

**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-Poseión 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 Máxima actual	% de utilización	Atacama	Capacidad Máxima actual	% de utilización	Gasandes	Capacidad Máxima actual	% de utilización	Pacífico	Capacidad 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 Máxima actual	% de utilización	TGM	Capacidad Máxima actual	% de utilización	Petrouuguay	Capacidad Máxima actual	% de utilización	Cruz del Sur	Capacidad 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, Prospektiva 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.

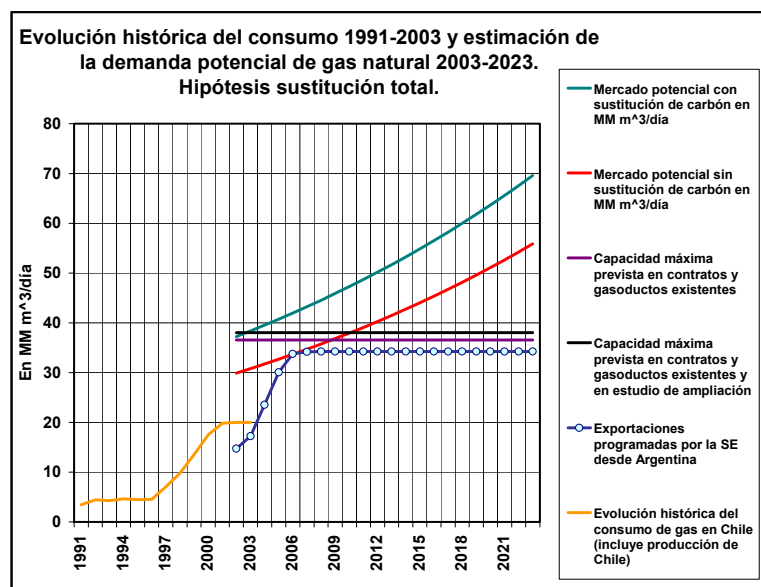
En el segundo caso, la penetración es gradual. El punto de saturación potencial para el crecimiento global supuesto se alcanza, como se dijo, en el año 2023. En tal caso las expansiones necesarias se producirían después del año 2016 si no se sustituyera al carbón y hacia el 2013 si se supone una sustitución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

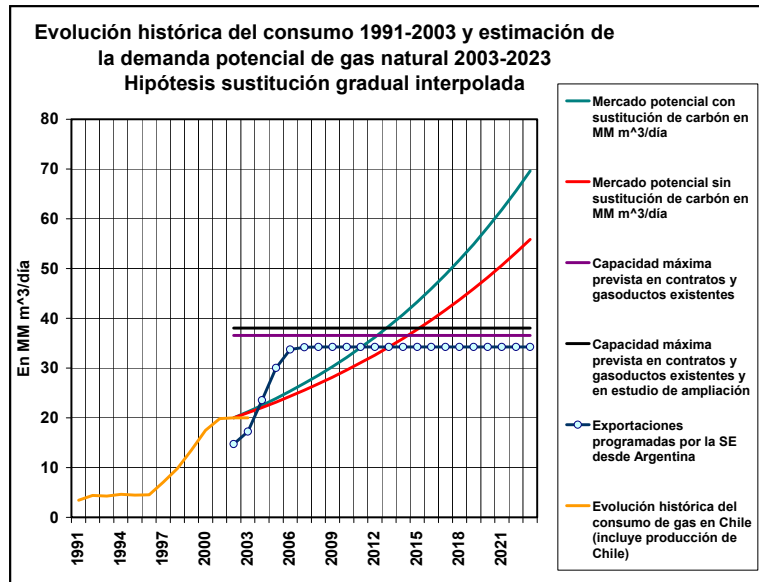
Sin embargo es obvio que este desarrollo del mercado dependerá en primer lugar de la evolución del cumplimiento de los compromisos de exportación desde Argentina, los que en principio son posibles aún sin grandes incorporaciones de reservas hasta un horizonte próximo a los años 2010-2012. Pero dado que 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 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 (enCapacidad en	
					MM u\$s)	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.

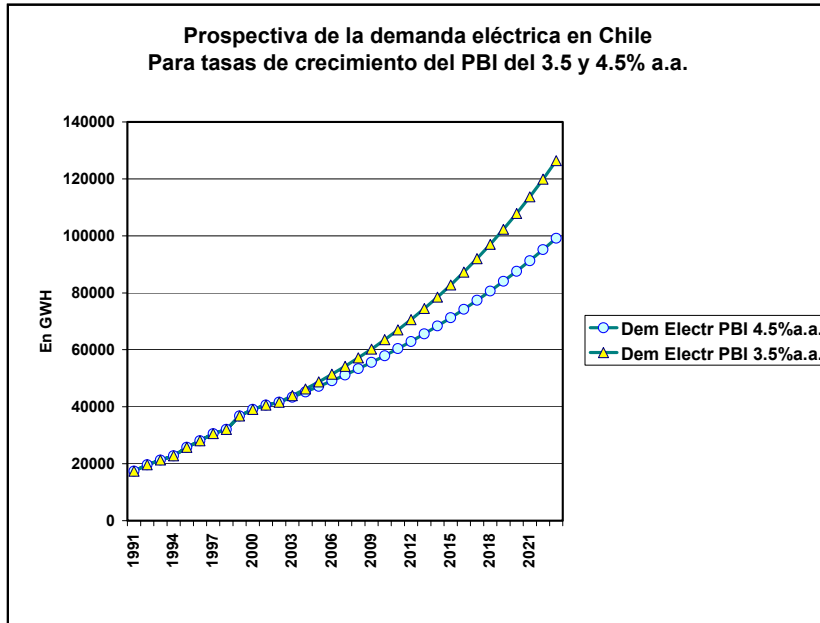
**Cuadro N° 2.2**  
**Proyecciones de la demanda eléctrica de Chile**

Año	Dem Electr PBI 4.5%a.a.	Dem Electr PBI 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.