

**Estudio de Investigación “Integración Energética Argentina – Brasil”**

**Anexo IV**

**Estimación de la demanda de gas natural en la región y su comparación con los proyectos de exportación y proyecciones de la demanda eléctrica en Chile.**

## **1-Infraestructura de integración gasífera en el Cono Sur: situación actual y perspectivas.**

### **1.1-Los gasoductos de exportación existentes y la evolución reciente.**

La Argentina tiene en la actualidad 10 gasoductos de exportación: 7 con destino a Chile; 2 con destino a Uruguay y uno en con destino a Brasil. Se halla conectado con Bolivia país desde el cual venía importando gas en el período 1975 a 1993, reanudando en forma reciente tratativas para la importación desde ese país. Parte de los gasoductos de exportación se conectan con el sistema de transporte existente para el abastecimiento del mercado interno, mientras que otros son gasoductos de exportación no conectados a dicho sistema<sup>1</sup>.

Por su parte Bolivia se halla además conectado a Brasil y se prevé una conexión con Paraguay para generación eléctrica.

Un resumen de los gasoductos de exportación existentes de creación reciente, con su costo de inversión, operador, puntos de conexión terminales, capacidad de diseño inicial y grado de utilización actual se presenta a continuación en el cuadro n° 1.1.1.

---

<sup>1</sup> Se trata de gasoductos de exportación a Chile: Gas Atacama en el norte, Gas Pacífico en el centro y los tres de Methanex en la zona austral.

## Cuadro N° 1.1.1

### Detalle de los proyectos existentes al 1-12-2002

| País y Gasoducto       | Operador                     | Situación         | Cabecera-Terminal                          | Diámetro-Longitud                                     | Inversión (en MM u\$s) | Capacidad en MMm <sup>3</sup> /día | Exportación actual MMm <sup>3</sup> /día | % de Utilización |
|------------------------|------------------------------|-------------------|--|---|------------------------|------------------------------------|--|------------------|
| <b>Argentina</b>       |                              |                   |  |   |                        |                                    |  |                  |
| Norandino              | TGN                          | operativo 10-1999 | Gasoducto del Norte-Paso Jama Chile        | 20"/380 Km.   | 241                    | 5                                  | 1.3                                      | 26.0%            |
| Atacama                | CMS Energy                   | operativo 6-1999  | Cnel. Cornejo-Paso Jama Chile              | 20"/531 Km.   | 230                    | 9                                  | 2.2                                      | 24.2%            |
| Gasandes               | TGN                          | operativo 7-1997  | La Mora-Paso Maipo Chile                   | 24"/313 Km.   | 162                    | 10                                 | 5.8                                      | 57.7%            |
| Pacífico               | Nova Gas International       | operativo 12-1999 | Loma La Lata-Paso Buta Martín Chile        | 20" y 24"/296 Km.                                     | 150                    | 3.5                                | 0.8                                      | 21.9%            |
| Methanex YPF           | Repsol-YPF                   | operativo 5-1999  | El Cóndor-Posesión Cabo Virgenes-          | 12"/8 Km.   | 2                      | 2                                  | 1.9                                      | 93.9%            |
| Methanex SIP           | Sipetrol                     | operativo 8-1999  | Dungeness San Sebastián-                   | 8"/12 Km.   | 3                      | 1.3                                | 1.1                                      | 86.3%            |
| Methanex PAN           | Bridas SAPIC                 | operativo 1-1997  | Bandurrias Aldea Brasileira-               | 10"/48.5Km.   | 7                      | 2                                  | 1.9                                      | 95.7%            |
| TGM                    | TGN                          | operativo 8-2000  | Uruguayana                                 | 24"/450 Km.   | 125                    | 2.8                                | 2.0                                      | 72.5%            |
| Petrouuguay            | TGN                          | operativo 10-1998 | Gdto. Entrerriano-Pte.Int. Artigas Uruguay | 10"/15 Km.  | 4                      | 1                                  | 0.1                                      | 7.0%             |
| Cruz del Sur           | British Gas                  | operativo 12-2002 | Punta Lara-Colonia                         | 24"/55 Km.18"/38 Km.                                  | 40                     | 6                                  | 0.0                                      | 0.0%             |
| <b>Total Argentina</b> |                              |                   |  |   | <b>964</b>             | <b>42.6</b>                        | <b>17.0</b>                              | <b>40.0%</b>     |
| <b>Bolivia</b>         |                              |                   |  |   |                        |                                    |  |                  |
| Bolivia-Brasil         | Enron(Bv.)TBG(Petrobras)(Br) | operativo 6-1999  | Santa Cruz de la Sierra- San Pablo         | 24" a 34"/557km.(Bolivia) 24" a 34"/2593 km. (Brasil) | 2300*                  | 30                                 | 11.4                                     | 38.0%            |
| Cuibá                  | Gasoccidente                 | operativo-2000    | Gasbol-Cuibá                               | 18"/267 Km.   | 120*                   | 2.8                                | 1.4                                      | 50.0%            |
| Urug-PA                | TBG                          | operativo 2001    | SP-PA-Canoas**                             | 400-500 Km*   | 180*                   | 2.8                                | 1.8                                      | 64.3%            |
| <b>Total Bolivia</b>   |                              |                   |  |   | <b>2600*</b>           | <b>35.6</b>                        | <b>14.5</b>                              | <b>40.7%</b>     |

\* Datos estimados

\*\* Entregas a TGM

Fuente: elaboración propia con datos de Secretaría de Energía de la República Argentina, Prospectiva 2002, Buenos Aires mayo de 2003, p 95; N. Caruso, op. cit. P.66-87 y estimaciones propias con datos de Oil & Gas Journal Latinoamérica, varios números.

Como se puede apreciar Argentina tiene gasoductos de exportación con una capacidad actual del orden de los 42.6 MMm<sup>3</sup>/día. En el año 2002 exportaba poco más de 17 millones, es decir un 40% de la capacidad máxima. Las inversiones realizadas ascienden a 964 millones de dólares y representan cerca del 55 % del total de las inversiones realizadas por las empresas transportistas.

Según la Prospectiva 2002 de la Secretaría de Energía, cuyo horizonte es el año 2012, se supone que a partir del año 2006 se alcanzan los volúmenes de exportación autorizados por dicha Secretaría hasta la fecha, lo que da lugar al panorama de utilización y expansión que se presenta en el cuadro n° 1.1.2.

**Cuadro n° 1.1.2**  
**Prospectiva de utilización de los gasoductos de exportación de la argentina**  
**En MMm<sup>3</sup> año**

| Año                  | Norandino    | Capacidad<br>Máxima actual | % de<br>utilización | Atacama      | Capacidad<br>Máxima actual | % de<br>utilización | Gasandes     | Capacidad<br>Máxima actual | % de<br>utilización | Pacífico     | Capacidad<br>Máxima actual | % de utilización |
|----------------------|--------------|----------------------------|---------------------|--------------|----------------------------|---------------------|--------------|----------------------------|---------------------|--------------|----------------------------|------------------|
| 1997                 | 0            |                            |                     | 0            |                            |                     | 114          | 3650                       | 3%                  | 0            |                            |                  |
| 1998                 | 0            |                            |                     | 0            |                            |                     | 1176         | 3650                       | 32%                 | 0            |                            |                  |
| 1999                 | 202          | 1825                       | 11%                 | 8            | 3285                       | 0%                  | 1970         | 3650                       | 54%                 | 0            |                            |                  |
| 2000                 | 533          | 1825                       | 29%                 | 213          | 3285                       | 6%                  | 1969         | 3650                       | 54%                 | 107          | 1277.5                     | 8%               |
| 2001                 | 808          | 1825                       | 44%                 | 598          | 3285                       | 18%                 | 2023         | 3650                       | 55%                 | 191          | 1277.5                     | 15%              |
| 2002                 | 703          | 1825                       | 39%                 | 507          | 3285                       | 15%                 | 2119         | 3650                       | 58%                 | 283          | 1277.5                     | 22%              |
| 2003                 | 827          | 1825                       | 45%                 | 683          | 3285                       | 21%                 | 2467         | 3650                       | 68%                 | 566          | 1277.5                     | 44%              |
| 2004                 | 1071         | 1825                       | 59%                 | 1241         | 3285                       | 38%                 | 2740         | 3650                       | 75%                 | 679          | 1277.5                     | 53%              |
| 2005                 | 1396         | 1825                       | 76%                 | 1854         | 3285                       | 56%                 | 3167         | 3650                       | 87%                 | 1018         | 1277.5                     | 80%              |
| 2006                 | 1624         | 1825                       | 89%                 | 2281         | 3285                       | 69%                 | 3400         | 3650                       | 93%                 | 1132         | 1277.5                     | 89%              |
| 2007                 | 1624         | 1825                       | 89%                 | 2281         | 3285                       | 69%                 | 3400         | 3650                       | 93%                 | 1132         | 1277.5                     | 89%              |
| 2008                 | 1624         | 1825                       | 89%                 | 2281         | 3285                       | 69%                 | 3400         | 3650                       | 93%                 | 1132         | 1277.5                     | 89%              |
| 2009                 | 1624         | 1825                       | 89%                 | 2281         | 3285                       | 69%                 | 3400         | 3650                       | 93%                 | 1132         | 1277.5                     | 89%              |
| 2010                 | 1624         | 1825                       | 89%                 | 2281         | 3285                       | 69%                 | 3400         | 3650                       | 93%                 | 1132         | 1277.5                     | 89%              |
| 2011                 | 1624         | 1825                       | 89%                 | 2281         | 3285                       | 69%                 | 3400         | 3650                       | 93%                 | 1132         | 1277.5                     | 89%              |
| 2012                 | 1624         | 1825                       | 89%                 | 2281         | 3285                       | 69%                 | 3400         | 3650                       | 93%                 | 1132         | 1277.5                     | 89%              |
| <b>Total al 2012</b> | <b>16908</b> |                            | <b>66%</b>          | <b>21071</b> |                            | <b>46%</b>          | <b>41545</b> |                            | <b>71%</b>          | <b>10768</b> |                            | <b>65%</b>       |
| Año                  | Methanex (3) | Capacidad<br>Máxima actual | % de<br>utilización | TGM          | Capacidad<br>Máxima actual | % de<br>utilización | Petrouuguay  | Capacidad<br>Máxima actual | % de<br>utilización | Cruz del Sur | Capacidad<br>Máxima actual | % de utilización |
| 1997                 | 554          | 730                        | 76%                 | 0            |                            |                     | 0            |                            |                     | 0            |                            |                  |
| 1998                 | 740          | 730                        | 101%                | 0            |                            |                     | 2            | 26                         | 8%                  | 0            |                            |                  |
| 1999                 | 1121         | 1934.5                     | 58%                 | 0            |                            |                     | 23           | 26                         | 90%                 | 0            |                            |                  |
| 2000                 | 1593         | 1934.5                     | 82%                 | 171          | 1022                       | 17%                 | 37           | 39                         | 95%                 | 0            |                            |                  |
| 2001                 | 1521         | 1934.5                     | 79%                 | 740          | 1022                       | 72%                 | 36           | 39                         | 92%                 | 0            |                            |                  |
| 2002                 | 1725         | 1934.5                     | 89%                 | 484          | 1022                       | 47%                 | 22           | 39                         | 56%                 | 0            |                            |                  |
| 2003                 | 2467         | 1934.5                     | 128%                | 613          | 1022                       | 60%                 | 29           | 39                         | 74%                 | 111          | 2190                       | 5%               |
| 2004                 | 2868         | 1934.5                     | 148%                | 767          | 1022                       | 75%                 | 51           | 39                         | 131%                | 509          | 2190                       | 23%              |
| 2005                 | 3283         | 1934.5                     | 170%                | 920          | 1022                       | 90%                 | 66           | 39                         | 169%                | 891          | 2190                       | 41%              |
| 2006                 | 3752         | 1934.5                     | 194%                | 1022         | 1022                       | 100%                | 73           | 39                         | 187%                | 1113         | 2190                       | 51%              |
| 2007                 | 3752         | 1934.5                     | 194%                | 1022         | 1022                       | 100%                | 73           | 39                         | 187%                | 1113         | 2190                       | 51%              |
| 2008                 | 3752         | 1934.5                     | 194%                | 1022         | 1022                       | 100%                | 73           | 39                         | 187%                | 1113         | 2190                       | 51%              |
| 2009                 | 3752         | 1934.5                     | 194%                | 1022         | 1022                       | 100%                | 73           | 39                         | 187%                | 1113         | 2190                       | 51%              |
| 2010                 | 3752         | 1934.5                     | 194%                | 1022         | 1022                       | 100%                | 73           | 39                         | 187%                | 1113         | 2190                       | 51%              |
| 2011                 | 3752         | 1934.5                     | 194%                | 1022         | 1022                       | 100%                | 73           | 39                         | 187%                | 1113         | 2190                       | 51%              |
| 2012                 | 3752         | 1934.5                     | 194%                | 1022         | 1022                       | 100%                | 73           | 39                         | 187%                | 1113         | 2190                       | 51%              |
| <b>Total al 2012</b> | <b>42136</b> |                            | <b>148%</b>         | <b>10849</b> |                            | <b>82%</b>          | <b>777</b>   |                            | <b>139%</b>         | <b>9302</b>  |                            | <b>42%</b>       |

Fuente: elaboración propia con datos de Secretaría de Energía de la República Argentina, Prospectiva 2002, Buenos Aires mayo de 2003, p 95.

Una de las primeras conclusiones que permite extraer la citada información es que de cumplirse las previsiones oficiales -y con la excepción de los gasoductos más pequeños (Methanex en el sur de Chile) y el de Petrouuguay ( Paysandú Uruguay)-, no se requerirían ampliaciones de los gasoductos de exportación principales por la próxima década. Todos aparecen con capacidad ociosa, en algunos casos importante como lo es el Gasoducto Pacífico, Atacama y Cruz del Sur. En este último caso la capacidad ociosa responde deliberadamente a la previsión de una segunda etapa del gasoducto que podría llegar a Porto Alegre en el año 2008. Ello no obstante dependerá de la evolución del mercado brasileño.

Este análisis, es sin embargo, de carácter preliminar. Si la demanda de gas de los países importadores aumentara el panorama descrito podría ser modificado. En especial interesa analizar el caso de Chile debido a su alto grado de dependencia del gas exportado desde Argentina y debido a que este último país puede presentar una insuficiencia de reservas debido tanto al desarrollo de su mercado interno, como a los compromisos de exportación ya

asumidos y autorizados por la Secretaría de Energía. Para ello se analiza más adelante el tamaño del mercado potencial de gas natural en dicho país, considerando la gama de opciones que se derivan de: a) la posibilidad de sustituir los combustibles destinados actualmente a usos calóricos en los distintos sectores de consumo; b) del grado de velocidad con que se produzca dicho proceso y c) de la ampliación en estudio del gasoducto Gasandes en la parte chilena.

En el caso del gasoducto Bolivia-Brasil, el horizonte temporal para su plena utilización dependerá de la estrategia de producción de Petrobrás y del dinamismo del mercado interno. Actualmente dicho gasoducto se utiliza en un 40% aproximadamente y hacia el año 2010 podría ser alcanzado el 100%. Este punto será objeto de particular atención en las próximas tareas del estudio (Tarea 5).

En el cuadro anterior no se halla incluido el gasoducto que conecta Santa Cruz de la Sierra en Bolivia con el gasoducto del norte en Argentina. Se trata de un gasoducto que data de comienzos de la década del 70 y a través del cual la Argentina históricamente importó desde Bolivia un promedio del orden de los 6 a 7 MM m<sup>3</sup>/día. Este gasoducto (y su ampliación) puede desempeñar un papel de importancia para abastecer el mercado interno de la Argentina en caso de que no se produzcan nuevos descubrimientos de reservas de la envergadura requerida. Por otra parte, dada la actual asimetría de precios entre el gas de Argentina y el de Bolivia, habida cuenta de que las reservas son operadas por productores que se hallan en ambos países, es de prever que la estrategia sea incrementar las exportaciones desde Bolivia hacia la Argentina, en especial si ellas no se destinan a la exportación a Chile, país con el cual mantiene una vieja disputa territorial.

De hecho, la actual crisis energética de la Argentina condujo a un convenio de importación desde Bolivia por 4 MM m<sup>3</sup>/día y la construcción del nuevo gasoducto del NEA por parte de Tegas (Techint), se halla supeditada a la provisión de gas desde aquel país.

## 1.2-Las perspectivas futuras.

### *-El caso de las exportaciones a Chile*

En los gráficos N° 1.2.1 y N° 1.1.2 se presentan los resultados de la determinación del mercado potencial de gas en Chile bajo hipótesis de máxima y de mínima para un crecimiento anual acumulativo de la demanda energética total del 3% en las próximas dos décadas. Los resultados se comparan con la capacidad de transporte ya instalada, su ampliación en estudio y con las previsiones de exportación autorizadas desde Argentina en el marco del convenio firmado entre ambos países.

En el primer caso se analiza el tamaño del mercado potencial total dado por el porcentaje de penetración máximo posible en base a los consumos calóricos de cada sector de consumo, el que se aplica a la demanda energética total excluida la de energía eléctrica en cada año de la serie 2003-2023. Los ensayos se realizan suponiendo tanto el caso de la sustitución total del carbón, como su no sustitución.

En el segundo caso el mercado potencial máximo se alcanza de modo evolutivo, partiendo del grado actual de penetración y llegando a dicho máximo en el año 2023 por interpolación geométrica.

Como se puede apreciar, en el primer caso, hacia el año 2012 la demanda superaría la oferta prevista<sup>2</sup>, si no se sustituyera al carbón y si el proceso de penetración máxima potencial fuese acelerado hasta el punto de saturación potencial. Por lo tanto se trata de una hipótesis de máxima, en especial si se considera que la política de precios relativos puede no alentar con igual grado de intensidad el consumo en todos los sectores.

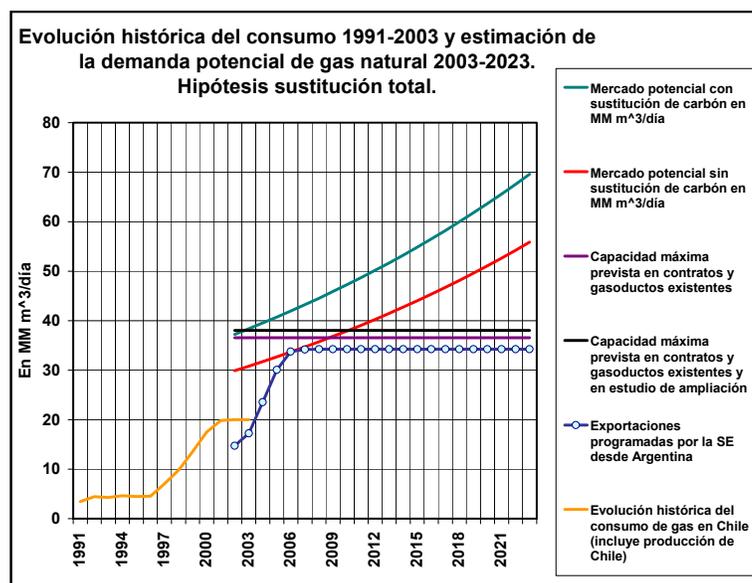
En el segundo caso, la penetración es gradual. El punto de saturación potencial para el crecimiento global supuesto se alcanza, como se dijo, en el año 2023. En tal caso las expansiones necesarias se producirían después del año 2016 si no se sustituyera al carbón y hacia el 2013 si se supone una sustitución gradual también de este combustible.

---

<sup>2</sup> Suponiendo constante la producción bruta de Chile en un orden próximo a los 6 a 7 MM m<sup>3</sup>/día.

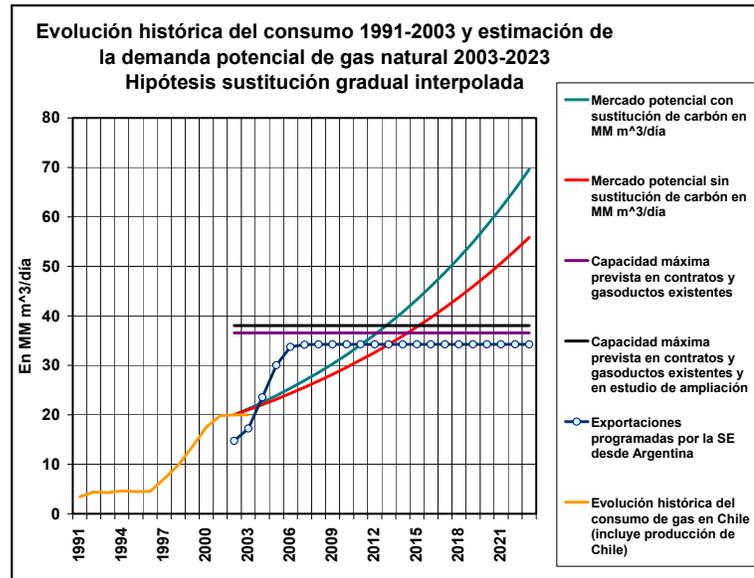
Sin embargo es obvio que este desarrollo del mercado dependerá en primer lugar de la evolución del cumplimiento de los compromisos de exportación desde Argentina, los que en principio son posibles aún sin grandes incorporaciones de reservas hasta un horizonte próximo a los años 2010-2012. Pero dado que la no incorporación de reservas pondría en peligro la continuidad del abastecimiento interno, es de prever que las restricciones a las exportaciones a Chile se efectivicen, en tanto -a pesar del acuerdo de intercambio- la legislación vigente en Argentina supedita las autorizaciones de exportación acordadas, al abastecimiento prioritario del mercado interno.

**Gráfico N° 1.2.1**  
**Hipótesis mercado potencial máximo para un crecimiento global de la**  
**demanda energética del 3% a.a.**



Fuente: estimaciones propias de FB, con datos de la CNE de Chile, serie de Balances energéticos 1991-2002 y Prospectiva 2002 de la SE, Argentina.

**Gráfico N° 1.2.2**  
**Hipótesis mercado potencial evolutivo para un crecimiento global de la**  
**demanda energética del 3% a.a.**



Fuente: estimaciones propias de FB, con datos de la CNE de Chile, serie de Balances energéticos 1991-2002 y Prospectiva 2002 de la SE, Argentina.

A modo de ejemplo se presenta en el cuadro n° 1.2.1 la evolución esperada del consumo de gas en Chile hacia el año 2011. El volumen correspondiente a 44 MM m<sup>3</sup> día se ubica dentro del rango de las estimaciones realizadas.

**Cuadro N° 1.2.1**  
**Proyecciones de consumo 2002-2011 según tipo de usuario**  
**En MM m<sup>3</sup> año**

| <i>Proyecciones</i> | <i>Residencial</i> | <i>Comercial</i> | <i>Industrial</i> | <i>Termoeléctrico</i> | <i>Petroquímica</i> | <i>Refinerías y<br/>Procesos ENAP</i> | <i>Transporte</i> | <i>Total</i> |
|---------------------|--------------------|------------------|-------------------|-----------------------|---------------------|---------------------------------------|-------------------|--------------|
| 2002                | 406.8              | 78.5             | 1044.9            | 2930.6                | 3045                | 662.5                                 | 14.9              | 8183.2       |
| 2011                | 993.9              | 169.2            | 2353.7            | 8194.9                | 3782                | 704.7                                 | 125.1             | 16323.5      |
| Tasa aa.a. En %     | 10.4%              | 8.9%             | 9.4%              | 12.1%                 | 2.4%                | 0.7%                                  | 26.7%             | 8.0%         |

Fuente: elaboración propia con datos de N. Caruso, op.cit. p80 y CNE.

*-El caso de las exportaciones a Uruguay.*

Aún cuando es muy temprano para evaluar el comportamiento futuro de este mercado, su envergadura potencial es reducida. Los volúmenes autorizados alcanzan los 3.5 MM m<sup>3</sup>/día, pero el desarrollo del mercado uruguayo será lento debido tanto a la previsible evolución de su demanda total, como a la ausencia de una política de precios que facilite su rápida penetración. A los fines de este estudio los volúmenes autorizados deberían considerarse como máximos aún si se incorporara Casablanca. En tal caso, el remanente del gasoducto Cruz del Sur se hallaría disponible para la exportación a Brasil.

*-otras exportaciones: los gasoductos en ejecución o en etapa de estudio.*

Se trata de obras identificadas en la región que podrían modificar el proceso de integración. La información se resume en el cuadro N° 1.2.3 . La eventual ampliación de Gasandes ya ha sido considerada para el caso de Chile. En el caso de Uruguay el proyecto Casablanca ampliaría la demanda, sin embargo dada la evolución actual de la demanda total no se lo ha considerado en el análisis del punto anterior por los motivos ya explicados en el punto anterior. El proyecto en construcción más importante es el gasoducto Uruguayana -Porto Alegre y la eventual ampliación del gasoducto Cruz del Sur. Ambos serán tratados dentro de los procesos de integración con Brasil en el próximo informe (Tarea 5).

### Cuadro N° 1.2.3 Gasoductos de exportación Proyectados actualmente

| País y Gasoducto | Operador                      | Situación              | Cabecera-Terminal                         | Diámetro-Longitud   | Inversión (en MM u\$s) | Capacidad en MMm <sup>3</sup> /día |
|------------------|-------------------------------|------------------------|---|---------------------|------------------------|------------------------------------|
| <b>Argentina</b> |                               |                        |   |                     |                        |                                    |
| Casablanca       | TGN                           | Proyecto               | Cto. Entrerriano/Cruce a Uruguay          | 16"/10.5            | 1                      | 2                                  |
| Gasandes         |                               | Proyecyo               | ampliación en Chile                       | extensión de 70 km. | 20                     | 1.5                                |
| TGM/TSB          |                               | En construcción        | Uruguayana-Porto Alegre                   |                     |                        | 10                                 |
| Cruz del Sur     |                               | En Estudio             | Montevideo-Porto Alegre                   |                     |                        |                                    |
| Pocitos          | Refinor                       | Proyecto               | Campo Durán -Frontera Argentino-Boliviana | 12"/21 Km.          | 3.2                    | 1.2                                |
| <b>Bolivia</b>   |                               |                        |   |                     |                        |                                    |
| Gasbol II        | Enron(Bv.)TBG( Petrobras)(Br) | Demorado(suspendido ?) | Paralelo a TBG                            |                     |                        |                                    |

Fuente: elaboración propia con datos de Secretaría de Energía de la República Argentina, Prospectiva 2002, Buenos Aires mayo de 2003, p 95.

#### *-Las importaciones desde Bolivia.*

La construcción del gasoducto Gasnea, la existencia de capacidad y posibilidad de ampliación del gasoducto del norte, el alto costo de exploración en la cuenca del noroeste, la débil actividad exploratoria en todas las restantes cuencas argentinas, la diferencia de precios entre el gas argentino y el boliviano operado parcialmente por los mismos actores y la disparidad entre el volumen de reservas probadas y la demanda total interna y externa de gas en Bolivia<sup>3</sup>, son todos factores que hacen suponer que las exportaciones desde Bolivia a la Argentina serán crecientes.

La distribución de éstas reservas por compañías titulares de las mismas, es la siguiente:

<sup>3</sup> En tal sentido tanto las dificultades respecto a la exportación a Chile, como la incertidumbre respecto a la ampliación de exportaciones a Brasil y la competencia con el gas de Camisea en Perú para proyectos de exportación de GNL, son factores que reducen la perspectiva de demanda para el gas de Bolivia.

**Cuadro N° 1.2.2**  
**Reservas Probadas y Probables de Gas Natural por Compañía Titular de las Reservas**  
**En 10<sup>^9</sup>m<sup>^3</sup>**

| Compañías                            | Reserva total | % del          |
|--------------------------------------|---------------|----------------|
| ANDINA                               | 363.5         | 24.80%         |
| TOTAL EXPLORATION PRODUCTION BOLIVIE | 205.7         | 14.00%         |
| PETROBRAS BOLIVIA SA                 | 201.8         | 13.80%         |
| MAXUS BOLIVIA INC.                   | 143.2         | 9.80%          |
| BG EXPLORATION & PRODUCTION LTD.     | 140.9         | 9.60%          |
| MOBIL BOLIVIANA DE PETROLEO INC.     | 98.9          | 6.80%          |
| ARCO DE BOLIVIA LTDA.                | 93.9          | 6.40%          |
| BGBC                                 | 92.7          | 6.30%          |
| CHACO SA                             | 60.8          | 4.20%          |
| OTROS MENORES 2 TCF                  | 564.8         | 4.30%          |
| <b>TOTAL (Probadas+Probables)</b>    | <b>1966.3</b> | <b>100.00%</b> |

Fuente: Hugo Peredo Roman, III LACGEC, Congreso Latinoamericano y del Caribe de Gas Natural y Electricidad, CBH-IAPG-CIER-SPE(Argentina-Bolivia), Bolivia, Análisis de las Reservas y Producción, 22-24 de abril de 2002.

En la actualidad participan de la actividad exploratoria empresas nacionales e internacionales en 38 contratos de riesgo compartido. Las empresas son: BG E&P Ltd.; BHP Boliviana de Petróleo Inc.; Bolipetro S.A.; Dong Won Corporation de Bolivia; Elf Petroleum de Bolivia B.V.; Empresa Petrolera Andina S.A.; Empresa Petrolera Chaco S.A.; EPEC Ventures Bolivia Corporation; Exxon Bolivia Tuichi Ltd.; Maxus Bolivia Inc.; Mobil Boliviana de Petróleos Inc.; Perez Companc (actualmente Petrobrás); Petrobrás de Bolivia S.A.; Petrolera Argentina San Jorge S.A.; Pluspetrol Bolivia Corporation; Repsol Exploración Secure S.A. Tecpetrol de Bolivia S.A.; Tesoro Bolivia Petroleum Company; Total Exploration Productive Bolivia Ltd.; Union Texas de Bolivia Ltd.; Vintage Petroleum Boliviana Ltd.

Como resultado del proceso de capitalización de YPFB inversionistas privados suscribieron doce contratos de riesgo compartido (7 con Andina S.A. y cinco con Chaco S.A.) once contratos de operación o participación fueron transformados en contratos de riesgo compartido con la nueva Ley N° 1689, siendo los operadores de estos contratos:

Maxus Bolivia Inc.; Petrobrás Bolivia; Dong Wong Co. Bolivia; Repsol; Tesoro Bolivia; Total y Vintage<sup>4</sup>.

Un estado de la distribución de las reservas probadas y probables por operador señala a la Empresa Petrolera Andina S.A.<sup>5</sup> liderando la tenencia, mientras que Petrobrás, que opera las importaciones de gas desde Bolivia a Brasil cuenta con cerca del 14% del total, casi el equivalente a sus reservas antes de la incorporación de los nuevos descubrimientos en Santos.

## **2- La prospectiva de la demanda eléctrica en Chile.**

La situación actual del mercado eléctrico chileno se caracteriza por la existencia de un parque térmico que constituye el 63% de la potencia instalada, el que contribuyó con aproximadamente el 49% de la energía generada. El restante 37% de la potencia instalada y 51% de la energía generada provienen de fuentes hidroeléctricas (cuadro n° 2.1). La generación térmica se realiza en un 38% con derivados de petróleo y gas natural. Sin embargo a lo largo de la última década los aportes del parque hidráulico en el total de la energía generada ha sido superior (66.6% en promedio). La incertidumbre acerca de la evolución futura del parque y las eventuales restricciones de oferta de gas aumentan dicha incertidumbre.

---

<sup>4</sup> Cf. W.w.w.Olade.org, Documentos e Informes/documentos/Cap. 6 pdf., Capítulo VI: el subsector de gas natural en Bolivia, tomado de la web el 10-10-2003.

<sup>5</sup> En realidad estas reservas junto a las de Maxus se hallarían bajo el dominio de Repsol-YPF.

**Cuadro N° 2.1**  
**Situación del mercado Eléctrico de Chile en el año 2002.**

| <b>BALANCE DE ENERGIA ELECTRICA</b> |                |             |              |
|-------------------------------------|----------------|-------------|--------------|
| <b>AÑO 2002</b>                     |                |             |              |
|                                     |                | Porcentajes |              |
|                                     |                | cr/ Total   | cr/ SubTotal |
| <b>POTENCIA ELECTRICA INSTALADA</b> | <b>11,146</b>  | 100%        |              |
| <b>(Miles de KW)</b>                |                |             |              |
| <b>Termoeléctrica</b>               | <b>6,989</b>   | 63%         |              |
| Autoprodutores                      | 319            |             | 5%           |
| Cogeneración                        | 288            |             | 4%           |
| Servicios Públicos                  | 6,382          |             | 91%          |
| <b>Hidroeléctrica</b>               | <b>4,157</b>   | 37%         |              |
| Autoprodutores                      | 78             |             | 2%           |
| Servicios Públicos                  | 4,079          |             | 98%          |
| <b>GENERACION DE ENERGIA (**)</b>   |                |             |              |
| <b>(Millones de KWh)</b>            | <b>45,483</b>  | 100%        |              |
| <b>Termoeléctrica</b>               | <b>22,296</b>  | 49%         |              |
| Autoprodutores                      | 779            |             | 4%           |
| Cogeneración                        | 1,431          |             | 6%           |
| Servicios Públicos                  | 20,086         |             | 90%          |
| <b>Hidroeléctrica</b>               | <b>23,187</b>  | 51%         |              |
| Autoprodutores                      | 626            |             | 3%           |
| Servicios Públicos                  | 22,561         |             | 97%          |
| <b>CONSUMO DE ENERGIA</b>           |                |             |              |
| <b>SEGUN FUENTES</b>                |                |             |              |
| <b>(Teracalorías)</b>               | <b>292,454</b> | 100%        |              |
| Electricidad (*)                    | 36,795         | 13%         |              |
| Carbón, Coke y Alquitrán            | 31,749         | 11%         |              |
| Derivados de Petróleo y de Gas Natu | 109,740        | 38%         |              |
| Gas(Natural,Corriente,Alto Horno,Me | 71,033         | 24%         |              |
| Leña y otros                        | 43,137         | 15%         |              |
| <b>CONSUMO ELECTRICO INDUSTRIAL</b> |                |             |              |
| <b>Y MINERO SEGUN ACTIVIDAD</b>     |                |             |              |
| <b>(Millones de KWh)</b>            |                | 100%        |              |
| Cemento                             | 461            |             | 2%           |
| Cobre                               | 13,589         |             | 48%          |
| Papel y Celulosa                    | 4,163          |             | 15%          |
| Petroquímica                        | 518            |             | 2%           |
| Siderurgia                          | 677            |             | 2%           |
| Azucar                              | 91             |             | 0%           |
| Hierro                              | 339            |             | 1%           |
| Pesca                               | 201            |             | 1%           |
| Salitre                             | 327            |             | 1%           |
| Industrias Varias                   | 7,138          |             | 25%          |
| Minas Varias                        | 613            |             | 2%           |
|                                     | 28,117         |             |              |
| <b>CONSUMO BRUTO DE ENERGIA</b>     |                |             |              |
| <b>ELECTRICA POR HABITANTE</b>      |                |             |              |
| <b>(KWh/Año)</b>                    | <b>3,009</b>   | 3,5%        |              |

(\*) Equivalente calórico de la electricidad : 860 Kcal/ KWh

(\*\*) Incluye Importaciones desde Argentina de 1.813 GWh

Fuente: CNE, Balance energético año 2002.

Respecto al crecimiento de la demanda eléctrica durante el período 1991-2002, la tasa fue del 8.2% para un crecimiento del PBI del orden del 5.8%. Los sectores que lideraron este crecimiento han sido en el sector industrial la industria del cobre y el sector de producción

de papel y celulosa (con tasas próximas al 10% a.a), mientras que el sector residencial, comercial y público lo hizo a una tasa próxima al 8%.

Estableciendo una correlación entre la demanda eléctrica y el PBI, y asumiendo escenarios de crecimiento del 3.5% y 4.5% a.a., se obtienen las proyecciones preliminares que se presentan en el cuadro N° 2.2).

La demanda eléctrica crecería entre el 4,2% y el 5.4% a.a. en el período 2003-2023.

El modelo utilizado es el que se especifica a continuación.

|   |             |                       |             |           |
|---|-------------|-----------------------|-------------|-----------|
| Dependent Variable: LEE                             |             |                       |             |           |
| Method: Least Squares                               |             |                       |             |           |
| Date: 07/09/04 Time: 15:09                          |             |                       |             |           |
| Sample(adjusted): 1991 2002                         |             |                       |             |           |
| Included observations: 12 after adjusting endpoints |             |                       |             |           |
| Variable  | Coefficient | Std. Error            | t-Statistic | Prob.     |
| LPBI  | 1.201521    | 0.038714              | 31.03568    | 0.0000    |
| D9902   | 0.150937    | 0.015787              | 9.560552    | 0.0000    |
| C   | -0.446511   | 0.339727              | -1.314324   | 0.2212    |
| R-squared   | 0.99677     | Mean dependent var    |             | 10.2579   |
| Adjusted R-squared                                  | 0.99606     | S.D. dependent var    |             | 0.2978    |
| S.E. of regression                                  | 0.01870     | Akaike info criterion |             | -4.9083   |
| Sum squared resid                                   | 0.00315     | Schwarz criterion     |             | -4.7871   |
| Log likelihood                                      | 32.44986    | F-statistic           |             | 1390.5400 |
| Durbin-Watson stat                                  | 1.26902     | Prob(F-statistic)     |             | 0.000     |

Fuente: estimaciones propias.

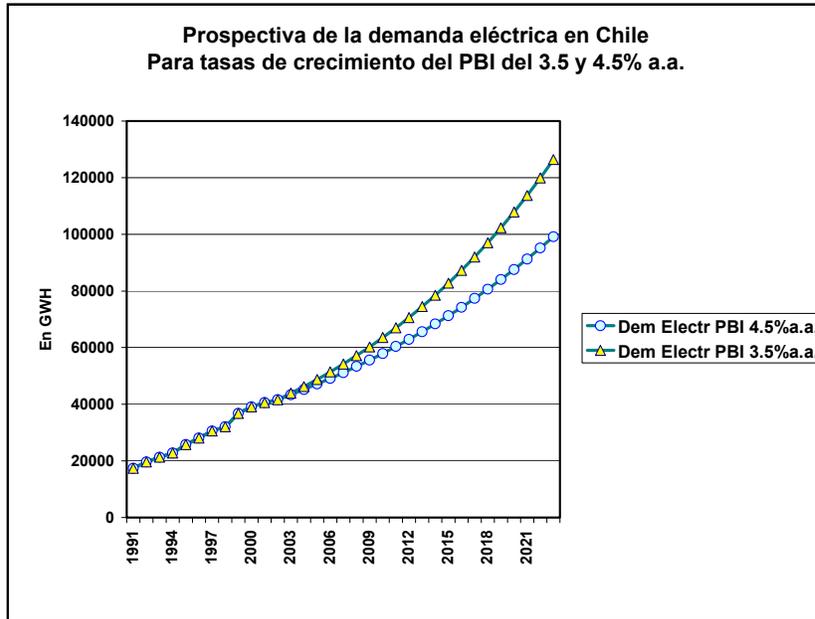
**Cuadro N° 2.2**  
**Proyecciones de la demanda eléctrica de Chile**

| Año  | Dem Electr PBI<br>4.5%a.a. | Dem Electr PBI<br>3.5%a.a. |
|------|----------------------------|----------------------------|
| 2003 | 43378                      | 43882                      |
| 2004 | 45208                      | 46265                      |
| 2005 | 47116                      | 48778                      |
| 2006 | 49104                      | 51427                      |
| 2007 | 51177                      | 54220                      |
| 2008 | 53336                      | 57165                      |
| 2009 | 55587                      | 60269                      |
| 2010 | 57933                      | 63542                      |
| 2011 | 60378                      | 66993                      |
| 2012 | 62925                      | 70632                      |
| 2013 | 65581                      | 74468                      |
| 2014 | 68348                      | 78512                      |
| 2015 | 71233                      | 82776                      |
| 2016 | 74239                      | 87272                      |
| 2017 | 77372                      | 92012                      |
| 2018 | 80637                      | 97009                      |
| 2019 | 84040                      | 102278                     |
| 2020 | 87586                      | 107833                     |
| 2021 | 91282                      | 113689                     |
| 2022 | 95134                      | 119864                     |
| 2023 | 99149                      | 126374                     |

Fuente: estimaciones propias.

El gráfico N° 2.1 muestra el empalme del crecimiento histórico registrado entre 1991 y 2003 y las proyecciones realizadas para las dos próximas décadas.

Gráfico N° 2.1



Fuente: estimaciones propias.