCE OFERTA/DEMANDA DE GAS NATURAL (MMm3/d)									
OFERTA	1993	1995	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Producción	73.23	30.50	42.43	45.13	45.97	45.87	50.72	52.32	51.64
Importación	5.71	5.62	1.38	0.00	0.00	0.25	0.26	3.01	4.68
Exportación	0.00	0.00	9.27	12.32	16.07	15.46	17.98	19.99	18.13
Reinyección, Combustible y Perdidas	20.17	25.67	27.03	27.18	32.29	33.79	36.92	34.68	33.37
<b>Oferta Total</b>	<b>58.77</b>	<b>63.52</b>	<b>81.32</b>	<b>84.16</b>	<b>77.60</b>	<b>76.67</b>	<b>84.32</b>	<b>91.67</b>	<b>94.66</b>
<b>DEMANDA</b>									
Residencial/Comercial/Público	19.21	19.35	22.31	23.64	22.84	24.18	23.85	24.38	25.75
Transporte (GNC)	2.08	2.76	4.13	4.58	5.04	5.54	7.23	8.22	8.77
Industrial	21.22	25.21	26.75	27.23	26.44	26.72	29.27	30.74	30.88
Centrales Térmicas	16.25	16.20	28.13	28.71	23.28	20.23	23.98	28.33	29.26
<b>DEMANDA TOTAL</b>	<b>58.77</b>	<b>63.52</b>	<b>81.32</b>	<b>84.16</b>	<b>77.60</b>	<b>76.67</b>	<b>84.32</b>	<b>91.67</b>	<b>94.66</b>
<b>EXPORTACIONES/ DETALLES</b>									
A Brasil									
Uruguayana	0.00	0.00	0.00	0.24	2.03	1.32	0.96	1.23	1.02
A Chile									
Gasandes	0.00	0.00	5.55	5.32	5.51	5.53	6.56	7.84	5.48
Methanex	0.00	0.00	3.07	4.32	4.18	4.71	4.84	4.80	5.41
Atacama	0.00	0.00	0.55	1.45	2.16	1.91	2.27	2.50	2.52
Pacífico	0.00	0.00	0.00	0.29	0.54	0.78	0.94	1.09	0.96
Norandino	0.00	0.00	0.03	0.58	1.57	1.16	2.18	2.21	2.42
A Uruguay									
Paysandú	0.00	0.00	0.06	0.10	0.10	0.06	0.10	0.10	0.09
Cruz del Sur	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.12	0.22	0.23
<b>EXPORTACIONES TOTALES</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>9.27</b>	<b>12.32</b>	<b>16.07</b>	<b>15.46</b>	<b>17.98</b>	<b>19.99</b>	<b>18.13</b>
<b>EXPORTACIONES TOTALES A:</b>									
Brasil	0.00	0.00	0.00	0.24	2.03	1.32	0.96	1.23	1.02
Chile	0.00	0.00	9.20	11.97	13.95	14.08	16.79	18.43	16.79
Uruguay	0.00	0.00	0.06	0.10	0.10	0.06	0.22	0.33	0.32
<b>TOTAL</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>9.27</b>	<b>12.32</b>	<b>16.07</b>	<b>15.46</b>	<b>17.98</b>	<b>19.99</b>	<b>18.13</b>
<b>IMPORTACIONES/ DETALLES</b>									
De Bolivia	5.71	5.62	1.38	0.00	0.00	0.25	0.26	3.01	4.68

Tabla 3

Fuente: Freyre & Asociados

## 1.9 **PRECIOS Y TARIFAS**

### 1.9.1 **Precio del Gas**

Desde la privatización del mercado de gas hasta el año 2002, el Ente Nacional Regulador del Gas (“ENARGAS”) publicaba dos veces al año los precios de gas en boca de pozo (“precios de referencia”) para las tres principales cuencas argentinas (Noroeste, Neuquina y Austral). Estos precios ponderaban los volúmenes asociados a los contratos de largo plazo que los clientes (industriales, centrales térmicas, distribuidoras) celebraban con los productores. La publicación semestral se realizaba con el objetivo de establecer los precios de referencia a ser aplicados a las tarifas finales durante el período invernal (mayo a septiembre) y durante el período estival (octubre a abril).

Durante el período 1991-2001 la Argentina tuvo su moneda atada al dólar estadounidense en paridad 1 a 1. Desde enero de 2002, a partir del abandono de la paridad cambiaria, la pesificación de los contratos y el congelamiento de las tarifas de transporte y distribución, los precios del gas en boca de pozo para el mercado interno quedaron automáticamente congelados y pesificados.

En teoría, los precios de los productores son libres desde 1993 y responderían al mercado. El ENARGAS no tiene jurisdicción sobre la actividad de producción. El incremento de precios en boca de pozo se traslada al consumidor final mediante el mecanismo de *pass-through*, previa anuencia del ENARGAS mediante audiencia pública en donde las Distribuidoras y los productores deben justificar los aumentos como justos y razonables. Entre enero de 2002 y mayo de 2004 este mecanismo no se aplicó, ya que las normas de emergencia impidieron que la tarifa final sufriera cualquier tipo de incremento.

En abril de 2004 el gobierno argentino acordó con los productores un sendero de normalización de los precios de gas para el mercado interno, conforme a lo autorizado por el Decreto 181 del 13 de febrero de 2004. La incidencia de tales ajustes para cada cuenca se considerará en la subsección correspondiente a la determinación de los precios de gas para el mercado interno.

En todos los casos, el diferencial de precios entre cuencas se produce por el impacto de las tarifas de transporte en el precio del gas en el city gate Buenos Aires (“netback”). Las tarifas de transporte son proporcionales a la distancia, en tanto el precio de gas sumado a la tarifa de transporte debe igualarse en el centro de mayor consumo que es Buenos Aires. De allí que la Cuenca Neuquina presente el mayor precio en boca de pozo, seguida por las cuencas Noroeste y la Austral. La diferencia de precio del gas entre cuencas es

justamente la diferencia entre el costo de transporte desde la cuenca correspondiente hasta Buenos Aires.

### 1.9.2 Precios de gas para el mercado interno

En general, el ajuste de precios de los contratos de los productores con las compañías distribuidoras se basaba sobre la siguiente fórmula:

$$\text{PrecioAjustado} = \text{PrecioBase} \left[ 50\% \frac{WTI}{WTI_b} + 50\% \frac{GO}{GO_b} \right]$$

Con precio piso/techo que admite un +/- 3% del Precio Base ajustado por PPI (Índice de Precios del Productor – Bienes Industriales, publicado en los Estados Unidos).

Los precios base utilizados hasta 2002 para la Cuenca Neuquina fueron en verano (enero/abril y octubre/diciembre) 1,30 US\$/MMBTU y en invierno (mayo/septiembre) 1,40 US\$/MMBTU.

Como hemos mencionado, estos contratos siguieron vigentes pero su valor fue pesificado, de manera que donde decía “US\$” correspondió leer “pesos”. Inicialmente, los productores objetaron la pesificación: cobraban el gas en pesos de sus clientes, aunque dejaban constancia de su disconformidad en la factura.

#### 1.9.2.1.1 El período de transición (2002-2004)

Los contratos de compraventa de gas se fueron renovando. En general, las industrias dedicadas a la exportación acordaron contratos en los que el precio se vinculó a su producto (aluminio, urea, etc.). Estas industrias han sido las primeras en reconocer un ajuste de precios o han vuelto a expresar sus contratos en dólares a los efectos de asegurar el abastecimiento. En la mayoría de los casos se han efectuado reconocimientos parciales, sin llegar nunca a los precios históricos en dólares.

Algunas industrias menores también acordaron un ajuste de precios basado sobre el precio histórico en dólares, pesificado a 1,40 \$/US\$ y actualizado por el coeficiente CER (a fines de 2003, la aplicación del CER resultó en un aumento del 45% en pesos).

Las licenciatarias de distribución siguieron pagando el precio de gas congelado, ya que el ENARGAS no autorizó el traslado de aumentos a las tarifas a usuario final.

### 1.9.2.1.2 El acuerdo de normalización

En febrero de 2004, a fin de asegurar el abastecimiento interno de gas natural, el gobierno argentino decidió implementar un esquema de normalización de los precios internos pagados a los productores. El Decreto 181/04 facultó a la Secretaría de Energía para acordar con los productores un ajuste del precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte, aplicable a los contratos con las Distribuidoras.

El 2 de abril de 2004 la Secretaría de Energía y las empresas que representan más del 80% de la producción total de gas del país, firmaron un acuerdo sobre precios y volúmenes de gas. En atención a la insuficiencia de la oferta, el gobierno argentino otorgaría los ajustes de precio, en tanto las empresas cumplieran con compromisos mínimos de abastecimiento al mercado interno.

El Acuerdo fue homologado por la Resolución 208 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de fecha 21 de abril de 2004, y por lo tanto se aplicó con carácter general a las compras efectuadas por las Distribuidoras para sus clientes industriales y centrales térmicas. Los precios del gas destinado a los usuarios residenciales permanecerán congelados hasta diciembre de 2006.

Según la Resolución Ministerial 208/04, a julio de 2005 los precios de gas para las Distribuidoras y para los Nuevos Consumidores Directos (Grandes Usuarios que comenzaron a adquirir el gas directamente de productores y comercializadores, según se explica más abajo) se fijaron en los siguientes valores:

ARGENTINA: PRECIO BOCA DE POZO - RES. 208/2004 (\$/m3)					
CUENCA	2002-2003		Julio 2005		Incremento
	\$/m3	U\$/MMBTU	\$/m3	U\$/MMBTU	
Noroeste	0.046992	0.42	0.109	1.02	132%
Neuquina	0.056146	0.51	0.115	1.07	105%
Chubut Sur	0.039461	0.36	0.109	1.02	176%
Santa Cruz	0.039461	0.36	0.098	0.92	148%
T. del Fuego	0.039461	0.36	0.096	0.90	143%

Tabla 4

Desde mayo de 2004, los incrementos de precio acordados con los productores respecto de sus contratos con las Distribuidoras, fueron trasladados por el ENARGAS a la tarifa a usuario final (con excepción de los clientes residenciales, que no sufrieron aumentos).

### 1.9.3 Tarifas

De acuerdo con el Marco Regulatorio de 1992 (Ley 24.076), la tarifa de gas a usuario final se compone de la siguiente forma:

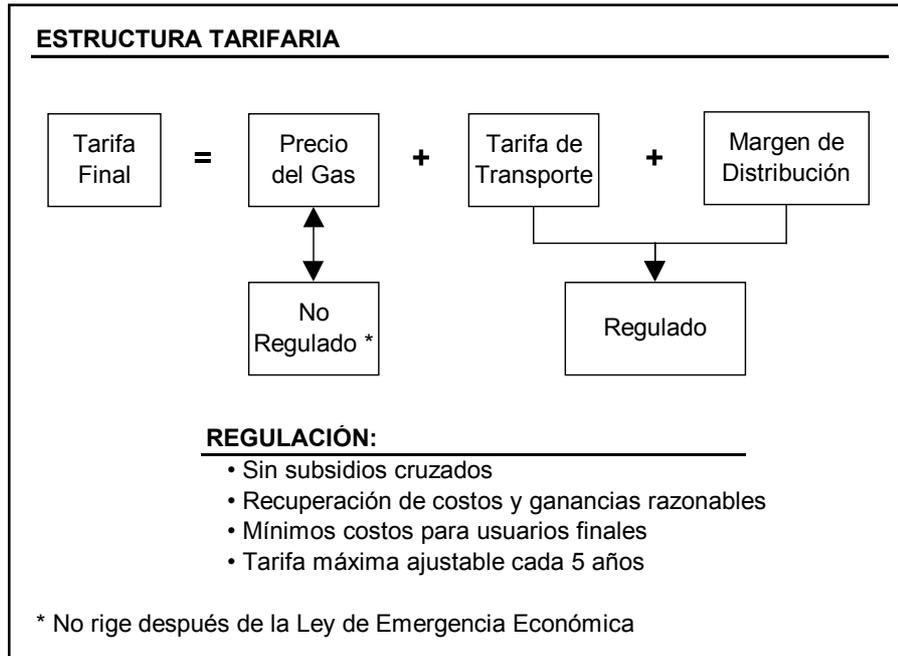


Figura 10

La prestación del servicio de gas puede realizarse en base firme o interrumpible. Firme (o no interrumpible) es una característica del servicio brindado a los clientes que no prevé interrupción, salvo en situaciones de emergencia o fuerza mayor.

Por el contrario, interrumpible es una característica del servicio que prevé y permite interrupciones mediante el correspondiente aviso al cliente. Todos los servicios de distribución de gas se realizan en base firme, salvo los servicios Interrumpible de Distribución (ID) e Interrumpible de Transporte (IT).

Las tarifas firmes Servicios General G (SG-G), Firme de Distribución (FD) y Firme de Transporte (FT) requieren el pago de un cargo por reserva de capacidad, más un cargo por metro cúbico consumido, mientras que las tarifas interrumpibles de Distribución (ID) y de Transporte (IT) no requieren el pago de cargo por reserva de capacidad (el usuario sólo paga por los metros cúbicos efectivamente consumidos).

Como anticipamos, en respuesta a la crisis económica argentina de fines de 2001, el 6 de enero de 2002 el Congreso Nacional sancionó la Ley 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, que derogó el sistema de paridad fija 1 peso = 1 dólar estadounidense, establecido en marzo de 1991 por la Ley 23.928 de Convertibilidad. Las tarifas de los servicios públicos fueron “pesificadas” a los valores vigentes en enero de 2002 y se prohibió la aplicación de cualquier mecanismo de indexación. En el caso de los servicios de transporte y distribución de gas natural, la reforma cambiaria alteró la relación entre los ingresos de las licenciatarias y los costos de operación, mantenimiento y expansión de los servicios. La salida de la Ley de Convertibilidad y la anulación de las metodologías de actualización tarifaria afectaron la ecuación económico-financiera de los contratos. Ante esta situación, la Ley de Emergencia autorizó al Poder Ejecutivo nacional a renegociar los contratos de servicios públicos, incluyendo las licencias de transporte y distribución de gas.

En octubre de 2003 la ley 25.790 autorizó expresamente al Poder Ejecutivo a acordar modificaciones parciales a los contratos, incluyendo fórmulas de adecuación contractual o enmiendas transitorias, lo que permitía acordar un incremento de las tarifas antes del final del proceso de renegociación. Sin embargo, a pesar de que el proceso debía durar solamente cuatro meses, a julio de 2006 (fecha de elaboración de este informe) la mayoría de las empresas de transporte y distribución de gas no han concluido sus negociaciones con el gobierno.

Durante todo el proceso, el gobierno priorizó el mejoramiento de la situación relativa de otros sectores. Inmediatamente después de declarada la emergencia, se protegió a los consumidores en general, postergando cualquier aumento de las tarifas. Luego, el proceso económico llevó a que se recompusieran los precios de las industrias no reguladas. Algunos sectores, como las industrias exportadoras o aquellas que pudieron trasladar a sus precios los efectos de la devaluación, se vieron altamente beneficiados por el congelamiento de las tarifas de los servicios públicos. Puede afirmarse que hubo una transferencia de ingresos desde el sector energético a otros sectores de la industria.

En consecuencia, desde enero de 2002 las tarifas de transporte y distribución para el mercado interno permanecen congeladas. Sólo habrá ajustes a los márgenes de transporte y distribución una vez que se concluya la renegociación de las licencias, proceso que ya lleva más de cuatro años.

Desde el punto de vista del usuario, las tarifas de transporte aplicables a los clientes industriales fueron aumentadas en 2005 por la aplicación de cargos

fiduciarios a pagar como contribución a la expansión del sistema de transporte, en el marco de los fideicomisos organizados por el gobierno.



## 2 Mercado de GNL

### 2.1 Descripción general del GNL

El GNL, gas natural licuado, es un método líquido que se utiliza para el almacenaje y traslado del gas natural que luego se utiliza en los hogares para calefaccionar o cocinar, o bien como combustible para generar energía eléctrica. El uso más común del GNL en los Estados Unidos es para poder absorber los picos de demanda.

El gas natural licuado (GNL) es un gas que ha sido enfriado hasta el punto en el que se condensa a un líquido, lo cual ocurre a una temperatura de aproximadamente  $-161^{\circ}$  C, a presión atmosférica. La licuefacción del gas natural hace que su volumen se reduzca, en aproximadamente 600 veces, haciéndolo de esta forma más económico para el transporte intercontinental por medio de embarcaciones especiales, donde los sistemas de transporte tradicionales (gasoductos) serían poco rentables económicamente y podrían ser técnica o políticamente no viables. De esta manera, la tecnología del GNL hace que el gas natural se encuentre disponible casi en cualquier lugar del mundo.

Las etapas más importantes dentro de la cadena de valor del GNL, sin tener en cuenta las operaciones de instalación de ductos entre cada una de ellas, son las siguientes:

- **Exploración y Producción:** en esta etapa se buscan yacimientos de gas natural para su posterior procesamiento. Generalmente, los descubrimientos de gas natural en general se pueden dar durante la búsqueda de petróleo o directamente por el hallazgo de pozos exclusivamente gasíferos.
- **Licuefacción:** se convierte al gas natural a su estado líquido, de manera de conseguir la reducción de su volumen para un mayor aprovechamiento para su traslado por barcos.
- **Transporte:** el GNL es llevado hacia su destino final o intermedio mediante embarcaciones especiales.
- **Almacenamiento y Regasificación:** se almacena el gas natural en estado líquido hasta el momento de su utilización. Para pasarlo de su fase líquida a su fase gaseosa se realiza el proceso de regasificación, para su posterior inyección en el gasoducto.

La licuefacción, además, proporciona la oportunidad de almacenar el gas natural para su uso durante los períodos de demanda pico donde las condiciones geológicas no son lo suficientemente apropiadas para la construcción de sistemas de almacenamiento subterráneos. Por ejemplo, en la región noreste de los Estados Unidos el GNL estos almacenamientos son fundamentales para el suministro de gas durante los picos invernales. Otra utilización comercial de la licuefacción es permitir el almacenamiento durante los períodos de baja demanda, en aquellas zonas donde la capacidad de los gasoductos se encuentran limitadas, reduciendo los costos referentes a los compromisos de capacidad en los gasoductos para los períodos de demanda pico.

Se llama “reducción de pico” (peak shaving) al almacenamiento que producen las compañías de electricidad y gas natural para cumplir con el mercado durante los picos en los que la demanda no puede ser alcanzada con el gas que circula en los gasoductos. Esto ocurre tanto en invierno como en verano, cuando es necesario el uso de la calefacción o cuando el consumo de gas natural para generación eléctrica es mas requerido debido a la utilización de los equipos acondicionadores de aire respectivamente. Cuando las demandas de gas se encuentran en sus picos, el GNL almacenado se regasifica para cubrir esta demanda. En la actualidad, en muchos países el GNL esta siendo, también, utilizado como combustible alternativo en el transporte público. En Argentina la distribuidora de gas, Gas Natural Ban dispone una planta de peak shaving en la entrada a la ciudad de Buenos Aires, proveyendo un almacenamiento en torno de 2 MMm<sup>3</sup>/día durante tres días en los períodos pico.

## **2.2 Historia de GNL**

La licuefacción del gas natural se remonta al siglo XIX, cuando el químico y físico ingles Michael Faraday experimento con el licuado de diferentes tipos de gases, incluyendo el gas natural. El ingeniero alemán Karl Von Linde construyó la primera maquina de refrigeración a compresión en Munich en 1873. La primera planta de GNL fue construida en el Oeste de Virginia en 1912, la cual comenzó a funcionar en 1917. La primera planta comercial de licuefacción fue construida en Cleveland, Ohio, en 1941. El GNL fue almacenado en tanques a presión atmosférica. La licuefacción del gas natural elevo la posibilidad de su transporte a lugares lejanos. En Enero de 1959, el primer tanque de GNL del mundo, El Pionero Metano, un tanquero de la Segunda Guerra Mundial reconstruido, cargando cinco tanques prismáticos de aluminio, de 7.000 barriles de capacidad con soportes de madera y aislamiento de madera contra enchapada y uretano, llevo una carga de GNL del Lake Charles, en Louisiana a La Isla Canvey, en el Reino Unido. Esto demostró que grandes cantidades de

gas natural licuado podían ser transportadas de manera segura a través de los mares.

Durante de los siguientes 14 meses, siete cargas adicionales fueron entregadas con solo problemas menores. Continuando la exitosa función del Pionero Metano, El Consejo Británico de Gas, procedió a implementar un proyecto comercial para importar GNL de Venezuela a la Isla de Canvey. No obstante, antes de que los tratos comerciales pudieran ser terminados, grandes cantidades de gas natural se descubrieron en Libia así como el gigante campo de Hassi R'Mel en Argelia, que se encuentran solo a la mitad de la distancia de Inglaterra a Venezuela. Con el arranque de 260 millones de pies cúbicos por día (7,3 MMm<sup>3</sup>/día), el Reino Unido llegó a ser el primer importador de GNL mundial y Argelia el primer exportador. Argelia se ha convertido desde entonces en un proveedor muy importante mundialmente de gas natural como GNL.

Después de que este concepto demostró funcionar en el Reino Unido, se construyeron plantas adicionales de licuefacción y terminales de importación en regiones del Atlántico tanto como del Pacífico. Cuatro terminales marítimos fueron construidos en los Estados Unidos entre 1971 y 1980. Estos están en, Lake Charles (manejado por CMS Energy), Everett, Massachusetts (manejado por Tractebel a través del subsidiario Distrigas), La Isla Elba, Georgia (manejado por El Paso Energy), y Cove Point, Maryland (manejado por la Dominion Energy). Después de llegar a la cima de volumen de 253 mil millones de pies cúbicos anuales (20 MMm<sup>3</sup>/día) en 1979, lo cual representó un 1,3 por ciento de la demanda de gas de los Estados Unidos (551 mil millones de metros cúbicos), las importaciones de GNL disminuyeron debido a un exceso de gas desarrollado en América del Norte y conflictos de precio con Argelia, el único proveedor de GNL para los Estados Unidos en ese momento. Los terminales de recepción de la Isla Elba y Cove Point fueron posteriormente cerrados en 1980, y los terminales de Lake Charles y Everett sufrieron por la poca utilización.

Las primeras exportaciones de GNL de los Estados Unidos hacia Asia se llevaron a cabo en 1969, cuando el GNL fue enviado a Japón. El GNL de Alaska es derivado del gas natural que es producido por Marathon y Conoco Phillips de los campos en las porciones más al sur del estado de Alaska, licuado en la planta de GNL de la Península de Kenai y enviado a Japón. El Mercado de GNL en Europa y Asia, continuó creciendo rápidamente desde ese momento.

En 1999, la primera planta de licuefacción de la Cuenca Atlántica en el hemisferio occidental comenzó su producción en Trinidad. Este evento junto

con el aumento en la demanda de gas natural en los Estados Unidos, particularmente para la generación eléctrica, y el aumento en los Estados Unidos de los precios del gas natural, reanudaron el interés por el GNL en el mercado estadounidense. Como resultado, las dos terminales de recepción previamente cerradas están siendo reactivadas. La terminal en la Isla Elba fue reactivada en el 2001. En Octubre del 2002, la Comisión Federal Reguladora de Energía, le dio su aprobación a Dominion Resources para reabrir las instalaciones de GNL en Cove Point en el 2003.

### **2.3 Estructura del mercado de GNL**

La evolución de la estructura de formación de precios de GNL internacional tiene influencia para su comercialización actual y futura. Entre los elementos claves que se pueden citar se incluyen las diferencias de evolución histórica y de mecanismos de precios entre los océanos Atlántico y Pacífico. Los cambios recientes, la flexibilidad en el comercio del GNL y la disminución de los costos a través toda de la cadena de valor permitieron la incorporación de nuevos participantes en el mercado.

El comercio de GNL evolucionó diferente en el océano Atlántico que en el Pacífico, y esto continúa afectando los volúmenes de importación, sistemas de precios, y términos de contratos. Los países importadores en el océano Pacífico son casi totalmente dependientes de GNL mientras que los países del océano Atlántico tienen producción propia e importaciones por gasoductos, además del GNL para cubrir sus demandas.

Recientes cambios en el mercado del GNL han marcado un rumbo hacia una mayor flexibilidad. Paulatinamente, se están desestructurando los términos de los contratos en cuanto al precio y los volúmenes, y pueden ser negociados por períodos de tiempo más cortos. Esta flexibilidad en el transporte del GNL ha generado un aumento en el número de contratos a corto plazo.

Los costos de licuefacción, transporte y regasificación han disminuido con el correr del tiempo. El mercado del GNL se encuentra manejado principalmente por contratos a largo plazo con mecanismos de precios atados a los productos del petróleo, sin embargo, las disminuciones en los costos operativos no se han trasladado significativamente a los precios del GNL.

Los compradores y vendedores están asumiendo nuevos roles. Los compradores han estado invirtiendo en el upstream, incluyendo plantas de licuefacción (ej., Tokyo Gas y Tokyo Electric Power Company han invertido en la planta de licuefacción de Darwin en Australia). Vendedores tradicionales, como pueden ser BP y Shell, han alquilado capacidades en las terminales y están extendiendo participación en el comercio. Han surgido nuevos compradores,

entre los cuales se encuentran productores de energía independientes en Puerto Rico y República Dominicana.

### **2.3.1 Diferencias entre el océano Atlántico y Pacífico**

En los 80s y principios de los 90s, muchos de los países del océano Atlántico tenían reservas abundantes de gas natural doméstico y los gasoductos disponibles. Era difícil competir para el GNL y, como resultado, las importaciones de GNL en el océano Atlántico crecieron de manera muy lenta.

El GNL todavía representa una porción pequeña del mercado de gas natural en los Estados Unidos y Europa, y compete con productores locales y las importaciones por gasoductos.

Por el contrario, los importadores de GNL en el océano Pacífico (Japón, Corea del Sur y Taiwán) tienen una producción muy baja o nula de gas natural, y no tienen ninguna fuente de donde importar gas natural por medio de un gasoducto.

Como los actuales importadores de gas natural del océano Pacífico no tienen acceso a gas natural doméstico o importado por medio de gasoductos, las importaciones de GNL crecieron de forma muy rápida en los 80s y a principios de los 90s debido a la búsqueda de estos países de alternativas para el petróleo. En el océano Pacífico la confiabilidad en el abastecimiento fue incluso un factor más importante que el precio.

### **2.3.2 Cambios recientes en el mercado**

Aunque probablemente los contratos de GNL a largo plazo no van a desaparecer, las compañías importadoras están buscando una mayor flexibilidad y mejores términos de contratos. De acuerdo al Groupe International des Importateurs de Gaz Liquefié (G.I.I.G.N.L.), en la próxima década se van a renovar contratos que cubren las ventas de alrededor de 30 millones de toneladas por año (40.500 MMm<sup>3</sup>) a los países asiáticos.

Los contratos tradicionales de GNL se enfocaban en asegurar el abastecimiento del comprador. Los contratos eran a largo plazo (de 20 a 25 años) y muy rígidos. Los tipos de cláusulas “tomar o pagar” ponían en los compradores el riesgo de una posible reducción de demanda. El GNL tenía un tipo de transporte DES (Delivered ex-ship), es decir, era transportado en buques designados, los cuales ya tenían desde antes de su fabricación una ruta establecida. Los contratos también tenían cláusulas de destino, en las cuales les impedían a los compradores la reventa del gas a otro comprador.

Desde mediados de los 90s se están produciendo cambios en esta dirección. Los proveedores de GNL ofrecieron términos más favorables, incluyendo precios sustancialmente más bajos, a nuevos importadores en India y China, lo que impulsó a los compradores tradicionales de GNL a buscar menores precios al renegociar sus contratos

Los cambios en el mercado están impulsando las ventas de GNL a corto plazo, que hasta el momento tuvieron como máximo un 8 % del comercio total de GNL en el 2004 (31 MMm<sup>3</sup>/día). Hasta comienzos de los 90s el mercado de GNL a corto plazo prácticamente no existía y muy pocas plantas de GNL eran construidas hasta que no se firmasen los contratos para la venta de su capacidad total. Recientemente, algunos proyectos han comenzado sin tener la totalidad de su capacidad vendida. Un aumento en la capacidad ociosa y contratos más flexibles deberían llevar a un mayor número de contratos a corto plazo.

Un resultado muy importante de este mercado, como se ha mencionado, ha sido el surgimiento de los mercados a corto plazo para el GNL. Todos los cargamentos no negociados bajo contratos a largo plazo están descriptos como ventas a corto plazo. Esto incluye todos los cargamentos con contratos menores a un año así como también a los cargamentos individuales de GNL que se compran y venden.

Existen varios factores que continúan impulsando el mercado a corto plazo:

- Capacidad de producción sin contratos, ya que se están construyendo algunas nuevas plantas (ej. Malaysia Tiga) sin haber realizado un contrato por su producción total.
- Existe una mayor demanda de GNL, especialmente para España y los Estados Unidos, donde las terminales que lo reciben tienen capacidad ociosa, y así como Corea, que necesita volúmenes mayores en invierno.
- La disponibilidad de buques que no están comprometidos con otros proyectos.
- Mayor flexibilidad en los contratos.

El mercado a corto plazo ha ido creciendo, y prácticamente no existía antes de los 90s, a un 1 % del mercado de GNL en 1992, y a un 8 % (400Bcf , 31 MMm<sup>3</sup>/día o 8.4 millones de toneladas) en el 2004. En el 2004, 32 compañías comercializaron 218 cargamentos de GNL como transacciones a corto plazo o como trueques. Los máximos vendedores a corto plazo en el 2004 fueron Argelia, Omán, Qatar, Trinidad y Tobago, y los Emiratos Árabes Unidos. Las

importaciones a corto plazo fueron dominadas por los Estados Unidos y España, seguidos por Corea del Sur y Francia.

Se proyecta que el comercio a corto plazo va a seguir creciendo, especialmente en el océano Atlántico, y puede llegar a representar entre el 15 y el 20 por ciento de las importaciones de GNL durante la próxima década.

### **2.3.3 Competencia entre el mercado Norteamericano y el Europeo**

Con la creciente demanda de gas natural para generación eléctrica, este combustible se está convirtiendo en un “*commodity*” negociado alrededor del mundo. Recursos limitados y nuevos descubrimientos hacen del gas natural un bien escaso cuyo valor sigue al mercado a partir de la posibilidad de competencia entre los mismos.

Además, la homogeneidad del gas natural, la cual puede ser conseguida mezclando distintos tipos, hace que sea mucho más simple para los productores alrededor del mundo conseguir el mix de gases adecuado para así maximizar sus ganancias vendiéndolo a precios altos.

La posibilidad de competencia entre los mercados surge en los casos en los que el diferencial de precio entre un mercado y otro se encuentra relacionado exclusivamente con los costos de transporte. El limitado número de empresas que se dedican a la exploración y el transporte del gas natural desde áreas de perforación remotas a los centros de consumos (Norteamérica y Europa fueron responsables del 70 por ciento de la demanda de gas natural en el 2004), y que a la vez que buscan amortizar sus costos de infraestructura, tendrán éxito a partir de la minimización de los costos de transporte.

Al disminuir las cantidades vendidas por medio de contratos a largo plazo, y aumentando la demanda por medio de contratos más cortos y flexibles, desemboca en una realidad en la que compradores y productores comienzan a competir por el mismo producto en diferentes mercados. Los comerciantes y transportistas utilizan opciones y mercados spot de forma simultánea de manera que se maximicen sus ganancias y puedan controlar los cambios de precios.

Actualmente, el mercado Norteamericano se encuentra más maduro (en términos de volúmenes) que el mercado Europeo, el cual además, no tiene su precio conectado de forma explícita al del petróleo, pero sí al estado de sus almacenamientos y a las condiciones climáticas. Se espera que este comportamiento también se produzca en Europa, por lo que se estima una real competencia de precios spot en ambos lados del Océano Atlántico, con el precio Henry Hub a la cabeza.

En la actualidad, algunos sostienen es que los precios europeos serán determinados por el mercado Norteamericano y que los dos mercados de referencia se terminarán integrando en uno solo.

De acuerdo a informes de NYMEX los precios de ambos mercados varían de forma semejante, particularmente durante los últimos dos años. Las posibilidades de competencia ente los mercados surgen frecuentemente durante los meses de verano, principalmente debido al creciente uso del gas natural para generación eléctrica, como consecuencia del alto consumo por parte de acondicionadores de aire en los Estados Unidos.

Además, hay una nueva tendencia en los precios británicos, que se vio reflejada una caída en la producción local, seguida por una mayor dependencia a las importaciones, dando como resultado un aumento en los costos, principalmente de transporte.

Hasta la fecha, el comercio spot ha tenido un efecto mínimo sobre el mercado y el cambio de destino de los buques. Como los intercambios evitan el entrecruzamiento de los cargamentos, se produce una reducción muy importante en los costos de transporte, por lo que se espera que sean más frecuentes dentro del comercio de GNL. Nigeria ya ha firmado un contrato con Gas de France y Enel, de Italia, bajo el cual está permitido el cambio de destino del gas natural entre los dos hasta el año 2022.

Otro ejemplo de la globalización del mercado de GNL es el acuerdo firmado por Gaz de France y Gazprom. Un acuerdo de intercambio le permite a Gazprom enviar un buque de GNL a Cove Point, en los Estados Unidos, mediante el envío de una cantidad adicional de gas natural por medio de un gasoducto a Francia.

De acuerdo a las expectativas sobre el futuro de los precios del gas natural, la integración del NBP (Nacional Balancing Point) en el Reino Unido, y el Henry Hub va a asegurar las inversiones en el sector, así como también proporcionará bases sólidas para el incremento de los contratos a corto plazo.

#### **2.3.4 El rol del GNL y la competencia**

La convergencia de los precios del gas natural norteamericano y europeo solo tendrá lugar en el momento en el que la diferencia entre los mismos solo se deba a los costos de transporte, para lo cual será necesario que se consiga algún tipo de conexión física entre los mercados. Se espera que esta conexión sea provista por el comercio internacional de GNL.

Las condiciones para que esto se cumpla se encuentran dadas: se han incrementado las capacidades de licuefacción y regasificación, la oferta ha alcanzado la demanda, y las ordenes de fabricación de buques tanque de GNL se encuentran saturadas. Inclusive en las proyecciones para un escenario de bajo crecimiento de Cedigaz, la asociación internacional del gas natural, anticipan un crecimiento muy importante en las importaciones de GNL.

Una creciente participación de las actividades spot en el mercado de GNL, estimadas en 20 bcm en el 2004 y con una proyección de crecimiento del 20 al 30 por ciento, muestra claramente la posibilidad de que pueda existir competencia dentro del Océano Atlántico. Sin embargo, el impacto en los precios permanece siendo una incógnita.

El comercio del mercado spot ocurre generalmente durante los meses de invierno, dando una oportunidad ideal para alcanzar las demandas pico, y en un momento en el que las diferencias de precios entre Norteamérica y Europa son muy importantes. Los depósitos de gas natural podrían ser llenados mientras prevalezcan los precios bajos, para luego poder incurrir en redireccionamientos estratégicos de los buques a mercados alternativos que estén pagando mayores precios. Una gran cantidad de buques, además de los que se están fabricando, dejarán de estar atados a contratos de largo plazo para poder comenzar a combinar distintos destinos.

Recientemente, los altos precios en Norteamérica han tenido un impacto significativo en las transacciones de GNL en el Océano Atlántico. En particular, el precio Henry Hub ha dominado las transacciones spot durante el último invierno y han establecido el destino final de los buques de GNL.

#### ***2.4 El GNL como fuente competitiva de gas natural***

Existen grandes reservas de gas natural en áreas donde no hay un mercado significativo. Tales reservas de hidrocarburos están varadas en África del Norte, al Oeste de África, Sur América, el Caribe, el Medio Oriente, Indonesia, Malasia, el Noroeste de Australia y Alaska. Parte del gas natural en estas localidades es licuefaccionado para ser transportado a lugares donde el uso del gas natural sobrepasa su suministro doméstico. Estos mercados incluyen Japón, Taiwán, Corea, Europa y los Estados Unidos.

El GNL ofrece mayor flexibilidad para el intercambio que el transporte a través de gasoductos, permitiendo cargamentos de gas natural ser llevados y entregados donde la necesidad es mayor y los términos comerciales son mas competitivos. La **Figura 11** muestra que conforme a la distancia sobre la cual el gas natural es transportado aumenta, el uso del GNL tiene beneficios económicos sobre el uso de gasoductos. Licuefaccionando el gas natural y

transportándolo, resulta más económico que transportarlo en gasoductos sumergidos (Offshore) para distancias de mas de 1.250 millas (2.000 Km.) o en gasoductos sobre la tierra (Onshore) para distancias de mas de 2,200 millas (3.800 Km.).

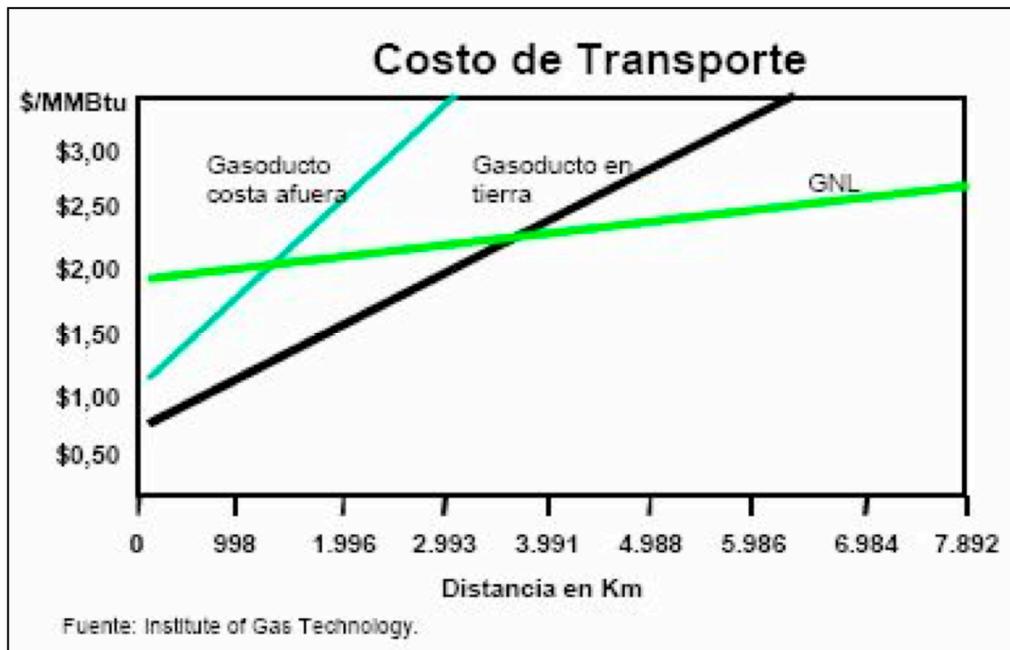


Figura 11

El desarrollo del GNL es especialmente importante para países como Nigeria y Angola. En estos países, la mayoría del gas natural que es producido con el petróleo, el cual es quemado debido a que hay pocas alternativas para el uso o desecho del exceso.

## 2.5 Cadena de valor del GNL

### 2.5.1 Exploración y producción

Las reservas de gas natural alrededor del mundo son de aproximadamente 145 millones de metros cúbicos estándar. La mayoría de este gas natural se encuentra situado en lugares alejados de los centros de consumo más importantes, en países que no necesitan grandes cantidades de energía adicional. Los países productores líderes de gas natural que lo comercializan en forma de GNL a los mercados mundiales son Argelia, Indonesia y Qatar. Muchos otros países juegan un papel pequeño pero importante y roles secundarios como productores de gas natural y exportadores de GNL, tales como Australia, Nigeria y Trinidad y Tobago. Países como Angola y Venezuela están procurando alcanzar su máximo potencial en el mercado mundial de

GNL, y países como Arabia Saudita, Egipto e Irán, dueños de grandes reservas de gas natural, también pudieran participar como exportadores de GNL.

## 2.5.2 Licuefacción

El gas transportado a la planta de licuefacción viene de los campos de producción. Los contaminantes que se encuentran en el gas natural producido son extraídos para evitar que se congelen y dañen el equipo cuando el gas es enfriado a la temperatura del GNL y para cubrir las especificaciones del gasoducto en el punto de entrega. El proceso de licuefacción puede ser diseñado para purificar el GNL a casi 100 por ciento metano.

El proceso de licuefacción consiste en el enfriamiento del gas purificado a través del uso de refrigerantes. La planta de licuefacción puede consistir en varias unidades paralelas (“trenes”). El gas natural es licuado para ser transportado a una temperatura aproximada de  $-161^{\circ}\text{C}$  ( $-257^{\circ}\text{F}$ ). Al licuar el gas, su volumen es reducido por un factor de 600, lo que quiere decir que el GNL a la temperatura de  $-161^{\circ}\text{C}$  ( $-257^{\circ}\text{F}$ ), utiliza 1/600 del espacio requerido por una cantidad comparable de gas a temperatura ambiente y presión atmosférica.

El GNL es un líquido criogénico. El término “criogénico” significa baja temperatura, generalmente por debajo de  $-73^{\circ}\text{C}$  ( $-100^{\circ}\text{F}$ ). El GNL es un líquido puro, con una densidad de alrededor de 45 por ciento la densidad del agua.

El GNL es almacenado en tanques de paredes dobles a presión atmosférica. El tanque de almacenaje es en realidad un tanque dentro de otro tanque. El espacio anular entre las dos paredes del tanque está lleno de material aislante. El tanque interno, en contacto con el GNL, está hecho de materiales recomendados para el servicio criogénico y la carga estructural proporcionada por el GNL. Estos materiales incluyen un 9% de acero níquel, aluminio y concreto pre-tensado. El tanque exterior está hecho generalmente de acero al carbono y concreto pre-tensado.

Se pueden identificar tres tipos de proyectos de licuefacción, proyectos maduros, expansión de proyectos maduros y “green field projects”:

Los proyectos maduros son aquellos ya terminados y cuyos costos unitarios de operación tienden a ser altos y reflejan la tecnología existente al momento de su construcción.

Los proyectos de expansión corresponden a expansiones de proyectos en operación que ya tiene uno a más trenes. Estas expansiones se benefician con las economías de escala de los proyectos existentes y tienden a reducir el

costo de operación de las plantas existentes. Resulta importante destacar que el impacto de las economías de escala es diferente según las características de la planta de licuefacción y sus componentes.

Finalmente los proyectos green field se tratan de proyectos nuevos. Estos requieren de la construcción de todos los elementos de la cadena de valor, desde el desarrollo de pozos, pasando por los gasoductos para conectar las cuencas gasíferas con las plantas de licuefacción, las instalaciones de almacenamiento, el puerto, los barcos buqueeros y las plantas de regasificación en los mercados consumidores. Estos proyectos suelen ser más competitivos en la tecnología de enfriamiento.

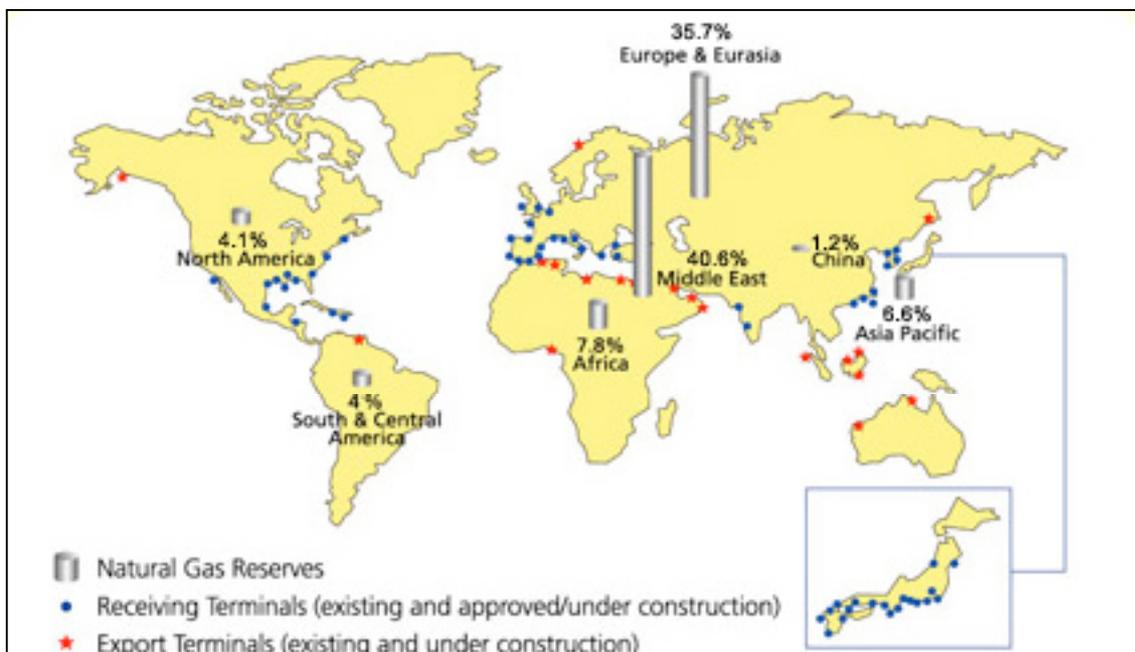


Ilustración 1

### 2.5.3 Transporte

Los tanqueros de GNL son embarcaciones de casco dobles, especialmente diseñados y aislados para prevenir el goteo o ruptura en el evento de un accidente. El GNL está almacenado en un sistema especial dentro del casco interior donde se mantiene a presión atmosférica y  $-161^{\circ}\text{C}$ . Existen tres tipos de sistemas de almacenamiento que han evolucionado como los estándares. Estos son:

- El diseño esférico (Moss)
- El diseño de membrana
- El diseño estructural prismático

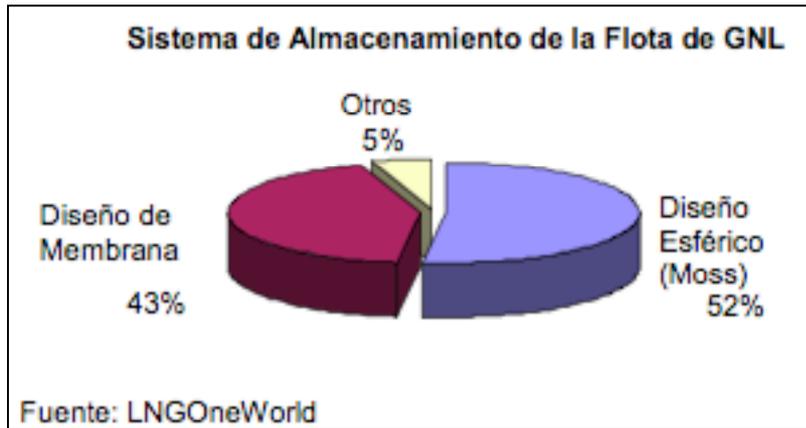


Figura 12

El gráfico de arriba demuestra que actualmente la mayoría de los barcos de GNL usan los tanques esféricos (Moss) y ellos son reconocidos fácilmente porque la parte alta de los tanques son visibles encima de la cubierta. El tanquero típico de GNL puede transportar alrededor de 125.000 – 138.000 metros cúbicos de GNL, lo que provee entre 2,6 – 2,8 mil millones de pies cúbicos de gas natural. El tanquero típico mide 900 pies en longitud, alrededor de 140 pies de ancho y 36 pies de corriente de agua, y cuesta alrededor de \$160 millones de dólares. El tamaño de esta embarcación es similar a la de un portaaviones pero significativamente mas pequeña que un tanquero grande de petróleo. Los tanqueros de GNL son generalmente menos contaminantes que otras embarcaciones de transporte porque utilizan gas natural y fuel oil para la propulsión.

Históricamente los barcos han sido de propiedad de los productores de GNL. En septiembre del 2006, 214 barcos estaban operativos y se encontraban otros 140 bajo construcción o ya encargados para ser entregados antes del 2010.

Finalmente es importante considerar que para mantener el GNL en su estado de enfriamiento es necesario evaporar parte del gas transportado a una relación de 0,15 - 0,25 por ciento por día de viaje donde avanza a razón de 480 millas náuticas.

#### 2.5.4 Almacenamiento y regasificación

Para regresar el GNL a su estado gaseoso, es pasado a la planta de regasificación. A su llegada a la terminal de recepción en su estado liquido, el GNL es bombeado primero a un tanque de almacén de doble-pared (a presión atmosférica) similar a aquel usado en la planta de licuefacción, después es bombeado a alta presión a través de diferentes componentes donde es calentado en un ambiente controlado.

El GNL es calentado pasándolo por tuberías calentadas directamente por calderas, agua de mar o a través de tuberías calentadas por agua. El gas vaporizado es después regulado a presión y entra al sistema de gasoductos como gas natural. Finalmente, consumidores residenciales y comerciales reciben gas natural para su uso diario desde utilidades de gas locales o en forma de electricidad.

## 2.6 Costos de GNL

En los últimos años, los costos en la cadena de valor en la industria del GNL han ido disminuyendo. De acuerdo al Gas Technology Institute (GTI), los costos de licuefacción han disminuido entre 35 y 50 por ciento en los últimos 10 años, con una disminución de costos de capital desde más de US\$ 500 por tonelada de capacidad de licuefacción a menos de US\$ 200 para unidades paralelas (trenes) en plantas existentes (en dólares nominales). El costo de un buque para GNL ha disminuido desde US\$ 280 millones (nominales) a mediados de los ochentas a US\$ 155 millones a finales del 2005. Los costos de las plantas de regasificación también han disminuido, aunque los costos tienden a depender de la ubicación y pueden ir desde los US\$ 100 millones a más de US\$ 2 billones.

La realización de planes de costos precisos para proyectos de GNL es muy compleja ya que los mismos varían mucho de acuerdo al lugar donde será puesto en marcha. De acuerdo a consultores independientes sobre el GNL, existen cuatro componentes principales en el precio de un proyecto de GNL, desde el reservorio hasta la planta regasificadora:

- **Producción del gas natural:** desde el reservorio hasta la planta de GNL, incluyendo el procesamiento del gas y los gasoductos asociados (de 15 a 20 % del costo);
- **Planta de GNL:** tratamiento del gas natural, recuperación de GLP y condensados, carga y transporte del GNL (de 30 a 45 % del costo);
- **Transporte del GNL:** desde la planta de GNL hasta la planta regasificadora. Depende principalmente de la distancia entre las mismas (de 10 al 30 % del costo);
- **Planta regasificadora:** se encarga de la descarga, almacenaje, regasificación y distribución del gas natural (de 15 al 25 % del costo).

### 2.6.1 Costos de licuefacción

El costo más importante en la cadena de valor de GNL es la planta de licuefacción, la misma consiste de uno o más trenes, o unidades de

producción. Los costos de una planta de GNL son relativamente mas elevados que otros proyectos comparables de energía por varias razones, incluyendo locaciones remotas, estándares de diseño y seguridad estrictos, necesidad de una gran cantidad de material criogénico, y una tendencia histórica a sobre diseñar para poder asegurar el abastecimiento.

De acuerdo al GTI, la construcción de una planta de licuefacción de GNL que tenga una producción anual de 390 BCF (11 BCM o 8.2 millones de toneladas) puede costar de US\$ 1,5 a US\$ 2,0 billones. Alrededor de la mitad de esa cifra es para la construcción y otros costos asociados a la misma, 30 por ciento es para equipamiento, y 20 por ciento para materiales varios. Los trenes de licuefacción acumulan aproximadamente la mitad de los costos de operación de una planta de GNL, el 24 por ciento corresponden a las zonas de carga y almacenaje, maquinarias un 16 por ciento, y 11 por ciento para el resto de las zonas.

Un estimación realizada por un consultor independiente indica que los costos genéricos para la licuefacción se encuentran alrededor de US\$ 1,09 por millón de BTU (MMBTU) para un proyecto de GNL desde cero de 8 millones de toneladas por año que tenga dos “trenes” o módulos, y US\$ 0.97 por MMBTU para un tren de expansión. El costo de agregar módulos a proyectos existentes (módulos de expansión) es significativamente menor que construir una planta nueva desde cero, ya que muchos de los componentes necesarios ya están instalados.

Se han conseguido mayores economías de escala al aumentar el tamaño de los módulos de licuefacción, por lo tanto se requieren menos módulos para conseguir la misma cantidad de output. En los comienzos de esta industria, normalmente existían módulos con una capacidad anual de 49 Bcf a 97 Bcf (1,0 a 2,0 millones de toneladas o 1,39 a 2,75 BCM); hoy en día, se están construyendo módulos con una capacidad anual de 242 Bcf (5,1 millones de toneladas o 6,85 BCM), y hay planeado un módulo de una capacidad anual de 380 Bcf (7,8 millones de toneladas o 10,76 BCM) para Qatar.

Otros factores que hacen a la reducción de costos de licuefacción son:

- Reducción de los márgenes de sobrediseño;
- Menor cantidad de buques pero con mayor capacidad;
- Avances tecnológicos, como pueden ser nuevas turbinas de gas, compresores axiales más grandes, compresores múltiples o turbinas de un solo eje;

- Mejores técnicas de ingeniería

### **2.6.2 Costos de transporte**

Muchos buques se dedican a proyectos particulares de GNL y pertenecen a compañías importadores y exportadoras de GNL o a compañías de transporte. Las compañías de transporte independiente poseen solo alrededor de una docena de buques dentro de la flota total para GNL.

Los costos de transporte del GNL son determinados por una tasa de flete diaria, que es función del precio del buque, el costo de financiación, y los costos operacionales. No existe un mercado fijo para las tasas de los buques para GNL, como si lo hay para los buques de petróleo. Las tasas de flete varían ampliamente desde US\$ 27.000 por día hasta US\$ 150.000. Hoy en día la tasa promedio para fletes de largo plazo se encuentra entre US\$ 55.000 y US\$ 65.000. Los costos de transporte del GNL son sensibles al tiempo y las distancias, expresados en dólares por millón de BTU.

Aunque el precio promedio de compra de un buque para GNL es difícil de determinar, el GTI estima que el precio promedio para un buque de 138.000 metros cúbicos (que transporta 2,9 Bcf de gas natural) fue US\$ 155 millones en el 2004, rebajado desde un máximo de US\$ 280 millones (nominales) a mediados de los ochentas.

El factor más importante en la baja de precios es el aumento en las yardas en las que se puede construir un buque de GNL, lo que mejora la competencia. Posiblemente los ahorros más importantes vengan del surgimiento de una flota que pueda estimular un mercado a corto plazo más activo con transacciones flexibles. Una propulsión más eficiente de los sistemas a combustibles también pueden producir rebajas en los costos de transporte.

Hoy en día, la industria del GNL está construyendo buques más grandes, lo que resulta en menores costos de transporte por unidad. Actualmente, los buques más grandes que se están construyendo pueden cargar 145.000 metros cúbicos de GNL, pero se están estudiando buques con capacidades desde 200.000 hasta 240.000. Sin embargo, un incremento en el largo y la profundidad de los buques puede causar problemas de incompatibilidad con las terminales existentes, que fueron diseñadas para tanques menores.

### **2.6.3 Costos de regasificación**

Los costos de construir una planta de regasificación o una terminal de descarga varían de forma muy amplia y dependen mucho de su ubicación. El GTI estima que los costos de las plantas (o terminales) pueden ir desde US\$

100 millones para una pequeña planta hasta US\$ 2 billones o más para una unidad japonesa de alta tecnología. En los Estados Unidos, las plantas as recientes están estimadas en un costo de US\$ 200 a US\$ 500 millones para una capacidad de envío desde 183 hasta 365 Bcf (3,8 a 7,7 millones de toneladas o 5,18 a 10,33 BCM) por año de gas natural.

Los tanques de almacenamiento son los equipos mas caros en una terminal, los cuales pueden representar de un tercio a la mitad del costo total, dependiendo del tipo de tanque. El tipo de tanque es determinado en gran parte por la ubicación y los requerimientos regulatorios locales.

Las facilidades marítimas son otro costo a tener en cuenta, especialmente si hace falta un dragado importante del canal, lo que puede agregar hasta US\$ 100 millones al costo de la terminal.

En los Estados Unidos, se asume generalmente que la regasificación agrega US\$ 0,35 por millón de BTU al precio del GNL importado.

## **2.7 EVOLUCIÓN Y PERSPECTIVAS**

### **2.7.1 Mecanismos de precios del GNL**

Los precios del GNL son expresados en dólares estadounidenses por millón de BTU (MMBtu). Los precios pueden ser calculados bajo modalidad FOB (free on board) o DES (delivered ex-ship). En general, se advierte una tendencia a adoptar la modalidad FOB, a fin de que los compradores tengan más control sobre el precio del gas en el punto de entrega y puedan comercializar el excedente de GNL.

En los Estados Unidos, Bélgica y el Reino Unido están emergiendo “hubs” que involucran tanto a los precios del gas natural como al GNL, presentando oportunidades para el arbitraje y la convergencia de precios.

El crecimiento acelerado de la producción de GNL en Medio Oriente puede contribuir a una convergencia entre los precios de ambas cuencas. Hasta ahora, el flujo de GNL desde Medio Oriente hacia el Océano Atlántico ha sido relativamente bajo, pero existen muchos proyectos que apuntan a abastecer los mercados europeos y americanos. Además, si se construyen terminales para GNL en la costa Oeste de los Estados Unidos, los proveedores de la cuenca del Pacífico podrían tener mayor acceso al mercado estadounidense.

Los precios del GNL se relacionan con los precios de los combustibles alternativos. Han existido tres mercados distintos y relativamente independientes para el GNL, cada uno con su propia estructura de precios y nivel de riesgo:

- En los Estados Unidos, el combustible sustituto es el gas natural que llega por gasoductos, y el precio de referencia es algún mercado específico con contratos a largo plazo o el precio Henry Hub para operaciones a corto plazo. Los importadores y exportadores de GNL están expuestos a un nivel de riesgo significativo, dado el alto grado de volatilidad del precio del gas natural en el mercado norteamericano.
- En Europa, el precio del GNL está relacionado con combustibles sustitutos como el fuel-oil residual bajo en sulfuros. Sin embargo, se está comenzando a relacionar el precio del GNL con los precios spot del gas natural y con los precios a futuro.
- En Asia, los precios están relacionados con el petróleo importado. La formación del precio incluye una indexación según precios del crudo, un factor constante y eventualmente un mecanismo para el reajuste o revisión de la fórmula. Los precios asiáticos son, generalmente, mayores que los precios en cualquier otro lugar del mundo.

### **2.7.2 Flexibilización de los contratos**

Los altos costos de los proyectos con GNL han requerido mecanismos especiales para distribuir los riesgos entre comprador y vendedor. El mecanismo más utilizado han sido los contratos de suministro de largo plazo (SPA - Sale and Purchase Agreement).

Los SPA son contratos entre importadores y exportadores de GNL que fijan volúmenes de compra, precios de venta, y mecanismos de ajuste de volúmenes y precios. Es la misma situación que se da en algunos mercados abastecidos por gasoductos, en donde el comprador asume obligaciones "take or pay" para financiar la infraestructura de transporte, y el precio y su mecanismo de ajuste se establecen antes de la construcción del gasoducto.

Aunque probablemente los contratos de GNL a largo plazo no vayan a desaparecer, las compañías importadoras están buscando una mayor flexibilidad y mejores términos de intercambio.

### **3 El GNL en la Argentina**

Una vez descrito el mercado de gas natural en la Argentina y como funciona el mercado global del GNL se presenta un análisis del comportamiento de la demanda de gas natural para los próximos años de manera de poder realizar una estimación de las necesidades de abastecimiento del país.

Con la proyección de la demanda establecida, se estudian las posibilidades de cubrir esa demanda con la producción de gas natural nacional y las importaciones desde Bolivia, según los acuerdos vigentes. Conocidos estos valores anualmente, e identificado el déficit de suministro a lo largo del período en estudio se calculan los volúmenes necesarios de GNL a ser importados así como una descripción básica la magnitud de los proyectos necesarios y sus instalaciones.

#### **3.1 *Proyección de la demanda***

Como se mencionó anteriormente, el primer paso para determinar las necesidades de gas natural es estudiar cual será su demanda para los próximos años. Para ello, se analizó como fue el comportamiento de esta demanda en el pasado y en base a los resultados poder extrapolar la demanda futura.

La demanda de gas natural esta compuesta principalmente por cuatro grupos: los residenciales y comerciales, las industrias, los consumos para generación eléctrica y, finalmente, lo consumido para GNC. Para el análisis se estudió el comportamiento de cada uno de ellos de forma individual.

Además de la demanda de gas natural para el mercado interno también se debería considerar la demanda para la exportación, pero en este caso, y debido a la crisis energética que atraviesa el país, se considerará una reducción sostenida de las exportaciones. Las mismas solo tendrán lugar a partir de los excedentes de cada año, si es que los hay

La demanda histórica de gas natural para todos los sectores se presenta en el siguiente cuadro.

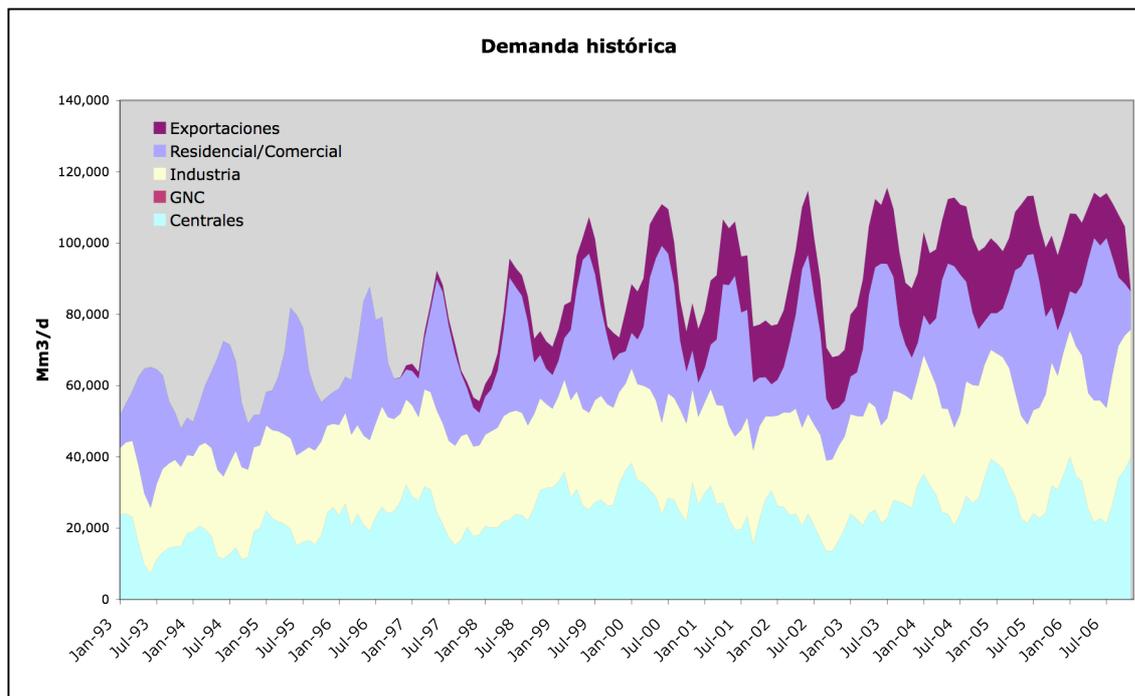


Figura 13

### 3.1.1 Proyección de demanda residencial

El primero de los sectores en estudio fue el residencial/comercial. El sector residencial no solo está compuesto por las viviendas particulares sino que también por el consumo de los entes oficiales. Los datos históricos de los consumos para los residenciales muestran que cada usuario residencial consumió en promedio un valor ligeramente superior a los 3,33 m<sup>3</sup>/día. A su vez, como se puede ver en la Figura 14, la cantidad de usuarios residenciales fue aumentando en promedio a un valor del 150.000 usuarios por año. Con estos dos valores se puede estimar que el crecimiento por parte de los residenciales para el consumo de gas natural será de 0,5 MMm<sup>3</sup>/día por año.

Para el consumo de este sector se debe tener en cuenta que existe una estacionalidad muy marcada. En este caso la mayor parte del consumo se encuentra concentrado en los meses de baja temperatura, de Mayo a Octubre, mientras que durante el resto del año el consumo cae considerablemente. Esta estacionalidad es tenida en cuenta en las proyecciones ya que tiene incidencia en las demandas pico.

Por otro lado se determinó que el sector comercial no va a sufrir cambios importantes en sus consumos manteniendo valores muy similares a los actuales.

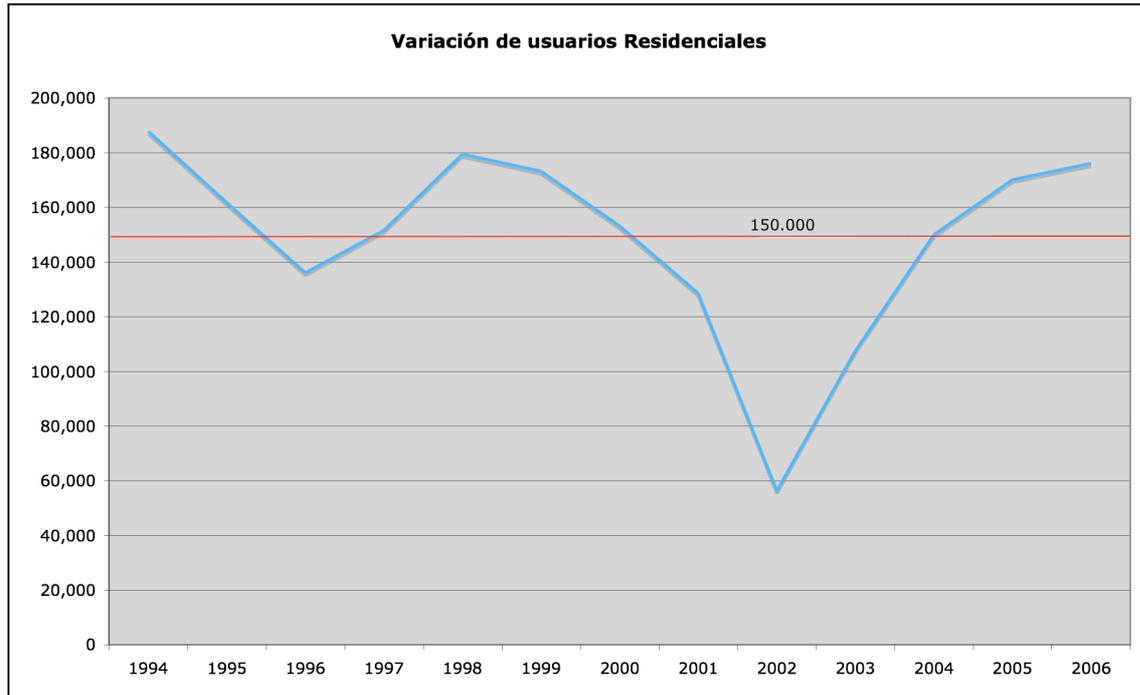


Figura 14

### 3.1.2 Proyección de demanda industrial

Por otra parte, para las estimaciones del sector industrial, se realizó una comparación de las variaciones de los consumos medios interanuales. Para este sector vale destacar el período de crisis que atravesó el país, en el cual la variación de consumo para los industriales alcanzó su mínimo histórico con una caída de casi 1 MMm<sup>3</sup>/día entre el 2000 y el 2001, notando luego una recuperación en el consumo acompañando la recuperación económica del país.

Para el cálculo de los valores a utilizar como base para la realización de las proyecciones no se tuvieron en consideración las variaciones correspondientes a los años de crisis. Además, la variación promedio anual para este sector en los últimos 4 años fue de 2 MMm<sup>3</sup>/día lo que produjo una cierta compensación del efecto producido por la crisis. De esta manera se asume un valor de 1,5 MMm<sup>3</sup>/día de aumento anual para este sector.

En la **Figura 15** se muestra la variación interanual de consumo de gas natural y se resalta el año de máxima variación negativa en el consumo así como también la media establecida para las proyecciones

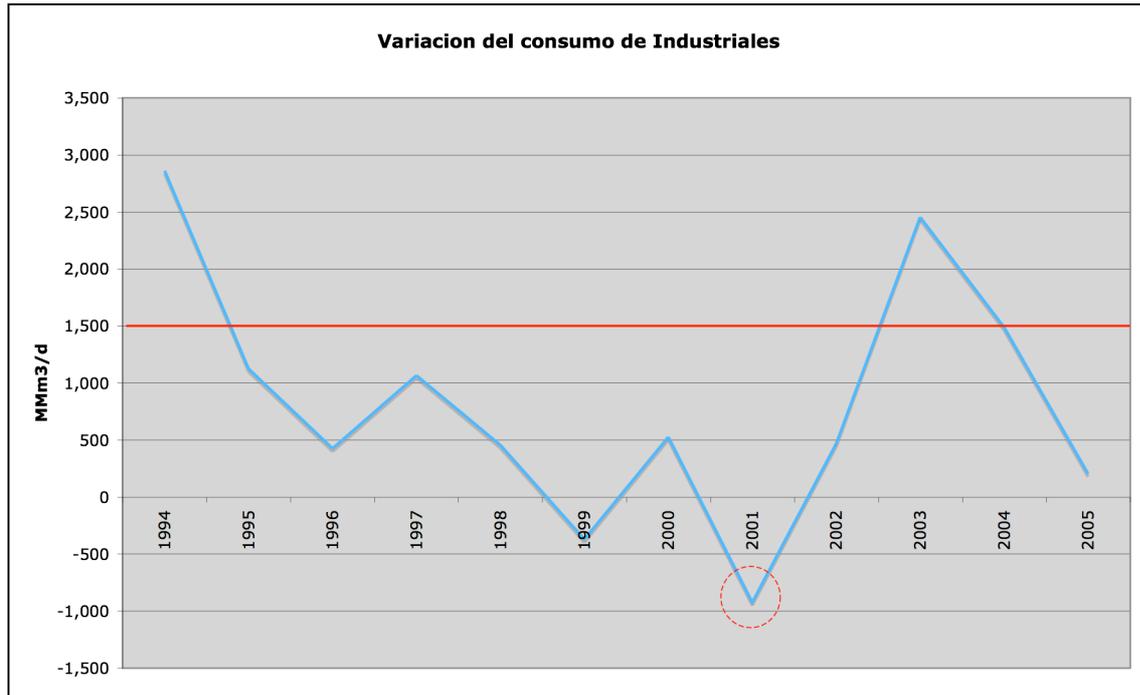


Figura 15

### 3.1.3 Proyección de demanda de generación eléctrica

Este sector merece un análisis particular ya que para saber cuanto será la demanda de gas natural primero se debe conocer cual será la proyección de la demanda de energía eléctrica. Una vez conocida la demanda de energía eléctrica se debe discriminar como será generada (hidráulica, térmica y nuclear), y una vez conocida cuanto de esta electricidad será producida térmicamente se debe establecer el tipo de combustible (Gas Natural, Fuel Oil, Diesel, Carbón).

Como primer paso se obtuvieron los datos de la demanda histórica de generación eléctrica para todos los tipos, como se ve en la **Figura 16**. En el mismo surge que, en promedio, la demanda de generación eléctrica fue aumentando año a año a una tasa promedio del 6,8 % anual.

Como se muestra en la **Figura 16** la generación térmica es mayor que la hidráulica y hay una tendencia a que la brecha entre estos se amplíen aún mas debido a los altos costos de inversiones en generación hidráulica frente a los de térmica.

Una vez proyectados los valores de generación térmica se discrimina entre la generada por gas natural y el resto de los combustibles.

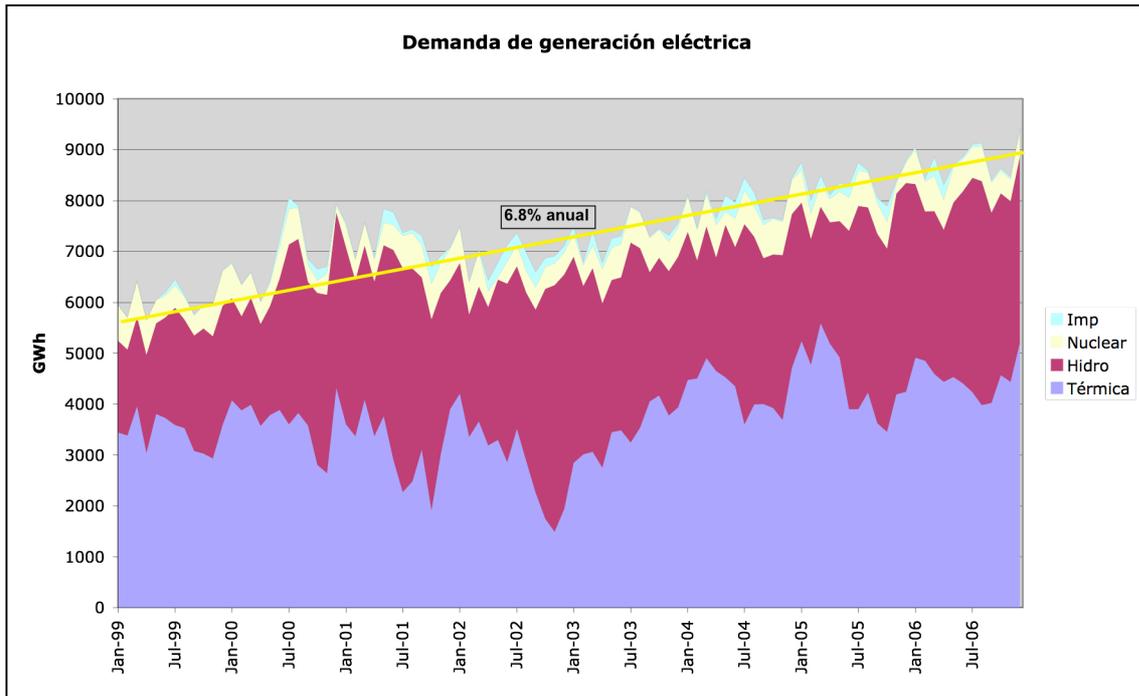


Figura 16

Surge además que existe un claro predominio del gas natural a la hora de la elección de los combustibles a utilizar debido principalmente a su costo, disponibilidad y facilidad de traslado con respecto a sus competidores.

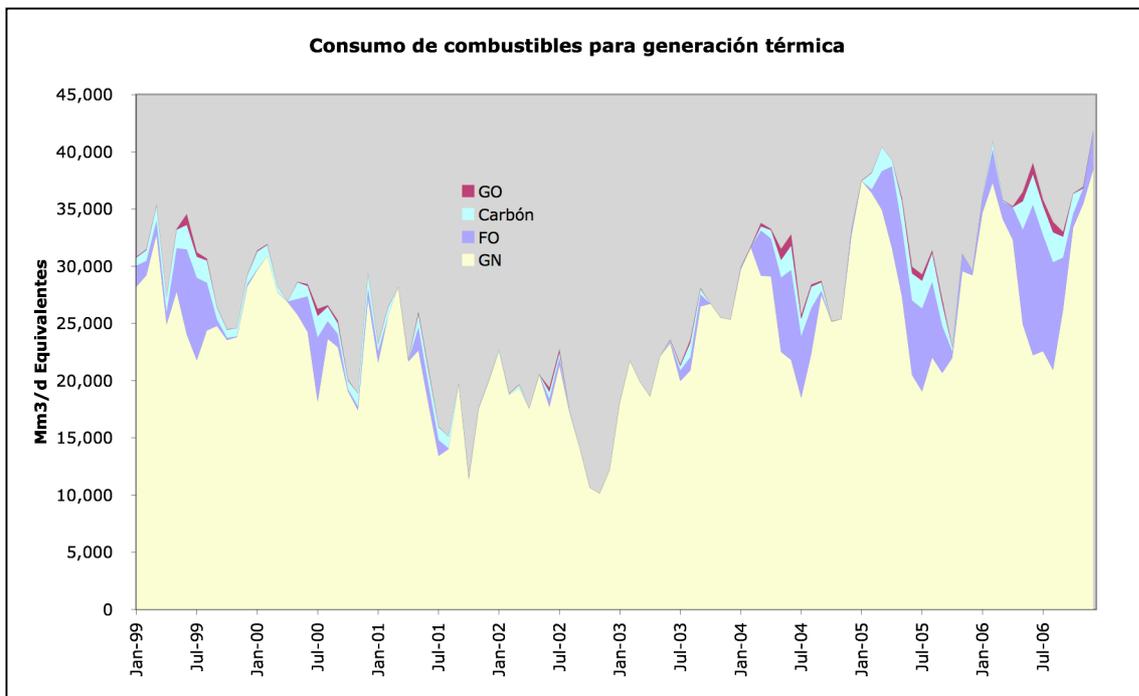


Figura 17

Para ello se procede a calcular la proyección de la demanda eléctrica total hasta el año 2015. Se asume un crecimiento del 6 % anual, en función de su

comportamiento histórico, generando un aumento un de disponibilidad de la generación hidroeléctrica en 4 MMm<sup>3</sup>/día equivalentes (500 GWh) para el 2009.

El crecimiento de la demanda eléctrica se asume que será cubierto por la generación térmica y por la ampliación hidroeléctrica antes mencionada.

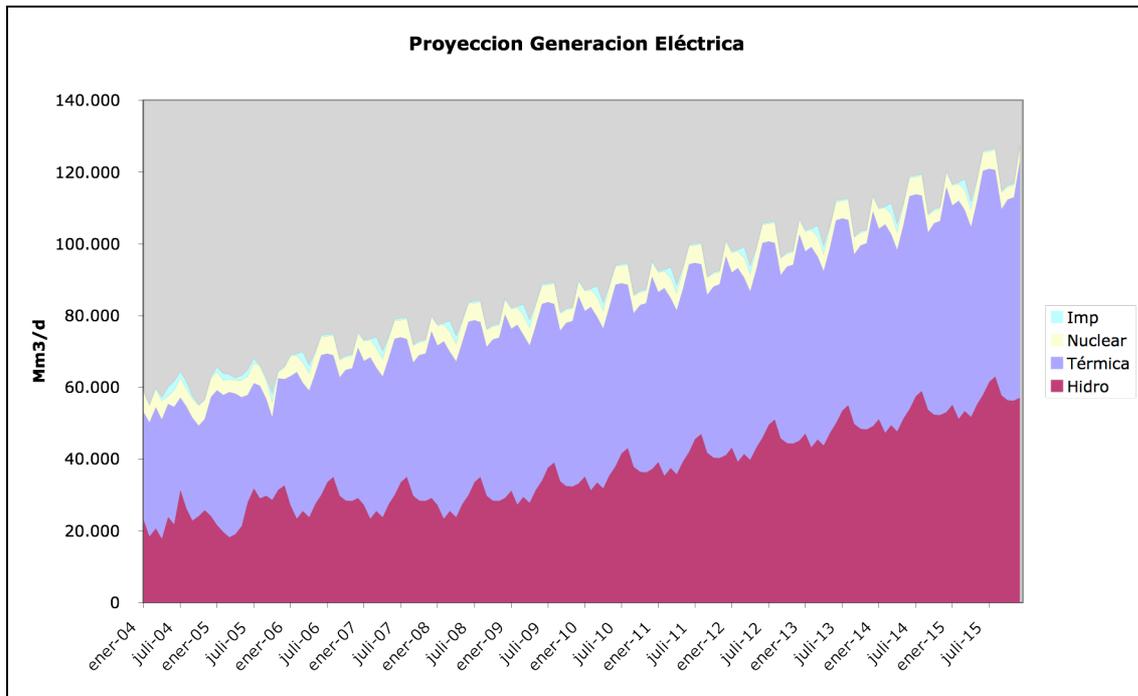


Figura 18

Una vez definida la generación térmica se asume que todo ese incremento sea generado por el gas natural. Esta hipótesis produce un aumento del consumo de gas natural para al generación térmica de 39 MMm<sup>3</sup>/día a 63 MMm<sup>3</sup>/día para finales del 2015.

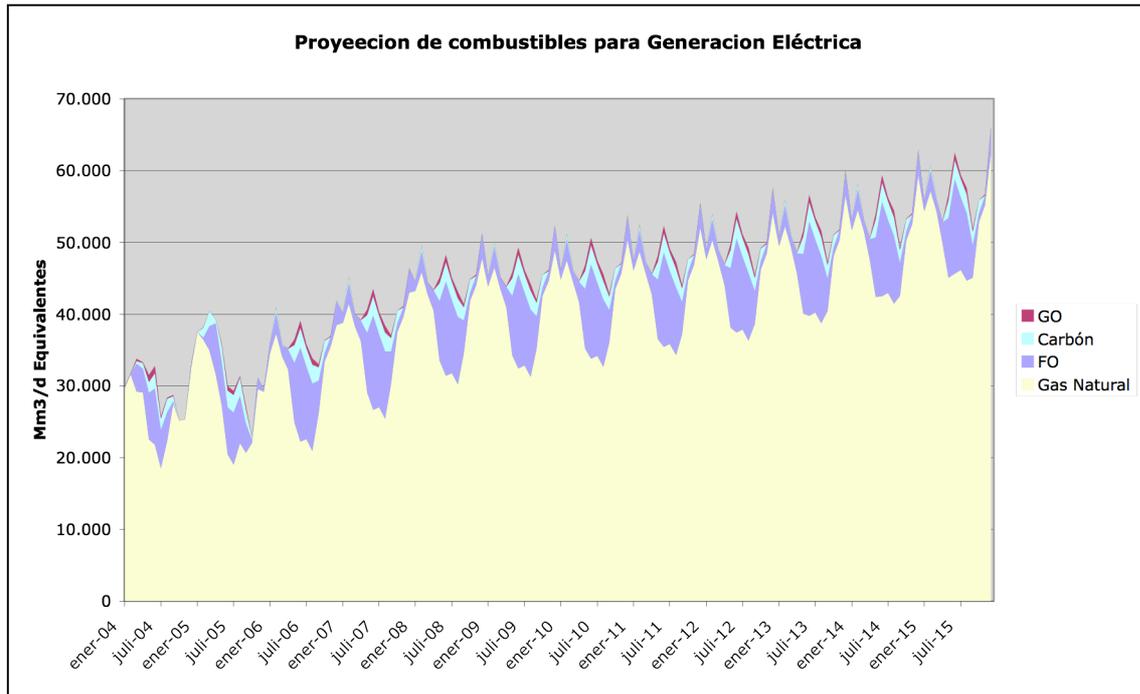


Figura 19

### 3.1.4 Proyección de demanda de GNC

Por último para el cálculo del comportamiento de la demanda de GNC se asume la variación de la demanda interanual descrita anteriormente, dando como resultado un incremento en la demanda de 0,2 MMm<sup>3</sup>/día por año.

En este caso, para la estimación de la proyección, no se incluyó el incremento de demanda durante la crisis pues fue un incremento coyuntural. La demanda posterior a este período se normalizó a los niveles históricos.

Tanto en el sector industrial como en el de GNC, la crisis económica tuvo efectos distorsivos y contrarios en el comportamiento del consumo, en el primero de los casos se manifiesta una importante caída en la demanda, mientras que para el segundo sector como consecuencia de los precios congelados y el aumento de los precios de la nafta y el gas oil, se produce la mayor conversión de automóviles y por ende, el mayor crecimiento de la demanda.

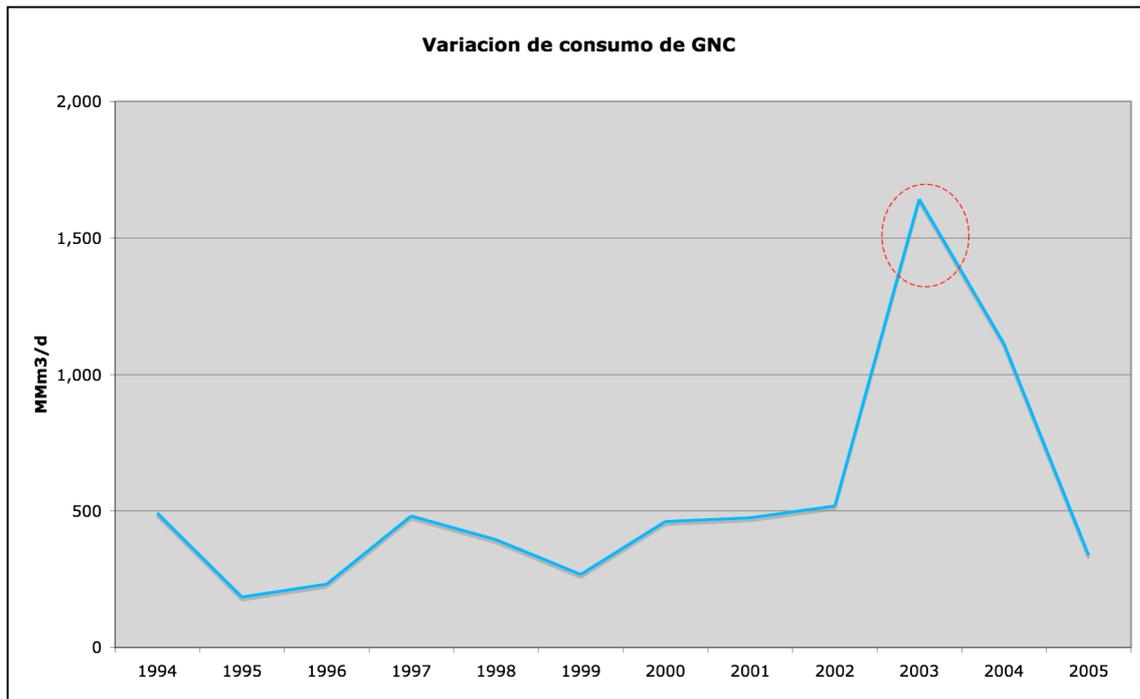


Figura 20

### 3.1.5 Proyección de demanda total

Finalmente, y a partir de todas las hipótesis adoptadas para cada uno de los segmentos de consumo del gas natural, se procedió al cálculo de la demanda total proyectada.

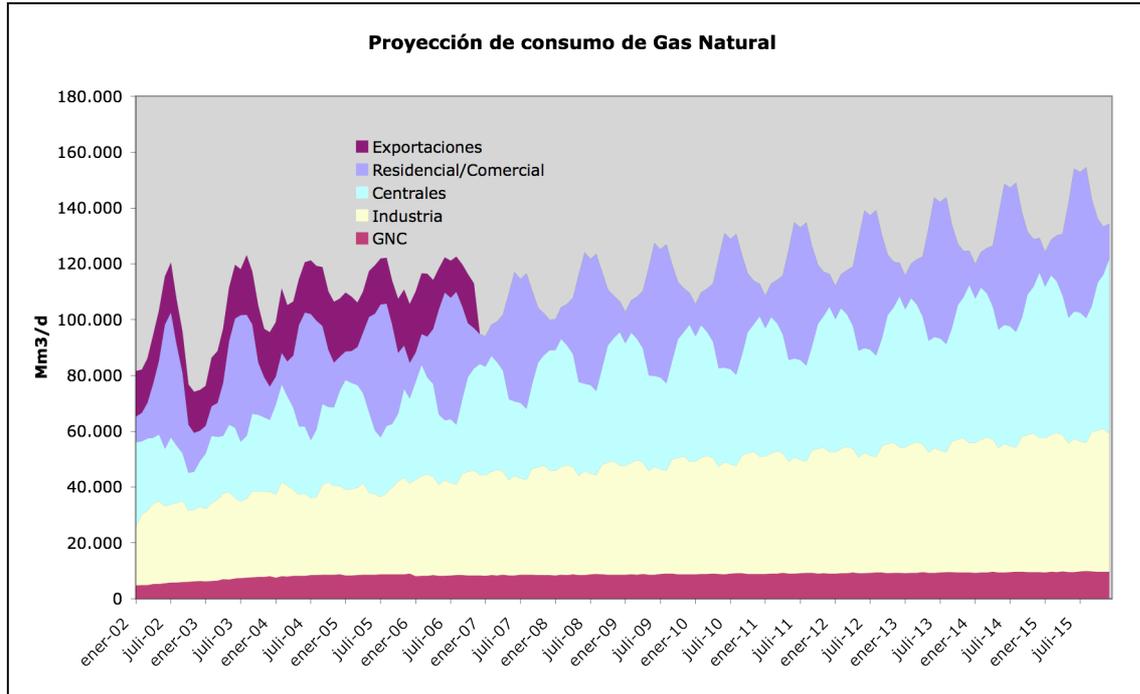


Figura 21

Como resultado, el crecimiento acumulado para cada segmento será de: 14% para el sector residencial/comercial, del 16% para el GNC, del 40% para el sector industrial y finalmente del 64% para el sector de generación eléctrica entre los años 2006 y 2015. El incremento total de la demanda interna de gas entre estos años será del 38%. De esta manera, la demanda proyectada media para el año 2015 alcanza los 134 MMm<sup>3</sup>/día.

La demanda para el mercado externo será abastecida de forma parcial dependiendo de un mayor aporte de los productores. Estos deberán abastecer en primer lugar al mercado interno y luego, con el excedente de la producción, satisfacer parte de la demanda de exportación.

## 3.2 Proyección de oferta

### 3.2.1 Caso base

Para la proyección de la oferta se tomo como base una estimación realizada por los propios productores de los yacimientos a comienzos del 2005. Estas proyecciones fueron realizadas hasta el año 2009 y se asume que la producción a partir de esa fecha se mantendrá, al menos, constante hasta finales del 2015.

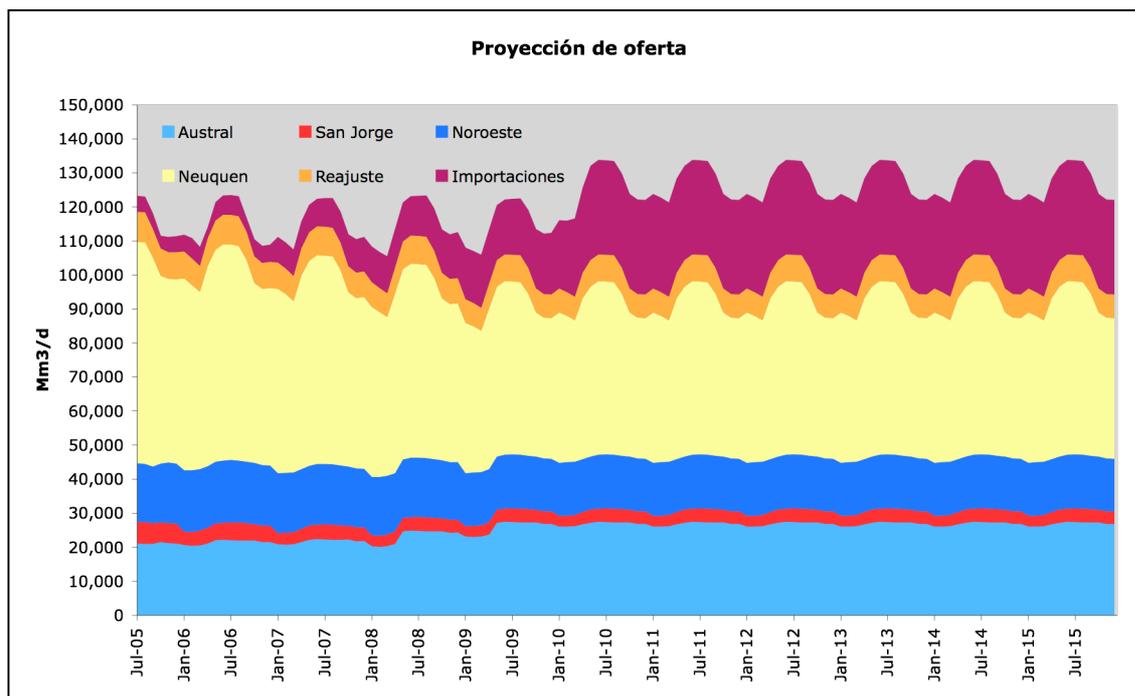


Figura 22

A la proyección estimada, se le efectuó un ajuste, con los valores de producción reales de los años 2005 y 2006, que fueron superiores en un promedio del 8% a lo estimado por los productores.

Las proyecciones originales de la cuenca Austral tenían su producción sujeta a las disponibilidades de capacidad en el sistema de transporte. Una vez establecidas las expansiones se modificaron los valores de producción para alcanzar la capacidad de transporte ampliada. Si bien por el gasoducto San Martín se transportan las producciones de las cuencas Austral y Neuquina se tomó la simplificación de adjudicarle todo el incremento de la capacidad de transporte a la cuenca Austral, que es la que mayor aporte tiene en la realidad.

La expansión de la capacidad de transporte programada para el gasoducto San Martín es de 3,2 MMm<sup>3</sup>/día para el invierno del año 2008, llegando a un total de 6,2 MMm<sup>3</sup>/día para mediados del 2009.

Por otro lado, también se introducirán las ampliaciones en el sistema de transporte del Norte. A diferencia de lo establecido en el gasoducto San Martín, la nueva capacidad de transporte de este gasoducto será utilizada por las importaciones provenientes de Bolivia. Estas ampliaciones tendrán lugar a partir del año 2007 y harán posible un aporte de gas boliviano de hasta 18 MMm<sup>3</sup>/día para el año 2009.

A su vez, se tuvo en cuenta la construcción de nuevo gasoducto del nordeste argentino (Gasoducto NEA) el cual será el responsable de ampliar las importaciones de gas boliviano hasta los 27,7 MMm<sup>3</sup>/día establecidos en los nuevos contratos para mediados del año 2010.

Finalmente se tomo como hipótesis que una vez alcanzados los niveles de producción interna y transporte para el año 2010 las inversiones a realizarse en el sistema solo se deberán a tareas de mantenimiento a efectos de garantizar dicho abastecimiento, sin tener ninguna proyección de ampliaciones tanto en la capacidad de producción como en la capacidad del sistema de transporte.

### **3.2.2 Hipótesis alternativa**

Como alternativa, se realizó una proyección bajo la hipótesis de que el gasoducto del nordeste argentino no sea construido y las importaciones de Bolivia se limiten a la expansión del gasoducto del norte, alcanzando solo los 18 MMm<sup>3</sup>/día.

Esta hipótesis tiene sustento en que el contrato firmado por el gobierno nacional, bajo el cual Bolivia se compromete a exportar a Argentina 27,7 MMm<sup>3</sup>/día, se encuentra supeditado a la construcción de dicho gasoducto y a que la producción de Bolivia alcance los niveles necesarios para satisfacer, en primera medida, la demanda brasilera, y luego, la argentina.

El resto de las hipótesis se mantienen para esta alternativa, con lo cual la oferta de gas natural bajo estas condiciones sería la siguiente.

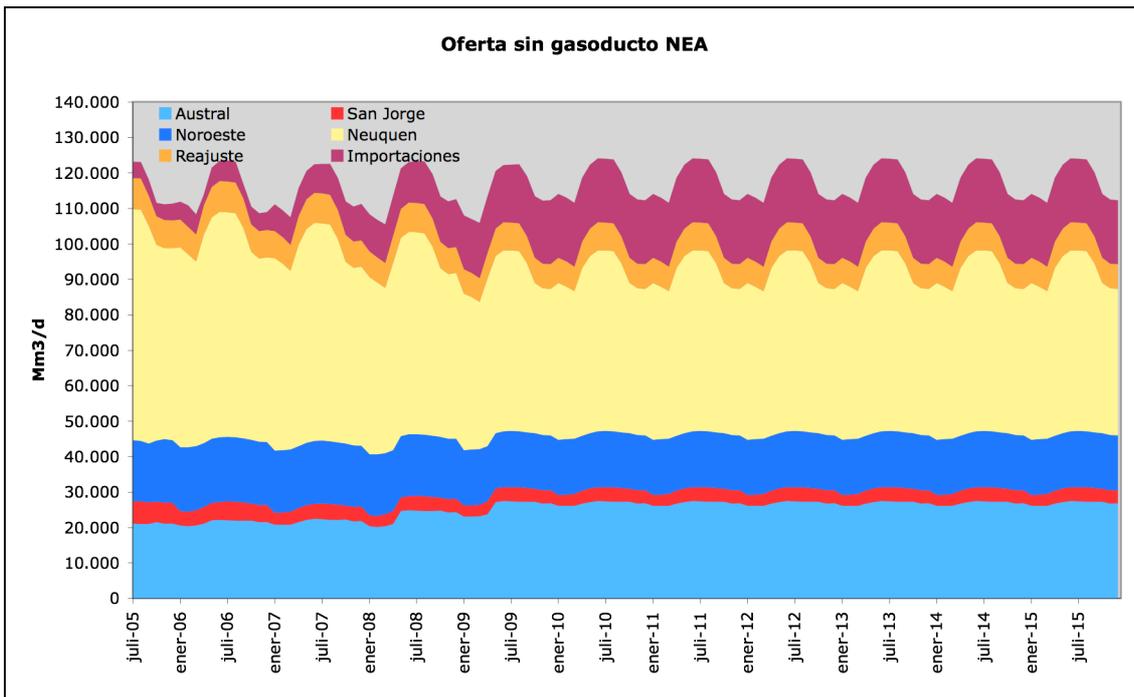


Figura 23

### 3.3 Balance de las proyecciones

Una vez proyectadas la oferta y la demanda se realizó una comparación entre las mismas de manera de establecer los períodos de surplus y de déficit de abastecimiento e identificar los volúmenes requeridos de gas natural, que deberían ser suplidos mediante gas natural licuefaccionado (GNL).

Se debe tener en cuenta, como se mencionó anteriormente, que las proyecciones de demanda a partir del año 2007 no incluyen las exportaciones hacia, principalmente hacia Chile, de manera que en los períodos de surplus, podría disponerse de gas para exportación, mientras que una vez que el balance dé déficit no podrá cubrirse la demanda de exportación.

En la **Tabla 5** se muestran los valores promedios de oferta y demanda y el correspondiente déficit para cada año, para el caso base.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Demanda	105.605	112.157	114.989	118.107	121.528	125.272	129.356	133.801	138.630
Oferta	115.356	115.205	114.899	125.428	127.245	127.245	127.245	127.245	127.245
Déficit	-9.751	-3.048	90	-7.322	-5.717	-1.974	2.111	6.556	11.385

Tabla 5

Como se puede observar en la **Tabla 5**, si bien la oferta y la demanda crecen a ritmos dispares las dos van aumentando hasta el año 2011, a partir de ese

momento la oferta de gas natural se estabiliza en 127 MMm<sup>3</sup>/día promedio por año mientras que la demanda de gas natural sigue aumentando.

De la **Tabla 5** surgen las siguientes conclusiones:

- El déficit máximo anual de gas natural se da en el año 2015 en un valor de 11,3 MMm<sup>3</sup>/día promedio. El valor de déficit máximo total se da en el mes de Julio del 2015 para un valor de 21 MMm<sup>3</sup>/día.
- La producción nacional y las importaciones de Bolivia serán suficientes hasta el año 2013, en el cual aparece un déficit inicial de 2 MMm<sup>3</sup>/día.

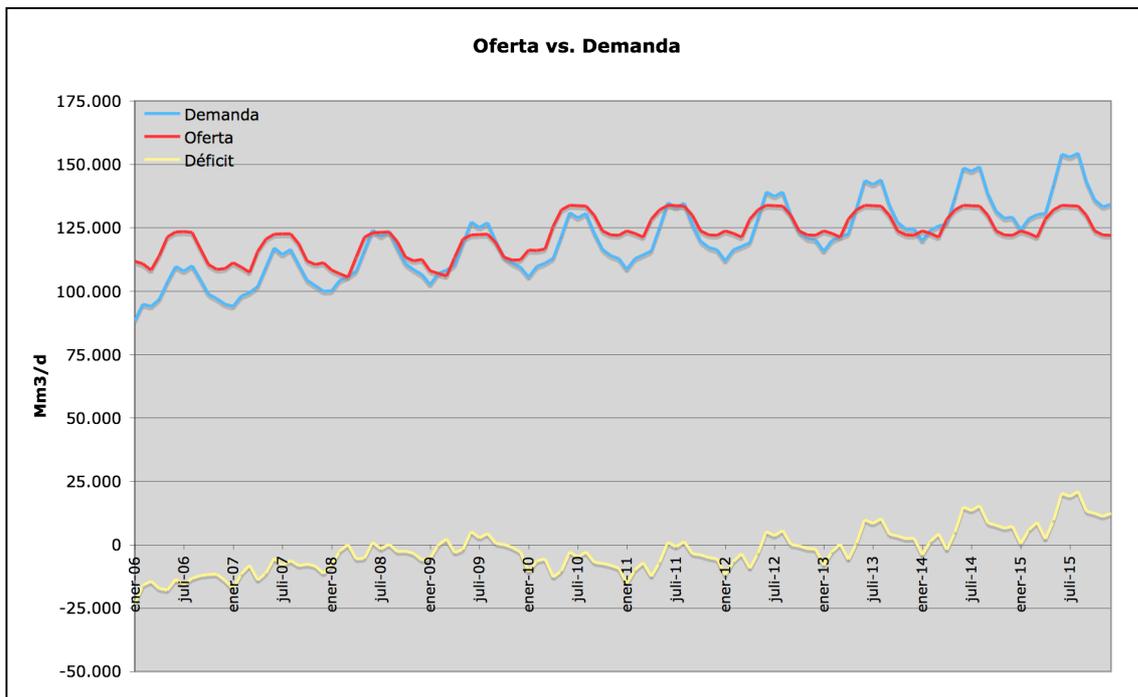


Figura 24

### 3.3.1 Balance alternativo

Para el escenario de oferta alternativa, el balance se modifica como se muestra en la **Tabla 6**.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Demanda	105.605	112.157	114.989	118.107	121.528	125.272	129.356	133.801	138.630
Oferta	115.356	115.205	114.899	117.545	117.545	117.545	117.545	117.545	117.545
Déficit	-9.751	-3.048	90	562	3.983	7.726	11.811	16.256	21.085

Tabla 6

Para esta alternativa las conclusiones son las siguientes:

- El déficit aparece en el año 2011, con 4 MMm<sup>3</sup>/d, requiriendo la instalación de la planta de regasificación a partir de este año.
- Se incrementan los valores para el déficit del año 2015, alcanzando los 21 MMm<sup>3</sup>/día promedio, con un pico invernal durante ese año de 30,7 MMm<sup>3</sup>/día.

Finalmente la **Figura 25** del balance para esta alternativa quedaría de la siguiente manera.

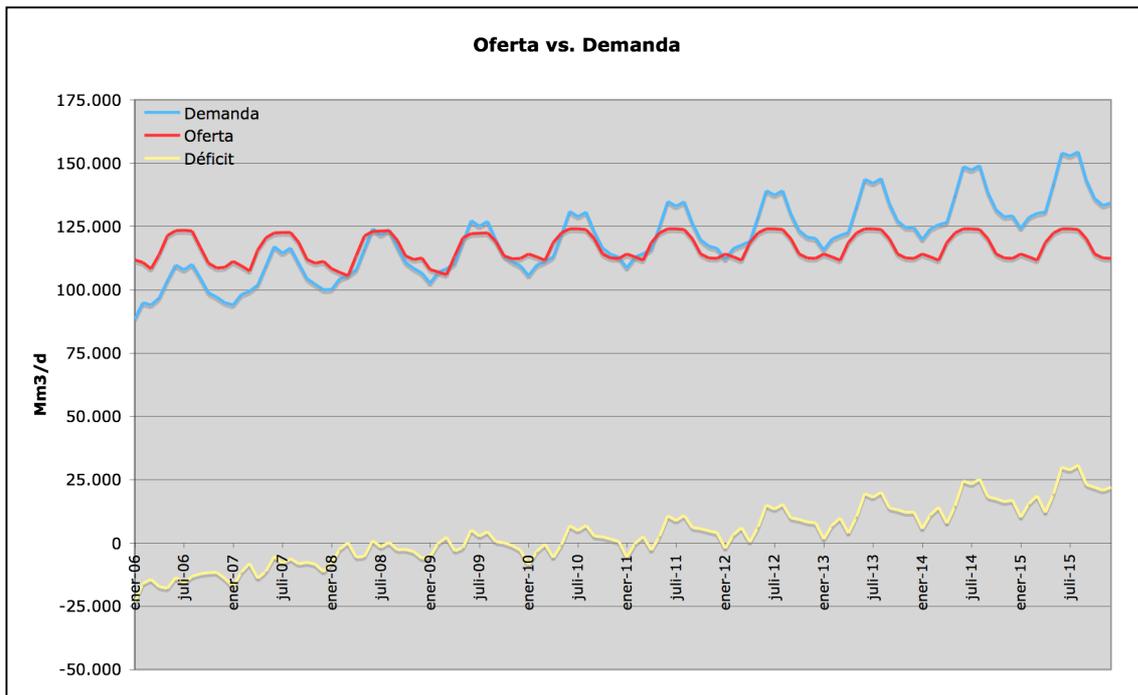


Figura 25

### 3.4 Precios

#### 3.4.1 Precios del GNL

Ya identificados cuales son los volúmenes a ser cubiertos por el GNL es necesario establecer los precios de mercado a los que estarán disponibles.

Para establecer el precio en Buenos Aires se utilizó la metodología del *net back approach*. En la misma se define como precio de referencia el valor del gas natural en Henry Hub en los Estados Unidos. Para establecer los precios futuros en Henry Hub se utilizó la proyección realizada por la oficina oficial de estadísticas de los Estados Unidos (EIA). Para cada uno de ellos se adoptaron escenarios de proyección que tienen un precio de crudo asociado sobre el cual

se hicieron los cálculos. Los precios proyectados se encuentran a valor dólar constante año 2006 y se muestran en la **Tabla 7**.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Precio Spot Henry Hub	7,23	7,17	6,60	6,28	5,83	5,66	5,49	5,52	5,46
Barril de Crudo	59,49	57,23	54,21	51,20	48,48	46,22	45,01	44,41	44,61

Tabla 7

Los costos de transporte desde las distintas fuentes se muestran en la **Tabla 8**. Además del transporte también se tiene el costo de regasificación el cual fue establecido en un valor de 0,35 U\$D/MMBTU.

Fuente	U\$D/MMBTU
Egipto	0,92
Nigeria	0,84
Quatar	1,51
Noruega	0,82
Trinidad	0,37
Venezuela	0,37

Tabla 8

Una vez proyectados los precios de gas en el nodo Henry HUB, se estima el precio FOB en los diferentes puntos del mundo que producen LNG, restando la el costo del transporte. Los precios resultantes, en promedio anual, se encuentran en la **Tabla 9**.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Egipto	5,96	5,90	5,33	5,01	4,56	4,39	4,22	4,25	4,19
Nigeria	6,04	5,98	5,41	5,09	4,64	4,47	4,30	4,33	4,27
Quatar	5,37	5,31	4,74	4,42	3,97	3,80	3,63	3,66	3,60
Noruega	6,06	6,00	5,43	5,11	4,66	4,49	4,32	4,35	4,29
Trinidad	6,51	6,45	5,88	5,56	5,11	4,94	4,77	4,80	4,74
Venezuela	6,51	6,45	5,88	5,56	5,11	4,94	4,77	4,80	4,74

Tabla 9

Ya obtenidos los precios FOB para cada una de las fuentes se realizo el proceso inverso para poder encontrar cual será el precio del gas natural en Argentina ya regasificado.

Para esto, utilizando la relación entre las distancias desde cada fuente a los Estados Unidos y los precios de transporte desca cada una de estas fuentes, se estimaron los precios de transporte a la Argentina, como se muestra en la **Tabla 10**, en u\$s/MMBTU.

Fuente	U\$D/MMBTU
Egipto	1,019
Nigeria	0,614
Quatar	1,343
Noruega	1,013
Trinidad	0,713
Venezuela	0,743

Tabla 10

Finalmente, para el cálculo del precio final del gas puesto en Buenos Aires, a los precios FOB de los países productores se le suma el costo de transporte respectivo y el correspondiente a la regasificación, que al igual que en los Estados Unidos, fue establecido en 0,35 u\$s/MMBTU. Los valores resultantes se muestran en la Tabla 11. Los precios se encuentran en dólares por MMBTU.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Egipto	7,329	7,269	6,697	6,380	5,924	5,755	5,585	5,619	5,556
Nigeria	7,004	6,944	6,372	6,055	5,599	5,430	5,260	5,294	5,231
Quatar	7,063	7,003	6,430	6,113	5,658	5,488	5,319	5,353	5,289
Noruega	7,424	7,364	6,791	6,474	6,018	5,849	5,680	5,713	5,650
Trinidad	7,573	7,513	6,941	6,623	6,168	5,998	5,829	5,863	5,799
Venezuela	7,604	7,544	6,971	6,654	6,198	6,029	5,860	5,894	5,830

Tabla 11

A continuación se evalúan los precios del gas boliviano a los que llega al *city gate* Buenos Aires, para comparar con los precios del GNL.

### 3.4.2 Precios del gas natural boliviano

El principal competidor a la alternativa de la instalación de una planta de regasificación son las importaciones de gas natural boliviano, por lo tanto es necesario realizar las proyecciones de sus precios.

Los precios del gas natural boliviano se calculan a partir de la fórmula establecida por el contrato entre YPFB y Enarsa, que se encuentra en el Anexo. En el mismo se establece que se utilizará como base para el cálculo el precio promedio de tres tipos de fuel oil, que es el combustible alternativo al gas natural. Para que los precios de un combustible con el otro sean comparables, se tomó como base al proyección del precio del fuel oil residual de 1% de sulfuro realizada por la oficina oficial de estadística de los Estados Unidos (EIA). Todos los valores se encuentran en dólares constantes por barril.

Residual Fuel Oil	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Enero	49,6330	50,6237	48,3577	45,4350	42,7349	40,6055	37,9153	37,6061	38,5164
Febrero	48,2858	49,2496	47,0452	44,2017	41,5749	39,5033	36,8862	36,5854	37,4709
Marzo	47,3741	48,3198	46,1570	43,3672	40,7900	38,7575	36,1898	35,8946	36,7635
Abril	51,5271	52,5556	50,2032	47,1689	44,3658	42,1551	39,3623	39,0413	39,9863
Mayo	51,9829	53,0205	50,6473	47,5862	44,7582	42,5280	39,7105	39,3866	40,3400
Junio	49,0860	50,0658	47,8248	44,9343	42,2639	40,1580	37,4975	37,1917	38,0919
Julio	50,9396	51,9564	49,6308	46,6311	43,8599	41,6745	38,9135	38,5961	39,5304
Agosto	53,2592	54,3223	51,8908	48,7545	45,8571	43,5722	40,6855	40,3536	41,3304
Septiembre	43,2516	44,1149	42,1403	39,5933	37,2404	35,3848	33,0405	32,7710	33,5643
Octubre	41,2865	42,1106	40,2257	37,7945	35,5484	33,7771	31,5394	31,2821	32,0393
Noviembre	45,1356	46,0365	43,9759	41,3180	38,8626	36,9261	34,4797	34,1985	35,0263
Diciembre	42,8768	43,7326	41,7752	39,2503	36,9177	35,0782	32,7542	32,4871	33,2734
Promedio	47,8865	48,8424	46,6562	43,8363	41,2312	39,1767	36,5812	36,2828	37,1611

Tabla 13

A partir de la proyección de fuel oil residual, se calculó el valor para cada trimestre como se indica en el contrato. Estos precios son los estimados en al frontera entre argentino-boliviana en Salta. Los valores se encuentran en dólares por MMBTU.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1º Trimestre	5,0000	5,3597	5,4667	5,2220	4,9064	4,6148	4,3849	4,0944	4,0610
2º Trimestre	6,0227	6,1429	5,8680	5,5133	5,1857	4,9273	4,6008	4,5633	4,6738
3º Trimestre	6,3254	6,4517	6,1629	5,7904	5,4463	5,1749	4,8321	4,7927	4,9087
4º Trimestre	6,1121	6,2341	5,9551	5,5952	5,2627	5,0004	4,6692	4,6311	4,7432

Tabla 14

Una vez conocidos estos precios del gas boliviano en Salta, se le agregó el valor de la tarifa de transporte y los dos fideicomisos para obtener finalmente el precio *city gate* en Buenos Aires. En el cálculo se consideró un consumo de gas para combustible del gasoducto estimado en 5,2%. Los valores se encuentran en dólares por MMBTU y la tasa de cambio utilizada fue de 3,1 pesos/dólar.

Trifa de transporte	0,2109
Fideicomiso I	0,1479
Fideicomiso II	0,8013

Tabla 15

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1º Trimestre	6,4343	6,8138	6,9266	6,6685	6,3356	6,0280	5,7854	5,4790	5,4438
2º Trimestre	7,5131	7,6399	7,3499	6,9758	6,6301	6,3576	6,0132	5,9737	6,0902
3º Trimestre	7,8324	7,9656	7,6610	7,2681	6,9051	6,6188	6,2572	6,2156	6,3380
4º Trimestre	7,6074	7,7361	7,4418	7,0621	6,7114	6,4348	6,0853	6,0451	6,1634

Tabla 16

### 3.5 *Planta de regasificación*

De acuerdo a los escenarios planteados, la demanda de GNL para Argentina varía, en valores máximos promedio, desde 12 MMm<sup>3</sup>/día a 21 MMm<sup>3</sup>/día, con picos de 21 MMm<sup>3</sup>/día a 31 MMm<sup>3</sup>/día, dependiendo de la construcción del gasoducto del nordeste o no.

Para el cálculo estimado el requerimiento de regasificación necesaria, se estima que la planta deberá tener una capacidad de regasificación de 25 MMm<sup>3</sup>/día. Los valores de referencia para los tamaños de las plantas de regasificación se encuentran dados en toneladas por año de GNL regasificado, por lo tanto el tamaño de la misma debe ser de 6,6 toneladas de GNL por año.

De acuerdo a proyectos similares, como puede ser la planta de regasificación para Chile, se estima que el costo de instalación y puesta en marcha de una planta para esta capacidad de regasificación varía desde los 500 a los 700 millones de dólares.

## 4 Conclusiones

El objeto de este trabajo es evaluar una proyección estimada de la demanda argentina de gas natural, para el período 2007-2015 y las alternativas para su abastecimiento.

En primer lugar se calculó la demanda interna de gas natural tomando como base datos históricos. Se realizaron regresiones para calcular las tendencias de consumo de los distintos sectores : Residencial, Comercial, GNC, Industrias, y Centrales Térmicas, de manera de poder extrapolar los resultados hasta el año 2015.

La demanda de exportación, no se incluyó en este análisis, debido a que la Ley de Hidrocarburos requiere cubrir primero la demanda interna por lo tanto la exportación dependerá más de las importaciones que realice Argentina, que de su nivel de producción.

De las proyecciones realizadas se obtuvo que el aumento de la demanda de gas natural para el año 2015 será del 38%, lo que equivale a un 3,6 % anual , con un volumen promedio de 134 MMm<sup>3</sup>/día para ese año. La principal causa del crecimiento de la demanda interna responde al abastecimiento para las centrales térmicas, con un incremento en el consumo del 64%.

Por otro lado, se estimó la oferta, basada en las proyecciones de producción proporcionadas por los mismos productores. Durante los primeros años, se asume que la oferta estará limitada por la capacidad del sistema de transporte, de manera que la evolución de la producción dependerá de las posibles expansiones de transporte. Se consideran dos hipótesis en este estudio, cada una de las cuales contempla distintas alternativas de expansión del sistema de transporte de gas.

Se asume además, que Bolivia exporta gas hacia Argentina, de acuerdo a los volúmenes pactados en el Acuerdo entre YPF y Enarsa. El déficit entre la demanda y la oferta no cubierto por la producción propia y por las importaciones de Bolivia.

Para movilizar el gas boliviano, se requiere no sólo realizar las expansiones del sistema de transporte argentino (TGN- Gasoducto del Norte), sino además construir el Gasoducto del Nordeste. En función a la construcción o no de este gasoducto se plantearon dos volúmenes de importación distintos, cada uno de los cuales representa las hipótesis planteadas en el trabajo.

El balance entre la oferta y la demanda mostró que sin importar cual de los dos escenarios se presente para la oferta, se producirá un déficit en abastecimiento

de gas natural para el 2013 en caso que se construya el Gasoducto del Nordeste y para el 2011 en caso contrario.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Demanda	105.605	112.157	114.989	118.107	121.528	125.272	129.356	133.801	138.630
Oferta	115.356	115.205	114.899	125.428	127.245	127.245	127.245	127.245	127.245
Déficit	-9.751	-3.048	90	-7.322	-5.717	-1.974	2.111	6.556	11.385

Tabla 17

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Demanda	105.605	112.157	114.989	118.107	121.528	125.272	129.356	133.801	138.630
Oferta	115.356	115.205	114.899	117.545	117.545	117.545	117.545	117.545	117.545
Déficit	-9.751	-3.048	90	562	3.983	7.726	11.811	16.256	21.085

Tabla 18

La expansión programada de TGN, permitirá la importación de hasta 18 MMm<sup>3</sup>/ por el existente gasoducto del norte. Además, con la construcción del gasoducto del nordeste las importaciones podrían alcanzar hasta 27 MMm<sup>3</sup>/día para el año 2011, siempre y cuando Bolivia, sea capaz de aumentar su actual nivel de producción y cumpla con sus compromisos de exportación a Brasil. Para la construcción de este nuevo gasoducto será necesaria una inversión de 1200 a 1600 millones de dólares.

Como alternativa, o complemento de la importación, se evalúa el impacto de la instalación de una planta de regasificación para gas natural licuefacionado (GNL), localizada próxima a la zona de demanda.

En este caso se estimó que la capacidad de la planta debería ser de 25 MMm<sup>3</sup>/día y con esto poder cumplir con la demanda en el caso de no construirse el gasoducto del nordeste, o tener la posibilidad de exportar el excedente en caso de haber construido el gasoducto. A diferencia del gasoducto, la planta de regasificación tiene la ventaja de poder abastecerse de distintos proveedores de gas natural. Esto es un factor fundamental a la hora de negociar los contratos de abastecimiento, no solo desde el punto de vista económico sino también desde la disponibilidad. El costo estimado para la instalación y puesta en funcionamiento de la planta de regasificación es de 500 a 700 millones de dólares.

Desde el punto de vista del precio del gas natural, existe una leve diferencia a favor de la importación mediante GNL.

Finalmente, a partir de todo lo establecido anteriormente, se concluye que la planta de regasificación será necesaria para como fecha tardía par el año 2013, de mantenerse estos escenarios. Una vez establecido esto es válido el debate, no solo económico sino también político regional, si es necesaria la construcción del nuevo gasoducto del nordeste argentino y sino es de mayor conveniencia para el país al instalación de una planta de regasificación. Desde el punto de vista económico seguramente que representa una mejor alternativa, teniendo además una mayor flexibilidad e cuanto a posibilidades de ampliaciones y, por supuesto, poder de negociación respecto a los proveedores del gas natural.



## 5 Anexo

### 5.1 Reservas

La Resolución SE 324/06 modificó y completó los conceptos sobre reservas dados por la Resolución 482/1998, sobre la base de la unificación de criterios dada por la SPE (Society of Petroleum Engineers), el WPC (World Petroleum Congress) y la AAPG (American Association of Petroleum Geologists). Aquí se transcriben los principales conceptos.

**Reservas:** Son aquellos volúmenes estimados de hidrocarburos líquidos y gaseosos (petróleo crudo, condensado o gasolina natural, gas natural, líquidos provenientes del gas natural y sustancias asociadas), que se anticipa podrán ser comercialmente recuperados en un futuro definido de reservorios conocidos, bajo las condiciones económicas, el régimen legal y las prácticas de producción imperantes a la fecha de esa estimación.

En relación a las prácticas de producción, sólo serán considerados en las definiciones y posterior clasificación, aquellos hidrocarburos líquidos o gaseosos normalmente producidos a través de pozos y con viscosidad no superior a 10.000 centipoises en las condiciones de presión y temperatura originales del yacimiento.

Las reservas no incluyen los volúmenes de hidrocarburos líquidos o gaseosos mantenidos en inventarios, y si fuera necesario pueden reducirse para uso o pérdidas de procesamiento para los informes financieros.

Las reservas pueden ser producidas por energía natural del reservorio o por la aplicación de métodos de recuperación mejorada. Los métodos de recuperación mejorada incluyen a todos los métodos que suministran energía adicional a la energía natural o alteran las fuerzas naturales en el reservorio para incrementar la recuperación final. Ejemplos de tales métodos son: mantenimiento de presión, reciclo, inyección de agua, métodos térmicos, inyección de químicos y el uso de fluidos de desplazamiento miscible e inmisible. Otros métodos de recuperación mejorada pueden ser desarrollados en el futuro a medida que la tecnología de la industria del petróleo evolucione.

**Reservas comprobadas o probadas:** son aquellas reservas de hidrocarburos que de acuerdo al análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza sobre la base de ser comercialmente recuperables de reservorios conocidos, a partir de una fecha dada.

La estimación de las reservas se efectúa bajo condiciones de incertidumbre.

El método de estimación es llamado determinístico si se obtiene un solo valor de reservas basado en el conocimiento geológico y de ingeniería y datos económicos.

Con el término "razonable certeza", se intenta expresar el alto grado de confiabilidad que tienen los volúmenes a ser recuperados si se usa el método determinístico.

Cuando son empleados métodos de estimación probabilísticos, donde el conocimiento geológico y de ingeniería y los datos económicos son usados para generar un rango de estimaciones de reservas y sus probabilidades asociadas, debe haber por lo menos un 90% de probabilidades de que las cantidades a ser recuperadas igualarán o excederán la estimación.

En general, las reservas son consideradas comprobadas cuando la productividad comercial del reservorio se apoya en ensayos de producción real o pruebas de la formación. En este contexto, el término "comprobadas" se refiere a las cantidades reales de reservas de hidrocarburos y no sólo a la productividad del pozo o del reservorio.

En ciertos casos, el número correspondiente a **reservas comprobadas** puede asignarse sobre la base de estudios de pozos y/o análisis que indican que el reservorio es análogo a otros reservorios en la misma área que están produciendo, o han probado la posibilidad de producir, en las pruebas de formación.

Las reservas pueden ser clasificadas como comprobadas si los medios para procesar y transportar las reservas para ser comercializadas están en operación a la fecha de evaluación, o si existe una razonable expectativa que dichos medios serán instalados en un futuro inmediato.

El establecimiento de condiciones económicas actuales debe incluir precios históricos del petróleo y los costos asociados, y pueden involucrar un promedio para determinado período que debe ser consistente con el propósito del estimado de reservas, obligaciones contractuales, procedimientos corporativos y regulaciones existentes a la fecha de certificación de las reservas.

Las **reservas comprobadas** pueden ser clasificadas en: **desarrolladas y no desarrolladas**

**Reservas desarrolladas comprobadas:** son las reservas comprobadas que se estima podrán ser producidas mediante la existencia a la fecha de su evaluación de:

- a) Pozos perforados.
- b) Instalaciones y métodos de operación en funcionamiento.
- c) Métodos de recuperación mejorada, siempre que el correspondiente proyecto de recuperación mejorada esté instalado y en operación.

**Reservas comprobadas no desarrolladas:** son las reservas comprobadas que se estima podrán ser producidas, mediante:

- a) Pozos a ser perforados en el futuro en áreas comprobadas.
- b) Profundización de pozos existentes a otros reservorios comprobados.
- c) Intervención de pozos existentes o la instalación de medios de transporte, que impliquen grandes costos o inversiones.
- d) Apertura de niveles colaterales comprobados en pozos ya existentes.
- e) Un proyecto de recuperación mejorada al que se asigne un alto grado de certeza, o que esté operando favorablemente en un área cercana con similares propiedades petrofísicas y de fluidos, que proporcionen soporte para el análisis sobre el cual está basado el proyecto y es razonablemente cierto que el mismo será ejecutado.

**Reservas no comprobadas:** son aquellas basadas en datos geológicos y de ingeniería disponibles, similares a los usados en la estimación de las reservas comprobadas, pero las mayores incertidumbres técnicas, contractuales, económicas o de regulación, hacen que estas reservas no sean clasificadas como comprobadas.

Las **reservas no comprobadas** pueden estimarse asumiendo condiciones económicas futuras diferentes de aquéllas prevalecientes en el momento de la estimación. El efecto de posibles mejoras futuras en las condiciones económicas y los desarrollos tecnológicos puede ser expresado asignando cantidades apropiadas de reservas a las categorías "**probables**" y "**posibles**".

En virtud de los diferentes niveles de incertidumbre, las reservas **no comprobadas** no deberían ser sumadas directamente a las **reservas comprobadas**. El agregado de diferentes clases de reservas es sólo aceptable cuando cada categoría de reservas ha sido apropiadamente descontada para los diferentes niveles de incertidumbre.

**Reservas probables:** son aquellas **reservas no comprobadas** que sobre la base del análisis de los datos geológicos y de ingeniería, sugieren que son

menos ciertas que las **reservas comprobadas**, y que es más probable que sean producidas a que no lo sean.

En este contexto, cuando se han utilizado procedimientos probabilísticos, el término "probable" implica que debe haber por lo menos el 50% de probabilidad que la recuperación final igualará o excederá la suma de las **reservas comprobadas** más las **reservas probables**.

Por lo tanto, se entiende que las **reservas probables** están comprendidas dentro del rango de probabilidades del 50% al 90%.

**Reservas posibles:** son aquellas **reservas no comprobadas** que del análisis de los datos geológicos y de ingeniería sugieren que son menos factibles de ser comercialmente recuperables que las **reservas probables**.

En este contexto, cuando se han utilizado procedimientos probabilísticos, el término "posible" implica que debe haber por lo menos el 10% de probabilidad que la recuperación final igualará o excederá la suma de las **reservas comprobadas** más las **reservas probables** más las **reservas posibles**.

Por lo tanto, se entiende que las **reservas posibles** están comprendidas dentro del rango de probabilidades del 10% al 50%.

**Recursos:** son todas las cantidades estimadas de hidrocarburos líquidos o gaseosos o de ambos, contenidos naturalmente en los reservorios y que pueden ser recuperados y utilizados bajo las condiciones tecnológicas existentes en el momento de la evaluación.

Por lo tanto, para ser considerados, es un requisito que no exista en el momento del análisis viabilidad económica o comercialidad de la explotación. De tal forma, los hidrocarburos considerados no recuperables por ser su producción antieconómica o por falta de mercado, son **recursos**.

En el futuro, estos **recursos** pueden volverse recuperables si las circunstancias económicas y/ o comerciales cambian, o si se producen desarrollos tecnológicos apropiados, o son adquiridos datos adicionales.

## 5.2 Composición de Gas Natural y GNL

El gas natural está compuesto principalmente por metano, pero también contiene etano, propano e hidrocarburos más pesados. Pequeñas cantidades de nitrógeno, oxígeno, dióxido de carbono, compuesto de azufre y agua también pueden ser encontrados en el gas natural. El gráfico de arriba, proporciona una composición típica del gas natural.<sup>15</sup> El proceso de licuefacción requiere de la extracción de algunos de los componentes no-metano como el agua y el dióxido de carbono del gas natural producido, para evitar que se solidifiquen cuando el gas es enfriado a la temperatura del GNL (-256 °F). Como resultado, el GNL está típicamente compuesto de metano, como está demostrado en el gráfico siguiente.

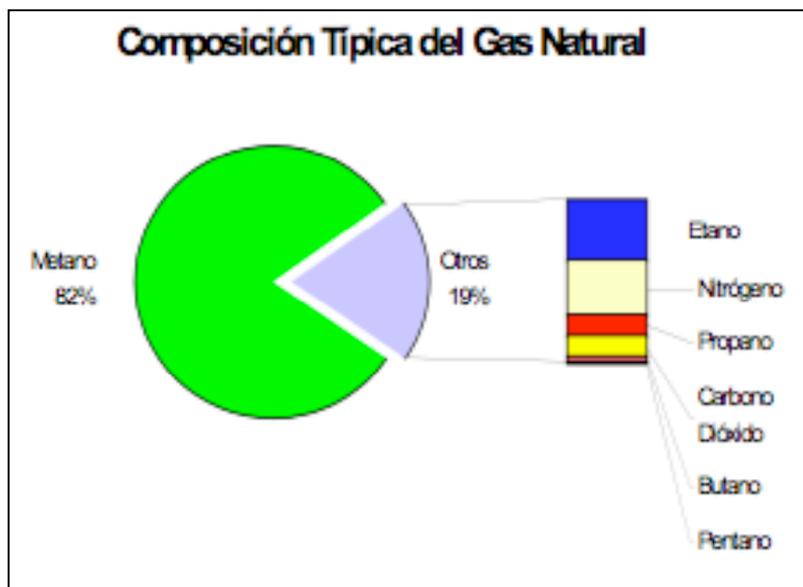


Figura 26

El GNL no tiene olor, ni color, es anticorrosivo y no es tóxico. Sin embargo, como cualquier material gaseoso además del aire y oxígeno, el gas natural vaporizado del GNL puede causar asfixia en un lugar sin ventilación.

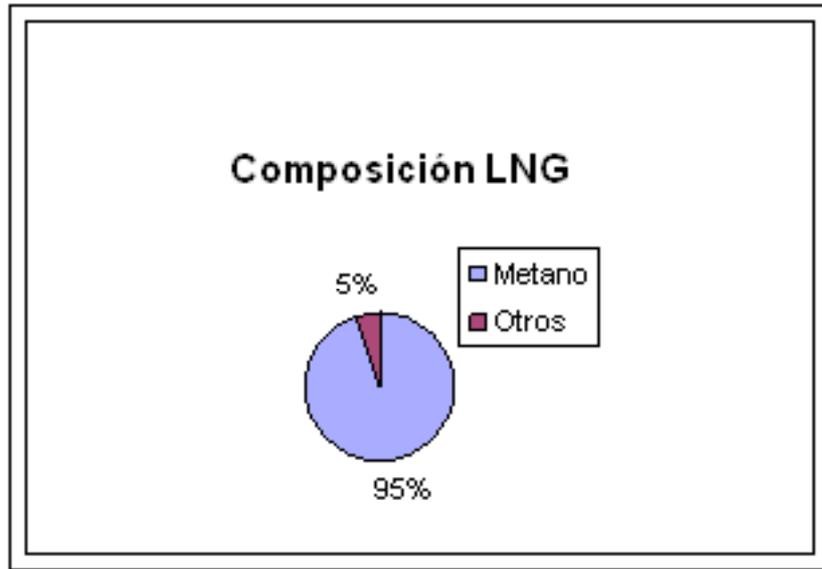


Figura 27

### 5.3 Acuerdo YPFB-Enarsa (Octubre 2006)

“Corresponde para YPFB (garantía de abastecimiento) al 60 por ciento (60%) de siete coma siete (7,7) millones de metros cúbicos por día (MMm<sup>3</sup>/día) para los dos primeros años de Contrato, al 100 por ciento (100%) de siete coma siete (7,7) millones de metros cúbicos por día (MMm<sup>3</sup>/día) para el tercer año de Contrato y al cien por ciento (100%) de la Cantidad Diaria Contractual (CDC) para los dos primeros años y del ochenta por ciento (80%) de la CDC a partir del tercer año y hasta la finalización del Contrato, denominada en adelante CDG2. Únicamente para los efectos de esta Cláusula, la Cantidad Diaria Garantizada (CDG), CDG1 y CDG2, considera un Gas con un Poder Calorífico igual a ocho mil novecientos kilocalorías por metro cúbico (8.900 kcal/m<sup>3</sup>).”

“El Precio del Gas, en unidades de Dólar por millón de BTU (US\$/MMBTU), en el Punto de Entrega, frontera Bolivia – Argentina será calculado para cada Trimestre, redondeado hasta la cuarta cifra decimal, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$PG = P \cdot \left[ 0,20 \cdot \frac{FO1_i}{FO1_0} + 0,40 \cdot \frac{FO2_i}{FO2_0} + 0,20 \cdot \frac{FO3_i}{FO3_0} + 0,20 \cdot \frac{DO_i}{DO_0} \right]$$

donde:

PG: Precio del Gas, en unidades de Dólar por millón de BTU(US\$/MMBTU), para el trimestre pertinente;

FO<sub>1i</sub>, FO<sub>2i</sub>, FO<sub>3i</sub> y DO<sub>i</sub> son promedios aritméticos de los puntos medios diarios de los precios, determinados en conformidad con las cotizaciones diarias, superior e inferior, de cada Día del Semestre inmediatamente anterior al Trimestre correspondiente a la aplicación del PG, siendo:

FO1: Fuel Oil de tres coma cinco por ciento (3,5%) de azufre, referido bajo el título Cargoes FOB Med Basis Italy, en unidades de Dólar por tonelada métrica (US\$/TM);

FO2: Fuel Oil N° 6 de uno por ciento (1%) de azufre, 6 ° API, referido bajo el título U.S. Gula COSAT Waterborne, en unidades de Dólar por barril US\$/bbñ);

FO3: Fuel Oil de uno por ciento (1%) de azufre, referido bajo el título Cargoes FOB NWE, con unidades de Dólar por tonelada métrica (US\$/TM);

DO: LS Diesel, referido bajo el título U.S. Gula COSAT Waterborne, en unidades de US cents/US galón (USc\$/USgal).

Estos precios referenciales de Fuel Oil y Diesel serán los publicados en el Platt's Oilgram Price Report, en la tabla Spot Price Assessments.

FO<sub>10</sub>, FO<sub>20</sub>, FO<sub>30</sub> y DO<sub>0</sub> son promedios aritméticos, para los mismos Fuel Oil y Diesel definidos anteriormente, de los puntos medios diarias de los precios, determinados en conformidad con las cotizaciones diarias, superior e inferior, de cada día del período comprendido entre el 01 de enero de 2004 al 30 de junio de 2006 (30 MESES).

P: Precio base a ser establecido por las Partes hasta el 15 de enero de 2007, en unidades de Dólar por millón de BTU (US\$/MMBTU), de tal manera que el PG del primer trimestre 2007 (PG) sea igual a cinco (5), este valor P será igual a cinco dividido por el factor (5/(factor)) y permanecerá constante para su aplicación en los trimestres posteriores, sin perjuicio de lo estipulado en la Cláusula Decimoquinta y/o la Subcláusula 11.4.

Se entiende por "factor", la canasta y las ponderaciones de los Fuel Oil y Diesel que componen la fórmula de determinación del PG, aplicable al primer trimestre 2007, conforme al presente Contrato."

## 5.4 Factores de conversión

Según British Petroleum

De	A					
	1.000 Millones m3 GN	1.000 Millones pies cúbicos GN	Millones de toneladas de petróleo equivalente (Mtoe's)	Millones de toneladas de LNG	Billones de British thermal units Btu's	Millones de barriles de petróleo equivalente
1.000 millones de m3 GN	1	35,3	0,9	0,73	36	6,29
1.000 millones de pies cúbicos NG	0,028	1	0,026	0,021	1,03	0,18
1 millón de toneladas de petróleo equivalente	1,111	39,2	1	0,805	40,4	7,33
1 millón de toneladas de GNL	1,38	48,7	1,23	1	52	8,68
1 billón de British thermal units (Btu's)	0,028	0,98	0,025	0,02	1	0,17
1 millón de barriles de petróleo equivalente	0,16	5,61	0,14	0,12	5,8	1

Tabla 19

## 6 Bibliografía

Freyre & Asociados S.A., *El mercado de gas en el con Sur*, Buenos Aires, Argentina. Noviembre 2006.

González, Benjamin, *Gas Natural Licuado: Perspectivas del Abastecimiento a Chile*, Pontificia Universidad Católica de Chile, Mayo 2006, <[http://www2.ing.puc.cl/power/alumno05/Ing/LNG%20informe\\_2.htm#Rangos](http://www2.ing.puc.cl/power/alumno05/Ing/LNG%20informe_2.htm#Rangos)>

<http://www.eia.doe.gov/oiaf/analysispaper/global/natgas.html>

<http://www.gnc.org.ar>

<http://www.indec.gov.ar>

<http://www.cegla.org.ar>

<http://www.megsa.com.ar>

Energy Information Administration, *Internacional Energy Outlook 2006*, Washington, Estados Unidos, Junio 2006; [www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html](http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html)

Energy Information Administration, *The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook*, Washington, Estados Unidos, Diciembre 2003, <http://www.eia.doe.gov/oiaf/analysispaper/global/index.html>

Michelle Michot Foss, Ph D. *Introducción al GNL: Descripción general del GNL, sus propiedades, la industria de GNL y aspectos de seguridad*, California, Estados Unidos, Enero 2003. <http://beg.utexas.edu/energyecon/Ing>

*IJ Global LNG, Project Table*, California, Estados Unidos, Octubre 2005, [www.infrastructurejournal.com](http://www.infrastructurejournal.com)

Scott L. Weeden *Terminales de regasificación mar adentro: Opciones para las islas Canarias*, Marzo 2006

[http://www.tgn.com.ar/home/tarifas\\_mercados\\_domestico.html](http://www.tgn.com.ar/home/tarifas_mercados_domestico.html)