

Estudio de Investigación “Integración Energética Argentina – Brasil”

**SEGUNDO INFORME
Equipo Argentino**

**INSTITUTO ECONOMÍA ENERGÉTICA – FB
CEARE-UBA**

Parte II

Infraestructura de integración gasífera en el Cono Sur: Situación actual y perspectivas.

Infraestructura de integración gasífera en el Cono Sur: situación actual y perspectivas.

INDICE

II.	INFRAESTRUCTURA DE INTEGRACIÓN GASÍFERA	3
II.1.	Los gasoductos de exportación existentes y la evolución reciente.	3
II.1.1-	La evolución reciente de las exportaciones por gasoducto y país de destino: utilización de la infraestructura, vendedores y convenios.....	5
II.2-	Las importaciones argentinas.	18
II.3 -	Las perspectivas de integración visualizadas sin nuevos rumbos de integración.	21

CUADROS

Cuadro N° II.1	4
Cuadro N° II.2	7
Cuadro N° II. 3	9
Cuadro N° II. 4	10
Cuadro N° II. 5	11
Cuadro N° II. 6	15
Cuadro N° II. 7	17
Cuadro N° II. 8	17
Cuadro N° II. 9	21

GRÁFICOS

Gráfico N° II.1.....	8
Gráfico N° II.2.....	24
Gráfico N° II.3.....	25
Gráfico N° II.4.....	25

MAPAS

Mapa N° II.1.....	5
-------------------	---

II. INFRAESTRUCTURA DE INTEGRACIÓN GASÍFERA

Este punto corresponde a la Tarea 3 de los TDR en lo atinente al análisis de la integración gasífera entre Argentina y sus países vecinos. En la primera parte se identifican los gasoductos de exportación existentes, los convenios de intercambio vigentes y la evolución de la demanda y del factor de utilización de dichos gasoductos.

En la segunda parte se analizan las perspectivas futuras en especial desde el punto de vista de la demanda previsible en los países vecinos, el análisis de la oferta interna en cada uno de ellos y las políticas energéticas que se vislumbran con respecto a la profundización de los procesos de integración en la sub región.

II.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 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 sistema¹.

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° II.1.

¹ 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° II.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 MMm³/día	Exportación actual MMm³/día	% de Utilización
Argentina								
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%
Total Argentina					964	42.6	17.0	40.0%
Bolivia								
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%
Total Bolivia					2600*	35.6	14.5	40.7%

* Datos estimados

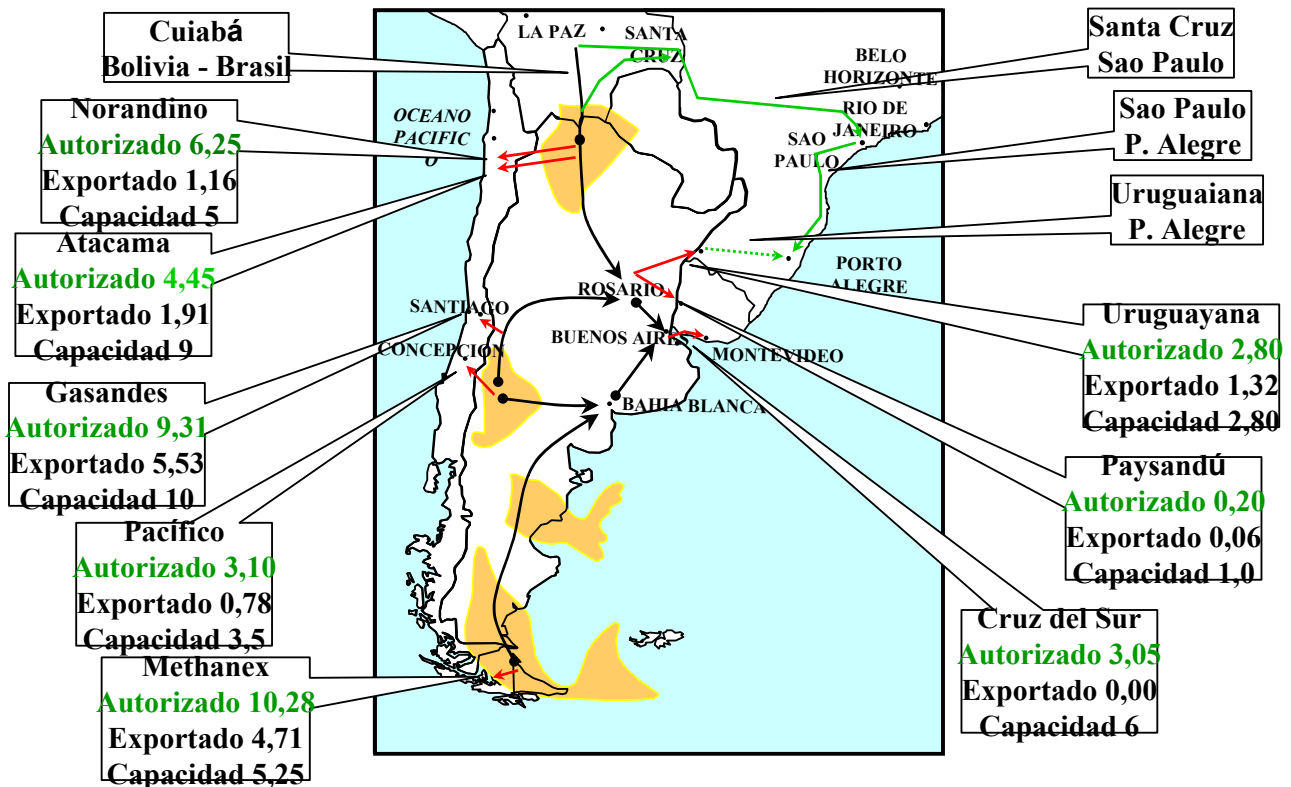
** Entregas a TGM

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 MMm³/día. En actualidad exporta 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.

La representación espacial se puede observar en el mapa N° II.1.

Mapa N° II.1.
Gasoductos de exportación situación año 2002.
En MMm³/día



Fuente: Elaboración propia del proyecto con información del Enargas y de la Secretaría de Energía.

II.1.1-La evolución reciente de las exportaciones por gasoducto y país de destino: utilización de la infraestructura, vendedores y convenios.

-Las exportaciones a Chile

Los gasoductos de exportación a Chile representan el 77% de la capacidad actual de los gasoductos de exportación desde Argentina a países vecinos. Esta proporción es del 100% para gasoductos de exportación directa y del 60.5% para los gasoductos conectados al sistema de transporte, en ambos casos de TGN.

El grado de evolución real de la demanda ha sido muy dispar. En el caso de los gasoductos de exportación directa al norte y centro de Chile se han registrado los coeficientes más bajos de utilización, mientras que los de la región Austral se hallan al borde de la saturación. En el caso de los gasoductos conectados al sistema de transporte, la evolución

es más satisfactoria especialmente en el caso de las exportaciones a la región central a través de Gasandes.

Un resumen de la evolución reciente, la comparación con la capacidad de diseño de los gasoductos y el porcentaje de demanda registrado respecto a los volúmenes convenidos se presentan en el cuadro N° II.2.

Cuadro N° II.2
Evolución de las exportaciones a Chile 1996-2004 y comparación respecto a la capacidad de diseño y volúmenes acordados.

Año	Conectado al sistema de transporte (en Mmm ³ /año)			Directamente de productores (en Mmm ³ /año)						Total
	Gas Andes (TGN)	Norandino (TGN)	sub-total	Metanex PA	Metanex YPF	Metanex SIP	Atacama	Pacifico	sub-total	A Chile
1996				2.1	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	2.1
1997	127	0	127	552.9	0.0	0.0	0.0	0.0	552.9	680.1
1998	1239	0	1239	1868.2	0.0	0.0	0.0	0.0	1868.2	3106.8
1999	2008	1	2010	696.6	591.9	284.6	539.7	105.2	2218.0	4227.6
2000	1965	208	2173	600.7	600.6	322.9	787.7	197.2	2509.1	4682.3
2001	2011	597	2607	699.6	616.5	402.1	695.4	284.3	2698.0	5305.4
2002	2095	521	2616	727.5	607.6	440.9	680.5	297.2	2753.7	5369.4
2003	2479	832	3310	661.1	586.3	529.1	855.1	343.4	2975.1	6285.2
2004*	2740	1071	3811	768.6	681.7	615.0	1241	679	3985.3	7796.3
Capacidad de diseño (MMm ³ /día)	10.0	5.0	15.0	2.0	2.0	1.3	9.0	3.5	17.8	32.8
Capacidad media utilizada 2003 (MMm ³ /día)	6.8	2.3	9.1	1.8	1.6	1.4	2.3	0.9	8.2	17.2
Capacidad máxima utilizada hasta 2004 (MMm ³ /día)	8.9	2.8	11.7	2.7	2.0	1.9	3.6	1.3	10.7	22.4
% de utilización registrado (medio)	68%	46%	60%	91%	80%	111%	26%	27%	46%	52%
% de utilización registrado (máximo hasta 2004)	89%	55%	78%	135%	100%	146%	40%	37%	60%	68%
Volumen anual convenido y previsto (en millones de m ³ /año)	3400	1624	5024	3752			2281	1132	7165	12189
% alcanzado en 2003	73%	51%	66%	47%			37%	30%	42%	52%

Fuente: elaboración propia con datos de ENARGAS; Secretaría de Energía de la República Argentina, Prospectiva 2002, Buenos Aires mayo de 2003, p 95 y N. Caruso, op. cit. P.66-87.

*los datos de 2004 son estimados en base a la Prospectiva de la SE.

Sin embargo cuando se analizan los factores de carga sobre la base de datos mensuales las conclusiones se modifican parcialmente en particular en el caso del gasoducto Gasandes del sistema TGN, que abastece a Santiago de Chile.

Cuadro N° II.3
Exportaciones a Chile por cuenca y volúmenes autorizados.

Cuenca	Exportaciones a Chile			
	Noroeste	Neuquina	Austral	Total
Exportado hasta 2003	5717	13150	10791	29659
Proyectado hasta 2012	38614	52478	43206	134299
Proyectado hasta 2023	81569	102330	84478	268378
Autorizaciones totales por cuenca Prospectiva 1997/8	61609	104225	35405	201239
Autorizaciones totales por cuenca Prospectiva 2000	322660	111685	35405	469750
% proyecciones 2023 respecto a autorizaciones Prospectiva 1999.	132%	98%	239%	133%
% proyecciones 2023 respecto a autorizaciones Prospectiva 1997/8.	25%	92%	239%	57%

Fuente: estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía, Prospectiva años 1997 a 2002.

Como se puede apreciar los volúmenes comprometidos hasta el año 2023 (bajo el supuesto de continuidad de las exportaciones a Chile previstas hasta el año 2012) con respecto a las autorizaciones de la SE totales para cada cuenca, representan casi el 100% para las provenientes de la cuenca neuquina y superan en 32 y 139% a las provenientes de las cuencas noroeste y austral respectivamente. En el caso de las autorizaciones para las exportaciones de la cuenca del noroeste se presenta una fuerte discrepancia entre los datos de la prospectiva de los años 1997 y 1998 respecto a la del año 1999, sin quedar en claro cuál es la cifra final autorizada dado que ella resulta de la sumatoria de diversas solicitudes de autorización de exportación realizadas por los productores en diversas fechas. De todos modos es interesante ver que las exportaciones a Chile implican la casi totalidad de lo autorizado en el caso de la cuenca neuquina. Dado que esta cuenca abastece al mercado interno en alrededor de un 60% y que además provee el fluido para los restantes gasoductos de exportación, sus reservas probadas se hallan seriamente comprometidas.

La reciente crisis energética producida en abril de 2004 mostró aún de forma atenuada la fragilidad del esquema exportador basado en gas nacional y en la ausencia de una política exploratoria acorde a los compromisos asumidos. Si bien los contratos de abastecimiento son privados, existen por una parte acuerdos binacionales firmados por el Estado argentino, pero por otra la normativa legal vigente establece con suma claridad que las autorizaciones de exportación se hallan sujetas a la prioridad de abastecimiento del mercado interno.

- *Los contratos de exportación.*

Los contratos de exportación son confidenciales razón por la cual no es posible conocer sus condiciones particulares. Sin embargo es posible conocer quiénes son los actores exportadores y su relevancia en cada mercado.

La importancia relativa de cada vendedor de gas de exportación a Chile y la proporción entre los volúmenes vendidos y los máximos autorizados figuran en el cuadro N° II. 4.

Los volúmenes por sistema de transporte y vendedor correspondientes al año 2003 se presentan en el cuadro N° II.5.

Cuadro N° II.4
Ventas máximas autorizadas por productor y ventas realizadas en promedio durante el año 2003.

Vendedor	Máximo autorizado en MMm ³ /día	Ventas promedio diario 2003 (MMm ³ /día)	Máximo autorizado en MMm ³ /día	Ventas promedio diario 2003 (MMm ³ /día)	Efectivo/máximo autorizado
Repsol-YPF	12.78	6.29	42%	37%	49%
Mobil Exploration & Development Argentina	2.94	1.53	10%	9%	52%
Pan American Energy	2.36	1.58	8%	9%	67%
Pluspetrol Energy	2.12	1.00	7%	6%	47%
Wintershall Energía	2.08	1.19	7%	7%	57%
Total Austral	1.77	1.17	6%	7%	66%
Tecpetrol	1.67	0.41	5%	2%	24%
Sipetrol	1.58	1.45	5%	8%	92%
Pecom Energía	1.20	0.89	4%	5%	74%
Petrolera Santa Fé	0.50	0.44	2%	3%	88%
Pionner Natural Resources	0.48	0.43	2%	3%	90%
CGC	0.45	0.16	1%	1%	37%
Canadian Hunter	0.39	0.35	1%	2%	88%
Atalaya Energy	0.25	0.22	1%	1%	88%
Total a Chile	30.57	17.10	100%	100%	56%

Fuente: estimaciones propias.

Los datos permiten apreciar la elevada concentración del mercado. Repsol-YPF ocupa la posición dominante con el 42 % del total máximo autorizado. Cuatro actores dan cuenta del 67% de los caudales máximos autorizados y del 61% de las ventas realizadas en el año 2003, siendo 14 el total de vendedores. Sin embargo el grado de concentración es ligeramente superior cuando se excluyen las exportaciones desde la cuenca austral. En este caso Repsol-YPF participa con el 45% del gas exportado desde la cuenca neuquina hacia el centro de Chile sobre un total de 9 actores y del 43% del volumen máximo autorizado desde la cuenca del noroeste donde participan tan solo 6 actores.

Cuadro N° II.5

Exportaciones por cuenca, sistema de transporte y vendedor. Año 2003. Fuente: estimaciones propias.

Cuenca	Gasoducto	Norma	Vendedor	2002 (MMm ³ /día)	2003 (MMm ³ /día)
Austral	Bandurrias	584_1995	Pan American Energy	0.48	0.43
			Pionner Natural Resources	0.48	0.43
			YPF	1.05	0.80
	El Condor-Posesión	144_1997	Pecom Energía	1.20	0.89
			YPF	0.80	0.87
	Pta. Dungenes	144_1997	Sipetrol	0.75	0.66
		449_1999	Sipetrol	0.13	0.09
		86_2002	Sipetrol	0.40	0.70
	Cruz del sur	43_2002	Pan American Energy	0.21	0.01
			Wintershall Energía	0.31	0.01
Bateria de Recepción	978_2003	Sipetrol	0.30	-	
	103_2004	YPF	0.30	-	
Subtotal CA				6.40	4.88
Neuquina	Gas Andes	200_1997	Pan American Energy	0.46	0.52
			Total Austral	0.69	0.77
			Wintershall Energía	0.69	0.77
		140_1996	Atalaya Energy	0.25	0.22
			Canadian Hunter	0.39	0.35
			CGC	0.09	0.08
			Mobil Exploration & Development	1.27	1.13
		142_1998	YPF	1.80	1.24
		353_1999	Pan American Energy	0.30	0.26
			Total Austral	0.45	0.39
			Wintershall Energía	0.45	0.38
		411_1999	YPF	0.30	0.26
		3_2002	Pan American Energy	0.41	0.01
	Total Austral		0.62	0.02	
	Wintershall Energía		0.62	0.02	
	123_2003	YPF	0.75	0.02	
	Pacífico	35_2000	YPF	3.10	0.93
Subtotal CNQ				13.17	7.78
Noroeste	Atacama	169_1997	Pluspetrol Energy	2.12	1.00
			YPF (ex-Astra)	0.53	0.28
		629_1999	YPF	0.90	0.41
		168_2000	YPF	0.90	0.49
	Norandino	296_1998	CGC	0.36	0.09
			Mobil Argentina	1.67	0.41
			Tecpetrol	1.67	0.41
		565_1999	YPF	0.60	0.47
		576_1999	YPF	1.75	0.53
		346_2001	Pan American Energy	0.20	0.20
122_2003	Pan American Energy	0.30	0.16		
Subtotal CNO				11.00	4.44
Total general				30.57	17.10

- *Los convenios de exportación..*

El 2 de agosto de 1991, en el marco de la ALADI², Argentina y Chile firmaron el “*Acuerdo de Complementación Económica N° 16*” (ACE 16) con el objeto de: “*c) Estimular la integración física entre ambos países ...; d) Facilitar el desarrollo de proyectos de interés común en el ámbito de la industria, la infraestructura, la energía...*”.

En el Protocolo Sustitutivo del Protocolo N° 2 del ACE 16 (finalmente denominado Protocolo Adicional N°15)³ se acordaron las “*Normas que regulan la interconexión gasífera y el suministro de gas natural entre la República Argentina y la República de Chile*”:

- Las partes se comprometieron a fomentar un régimen jurídico que permita la libre comercialización, exportación, importación y transporte de gas natural entre Argentina y Chile, eliminando las restricciones legales y otorgando las correspondientes licencias y autorizaciones de exportación, construcción de instalaciones y transporte de gas.⁴
- Se reconoce el principio por el cual los permisos de exportación se otorgarán en la medida en que no se comprometa el abastecimiento interno.⁵ Se reconoce que el marco normativo aplicable a la compraventa, exportación, importación y transporte de gas está constituido por la legislación de cada país y el Protocolo.⁶
- En casos de fuerza mayor o caso fortuito, que afecten temporalmente elementos de infraestructura que sean comunes a la exportación y al consumo interno, las

² Asociación Latinoamericana de Integración, creada por el Tratado de Montevideo de 1980. Por Resolución N° 2 del 12 de agosto de 1980 el Consejo de Ministros de Relaciones Exteriores de ALADI previó la celebración de acuerdos de alcance parcial entre los países signatarios.

³ El 27 de noviembre de 1995 las Partes otorgaron el “Protocolo sustitutivo del Protocolo N° 2 del ACE 16”, que finalmente quedó identificado como “Protocolo Adicional N°15”.

⁴ Artículos 1, 3 y 4 Protocolo Adicional N° 15.

⁵ Art. 2: “Las Partes no pondrán restricciones a que los productores y otros disponentes de gas natural de la República Argentina y de la República de Chile exporten gas natural al país vecino, sobre la base de sus reservas y sus disponibilidades debidamente certificadas; que a tal fin comprometen los exportadores e importadores. Tal antecedente permitirá a la Secretaría de Energía de la República Argentina, en nombre del Poder Ejecutivo, y al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de la República de Chile, en nombre del Poder Ejecutivo, según corresponda, considerar las solicitudes a fin de otorgar los respectivos permisos de exportación de gas natural en la medida que no se comprometa el abastecimiento interno al momento del otorgamiento, si la legislación de las Partes así lo requiere”.

⁶ Art. 6: “El marco normativo aplicable a la compraventa, exportación, importación y transporte de gas lo constituye la respectiva legislación de cada Estado y lo convenido en este instrumento. La operación del o los gasoductos se regirá por el sistema de acceso abierto. Los vendedores, compradores y transportistas de gas deberán observar la legislación impositiva y aduanera aplicable a cada jurisdicción”.

⁷ idem anterior

partes procederán de acuerdo con el principio de no discriminación respecto de los consumidores afectados, cualquiera sea su ubicación geográfica.⁸

- Para la resolución de controversias referidas a la interpretación y aplicación del Protocolo, las Partes negociarán en forma directa a través de la Secretaría de Energía de la Argentina y la Comisión Nacional de Energía de Chile. Si no se alcanza una solución dentro de los 15 días, cualquiera de las partes puede recurrir al procedimiento arbitral previsto en el Segundo Protocolo Adicional al ACE 16.⁹

El 29 de octubre de 2002 Argentina y Chile firmaron el Protocolo Adicional N° 26 al ACE 16 sobre “*Información de los mercados de petróleo y gas, y decisiones de la autoridad con relación al intercambio energético entre las Repúblicas de Chile y Argentina*”. Los países se comprometieron a mantenerse recíprocamente informados sobre las autorizaciones de exportación, importación y tránsito de petróleo y de gas natural, así como de sus modificaciones y cancelaciones.¹⁰ Se prevé el intercambio de información sobre los regímenes regulatorios del mercado de hidrocarburos, en la medida en que las decisiones involucren cuestiones de intercambio, tránsito o interconexión energética que afecten a ambos países.¹¹

En el marco de estos acuerdos se hicieron importantes inversiones en los sistemas de gas argentinos y chilenos. Se instalaron cerca de 3.500 kilómetros de cañería y se invirtieron casi 2 MM US\$ en interconexiones. Sin embargo, la integración ha sido preponderantemente física, con una alta vulnerabilidad desde el punto de vista de la integración gubernamental y regulatoria.

En ocasión de la crisis energética de principios de 2004 el gobierno argentino dispuso restricciones a las exportaciones de gas natural. En el caso de Chile el racionamiento

⁸ Art. 7 Protocolo Adicional N°15. En la reunión de noviembre de 2003 de la Comisión Binacional de Integración de Mercados Energéticos se resolvió la formación de un Grupo de Trabajo para la instrumentación de los criterios de no discriminación establecidos en el art. 7. No se había avanzado en dicha instrumentación cuando el gobierno argentino resolvió restringir las exportaciones de gas argentino a Chile como consecuencia de la crisis energética de 2004.

⁹ Art. 11 Protocolo Adicional N°15 y Protocolo Adicional N°2 al ACE 16. Si no se alcanza un acuerdo mediante negociaciones directas, las Partes pueden someter la controversia a la resolución del Consejo de Complementación Económica, integrado por expertos de ambos países. Dentro de los 60 días el Consejo propondrá soluciones a las Partes. Si aún se mantuviere la controversia, las Partes podrán recurrir a un Tribunal Arbitral que se integrará con un árbitro designado por cada Parte y el tercero de común acuerdo entre ellos. El Tribunal Arbitral resolverá dentro de los 30 días desde la última designación, prorrogables por igual término, y sus decisiones serán inapelables.

¹⁰ Art. 4 del Protocolo Adicional N°26.

comenzó con 3,5 millones de metros cúbicos diarios y llegó casi a 8 millones, afectando a las generadoras de energía y a las industrias chilenas.

El gobierno chileno consideró que Argentina había incumplido los acuerdos vigentes, en tanto los cortes a las exportaciones implicaban una discriminación entre consumidores chilenos y argentinos, y se impedía el cumplimiento de contratos de exportación previamente autorizados mediante el correspondiente acto administrativo. El gobierno argentino justificó la legalidad de los cortes en la prioridad de asegurar el abastecimiento interno, conforme a las normas argentinas cuya vigencia fue expresamente dejada a salvo en los acuerdos bilaterales. El gobierno argentino responsabilizó a los productores privados que no habían tomado previsiones suficientes para atender simultáneamente el mercado interno y sus compromisos de exportación. Sin perjuicio de la solución jurídica que resulte aplicable, quedó en evidencia la vulnerabilidad de los compromisos de integración alcanzados hasta el presente.

-Las Exportaciones a Brasil.

En la actualidad la Argentina exporta gas a Brasil a través del sistema de TGN Uruguayana- Aldea Brasileira, cuya capacidad es de 2.8 MMm³/día. En el año 2003 el volumen exportado fue de 2.1 MMm³/día, es decir equivalente al 75% de la capacidad.

Si bien están previstas ampliaciones hasta Porto Alegre y la construcción de un tramo adicional del gasoducto Cruz del Sur que llega actualmente a Montevideo, ambos se dirigen al mismo punto en el sur de Brasil donde también llega un tramo desde el gasoducto que abastece a San Pablo con gas procedente de Bolivia.

¹¹ Art. 6 del Protocolo Adicional N°26.

Cuadro N°II.6
Volúmenes exportados a Brasil.
En millones de m³

Año	Uruguayana	Uruguayana Porto Alegre	Cruz del Sur	Total a Brasil
	TGN			
1997	0			0
1998	0			0
1999	0			0
2000	164			164
2001	742			742
2002	550			550
2003	519			519
2004*	767			767

Fuente: elaboración propia con datos de ENARGAS.

*los datos de 2004 son estimados en base a la Prospectiva de la SE.

El permiso de exportación otorgado a YPF fija en 2.8 MMm³/día el volumen máximo autorizado.

-Convenios de exportación

En diciembre de 1990 Argentina y Brasil suscribieron el “Acuerdo de Complementación Económica N°14” (ACE 14) en el marco de la ALADI, con el objetivo de crear las condiciones necesarias para el establecimiento de un mercado común. En sus Protocolos el ACE 14 reunió los acuerdos comerciales firmados desde 1986 para la integración económica binacional. No hay normas específicas sobre integración gasífera.

El ACE 14 es un antecedente del Tratado de Asunción, que en marzo de 1991 creó el MERCOSUR, cuyo Consejo aprobó en diciembre de 1999 un “*Memorandum de entendimiento relativo a los intercambios gasíferos e integración gasífera*” entre Brasil, Argentina, Uruguay y Paraguay.

El 9 de abril de 1996 Argentina y Brasil acordaron un “*Protocolo de Entendimiento sobre Integración en Materia Energética*”, que promueve la complementación de los sectores eléctrico y de gas. Respecto del gas, ambos gobiernos se comprometen a:

- En el marco normativo de cada país, establecer condiciones que permitan transacciones de energía eléctrica y de gas libremente contratadas entre empresas de los dos países, atendiendo al principio de simetría de tratamiento y evitando prácticas discriminatorias. Se hace hincapié en que el

marco normativo aplicable a la importación, exportación y transporte de electricidad y gas será el de la respectiva legislación de cada país.

- Profundizar los estudios vinculados a la inserción del gas natural argentino en la matriz energética brasileña, en particular en el Estado de Río Grande do Sul.
- Fomentar las medidas necesarias para la adecuación de los sistemas tarifarios y restricciones no tarifarias.
- Permitir que exportadores e importadores acuerden precios de los energéticos que reflejen costos económicos eficientes, servicios asociados, volúmenes involucrados y garantías necesarias.

El 13 de abril de 2000 la Agencia Nacional del Petróleo (ANP) de Brasil firmó con la Secretaría de Energía y el ENARGAS un acuerdo de cooperación por 10 años para el intercambio de información sobre experiencia regulatoria, intercambio de personal y equipamientos, y para la realización de estudios o proyectos conjuntos que faciliten el planeamiento estratégico, el desenvolvimiento de la regulación y la promoción de oportunidades de comercio internacional para Brasil y Argentina.

En septiembre de 2001 la ANP firmó un acuerdo similar con la Superintendencia de Hidrocarburos (SIRESE) de Bolivia y en septiembre de 2002 con la Comisión Nacional de Energía (CNE) de Chile.

- *Las exportaciones a Uruguay.*

En el cuadro N° II.7 se presentan los volúmenes exportados a Uruguay. Es llamativo el bajo grado de utilización del gasoducto Petrouuguay, el cual tras casi cinco años de operación no ha superado el 10%. En el caso del gasoducto Cruz del sur de reciente inauguración el exceso obedece en parte a que su diseño se realizó previendo exportaciones a Porto Alegre.

En cuanto a los contratos se observa la presencia de Petrouuguay, Wintershall Energía y Pan American Energy, también con autorizaciones muy inferiores a las capacidades nominales y con ventas efectivas por debajo de las máximas autorizadas. Ambos hechos revelan las indefiniciones acerca de la política de penetración del gas natural en el Uruguay. (ver cuadro N° II.8)

Cuadro N° II.7
Volúmenes exportados a Uruguay y comparación con la capacidad de los gasoductos de exportación
En millones de m³/día

Año	Petrouuguay (TGN)	Capacidad	% de utilización	Cruz del Sur (TGS)	Capacidad	% de utilización	Total Uruguay	Capacidad	% de utilización
1997									
1998	0.01	1.00	1%				0.006	1.00	1%
1999	0.06	1.00	6%				0.063	1.00	6%
2000	0.10	1.00	10%				0.103	1.00	10%
2001	0.09	1.00	9%				0.094	1.00	9%
2002	0.06	1.00	6%				0.057	1.00	6%
2003	0.08	1.00	8%	0.10	6	2%	0.187	7.00	3%
2004*	0.14	1.00	14%	1.39	6	23%	1.534	7.00	22%

Fuente: elaboración propia con datos de ENARGAS; Secretaría de Energía de la República Argentina, Prospectiva 2002, Buenos Aires mayo de 2003, p 95 y N. Caruso , op. cit. P.66-87.

*los datos de 2004 son estimados en base a la Prospectiva de la SE.

Cuadro N° II.8
Volúmenes máximos autorizados y exportaciones efectivas durante el año 2003.

Sistema de transporte	Norma	Vendedor	Máximo autorizado en MMm ³ /día	Ventas promedio diario 2003 (MMm ³ /día)	Efectivo/máximo autorizado
Paysandú	447_1998	Petrouuguay	0.12	0.07	60%
Cruz del sur	447_1998	Petrouuguay	0.08	0.05	64%
	43_2002	Pan American Energy	0.31	0.01	4%
		Wintershall Energía	0.47	0.02	4%

Fuente: estimaciones propias.

-Los convenios de exportación

Las exportaciones de gas argentino al Uruguay se rigen por el “*Acuerdo de abastecimiento de gas natural argentino a la República Oriental del Uruguay*” celebrado el 8 de julio de 1991 y el “*Acuerdo Complementario*” del 20 de septiembre de 1996.

En el Acuerdo de 1991¹² el gobierno argentino garantizó que no habría ningún tipo de limitaciones a las exportaciones de gas natural al Uruguay y que otorgaría un tratamiento

¹² El 31 de enero de 1992 este Acuerdo fue formalizado en el marco de la ALADI como “Acuerdo de Alcance Parcial de Promoción de Comercio – Suministro de Gas Natural” (AAP-PC N°1).

igualitario a los consumidores uruguayos, con respecto a posibles restricciones estrictamente técnicas o de infraestructura de transporte.¹³

El Acuerdo Complementario de 1996 establece precisiones que se ajustan a los lineamientos de los acuerdos de integración gasífera entre Argentina y Chile:

- Las partes promoverán un régimen jurídico que permita la libre comercialización, exportación, importación y transporte de gas natural entre Argentina y Uruguay.¹⁴
- Las exportaciones quedan sujetas al nivel de reservas y disponibilidades, y a la legislación interna de cada país.¹⁵
- Se garantiza a todo interesado el acceso a las instalaciones de transporte, almacenamiento y demás infraestructura, en condiciones de igualdad, sin discriminaciones de ningún tipo por actividad, persona, nacionalidad y el destino (interno o externo) que tenga el gas natural.¹⁶
- En casos de fuerza mayor o caso fortuito que afecten temporalmente elementos de infraestructura que sean comunes a la exportación y al consumo interno, las partes no discriminarán a los consumidores afectados, cualquiera sea su ubicación geográfica, manteniendo la proporcionalidad existente en situaciones normales.¹⁷
- El gobierno uruguayo otorgará concesiones de explotación y almacenamiento subterráneo de gas natural para la utilización por ambos países, en las mismas condiciones que para la construcción y operación de gasoductos.¹⁸

II.2- Las importaciones argentinas.

El art. 3 de la Ley 24.076 autoriza las importaciones de gas natural sin aprobación previa del Poder Ejecutivo.

¹³ Artículos 2 y 3 del Acuerdo de abastecimiento de gas natural argentino a la República Oriental del Uruguay del 8 de julio de 1991

¹⁴ Art. 1 del Acuerdo Complementario de 1996.

¹⁵ Artículos 2 y 4 del Acuerdo Complementario de 1996.

¹⁶ Art. 3 inc. b) del Acuerdo Complementario de 1996.

¹⁷ Art. 3 inc. c) del Acuerdo Complementario de 1996.

¹⁸ Art. 5 del Acuerdo Complementario de 1996.

Argentina ha sido un importador de gas boliviano desde el año 1972. Sin embargo dicha integración tuvo un carácter geopolítico más que económico en sus comienzos. Con la desregulación de la industria del petróleo y del gas ocurridas entre 1989 y 1992, las importaciones desde Bolivia fueron parcialmente interrumpidas. Sólo con la crisis del año 2004, se han reanudado bajo el criterio de garantía de abastecimiento ante la falta de capacidad efectiva de entrega por parte de los productores locales.

En diciembre de 1989 Argentina y Bolivia suscribieron un Acuerdo de Complementación Económica y un Protocolo Energético, que prescribía el aprovechamiento conjunto de los recursos; en particular, se preveía la importación de gas natural boliviano por un plazo de diez años a partir de la finalización del contrato vigente (1992), con el propósito de industrializarlo o comercializarlo en el mercado argentino o en terceros mercados.

El 16 de febrero de 1998 los gobiernos celebraron un “*Acuerdo de Alcance Parcial de Promoción del Comercio sobre Integración Energética entre Argentina y Bolivia*” identificado como APM N°10 en el marco de la ALADI. Los compromisos asumidos fueron, entre otros:

- Mantener o establecer las normas internas necesarias para permitir el intercambio comercial y transporte energético entre ambos países. No establecer restricciones a la exportación e importación de hidrocarburos y sus derivados, y de energía eléctrica.
- Favorecer la inversión privada en el sector.
- Respetar el principio de acceso abierto a la capacidad remanente de las instalaciones de transporte energético.
- Proceder de acuerdo con el principio de no discriminación respecto de la demanda de los consumidores de ambos países, sin imponer restricciones al cumplimiento físico de los contratos, distintas de las establecidas en la legislación interna.
- Promover la transparencia y competitividad de los mercados.
- Instrumentar un adecuado sistema de información para asegurar los fines del acuerdo.
- Las divergencias serán resueltas mediante negociaciones directas entre las partes.

La importación de gas de Bolivia se había iniciado en 1972 con un volumen de 4,2 MMm³/día, que en 1979 se incrementó hasta 6 MMm³/día. El abastecimiento se realizó durante 27 años hasta que en septiembre de 1999 Argentina sustituyó las importaciones con producción local.¹⁹ Sin embargo los volúmenes importados desde 1991 en adelante fueron muy inferiores, nulos o marginales.

Como consecuencia de la crisis energética de 2004, Argentina volvió a importar transitoriamente gas de Bolivia. Mediante la “Declaración de Buenos Aires”, el 21 de abril de 2004 los presidentes de Argentina y Bolivia refrendaron el “*Convenio Temporario de Venta de Gas Natural entre la República de Bolivia y la República Argentina*” bajo las siguientes condiciones generales:

- El volumen máximo inicial de exportación de gas natural será de hasta 4MMm³/d.
- El plazo de vigencia de los contratos de compraventa de gas natural a ser suscriptos en el marco del Convenio será de 6 meses, renovables o ampliados de acuerdo con los resultados del Referéndum vinculante que tendrá lugar en Bolivia.
- Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) participará como agente del Estado Boliviano para llevar a cabo lo acordado, actuando como agregador y vendedor de los volúmenes de exportación a la Argentina.
- El precio base es de 1 US\$/MMBTU en boca de pozo. Se estableció un descuento de US\$ 0,02/MMBTU por solidaridad. Sin embargo, cuando el poder calorífico exceda el valor boca de pozo establecido (9200 Kcal/m³), el precio del excedente se calculará en base al costo de oportunidad de los líquidos asociados, lo que implica un precio del orden de 1,40 US\$/MMBTU.
- El gobierno argentino asumió el compromiso de controlar que el destino del gas importado sea el mercado interno, comprometiéndose a no autorizar desde la Cuenca Noroeste argentina la exportación de gas a terceros países de una cantidad superior al promedio histórico de los 90 días anteriores a la fecha de suscripción del Convenio.

¹⁹ *Conference on cross-border gas trade*, París, marzo 2002, ponencia de Gerardo Rabinovich del Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”.

Según las previsiones oficiales las importaciones de Bolivia podrían aumentar a 38 MMm³/día a largo plazo. Ellas provendrían de la ampliación del gasoducto del norte en 8 MMm³/día y de la construcción del gasoducto del noroeste cuya capacidad inicial será de 20 MMm³/día con eventuales ampliaciones a 30 MMm³/día.

II. 3 - Las perspectivas de integración visualizadas sin nuevos rumbos de integración.

Según la Prospectiva 2002 de la Secretaría de Energía se supone que a partir del año 2006 se alcanza 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° II.9.

**Cuadro N° II.9
Prospectiva de utilización de los gasoductos de exportación de la argentina**

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%
Total al 2012	16908		66%	21071		46%	41545		71%	10768		65%
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%
Total al 2012	42136		148%	10849		82%	777		139%	9302		42%

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 m³/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 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.

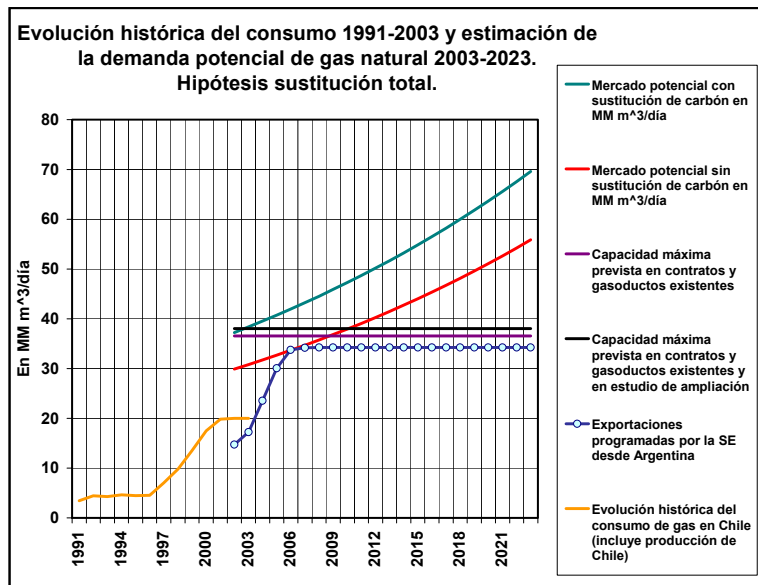
De hecho, la actual crisis energética de la Argentina condujo al citado convenio de importación desde Bolivia por 4 MM m³/día y a los proyectos de ampliación del gasoducto del norte y la construcción del nuevo gasoducto del NEA por parte de Tecgas (Techint), lo que se halla supeditado a la provisión de gas desde aquel país. Las perspectivas de importación desde Bolivia alcanzarían así entre 28 a 38MMm³/día de concretarse las obras previstas en el Plan Energético Nacional 2004-2008. En ambos casos las negociaciones se hallan avanzadas y Repsol YPF estaría invirtiendo en ambos proyectos.

El análisis del mercado potencial de Chile, principal país importador de gas de Argentina indica que hacia el período 2012-2015 Chile podría demandar más gas si es que decide incrementar el uso de este recurso en su matriz energética. Para ello es indispensable lograr un nuevo esquema de integración que garantice las reservas, capacidad de producción y garantías de suministro, difíciles de lograr tan sólo reposando en el gas argentino (ver gráficos N° II.2 y II.3). En particular es de destacar que en caso de no incrementarse la actividad exploratoria en Argentina las reservas se irían agotando hacia mediados de la década venidera (gráfico N° II.4)

Por consiguiente los intercambios con Bolivia y Brasil, pueden conducir a un robustecimiento de las garantías de suministro en la región.

De no producirse tal nuevo enfoque, los intercambios previstos se vislumbra sólo ocurrirán en torno al sur de Brasil (Porto Alegre), donde confluirán en un futuro inmediato diversos gasoductos. Sin embargo esta integración se hallaría limitada a flujos insignificantes respecto a los potenciales.

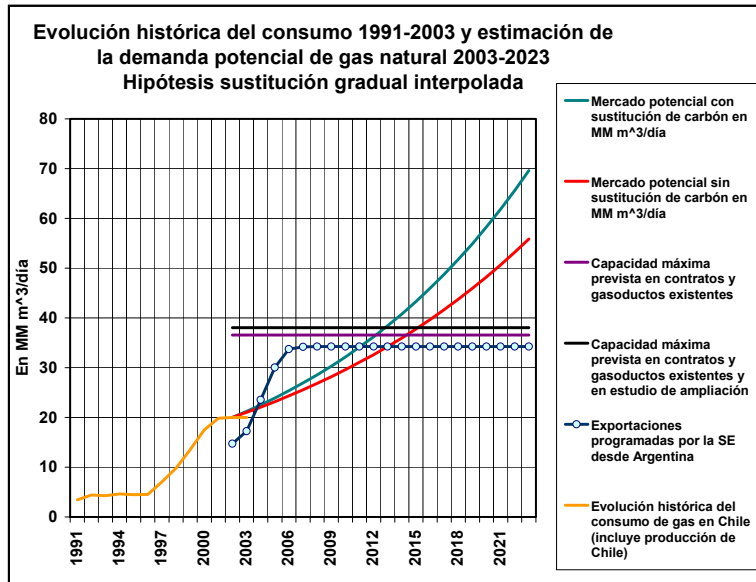
Gráfico N° II.2
Hipótesis mercado potencial máximo para un crecimiento global de la demanda energética del 3% a.a.



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° II.3

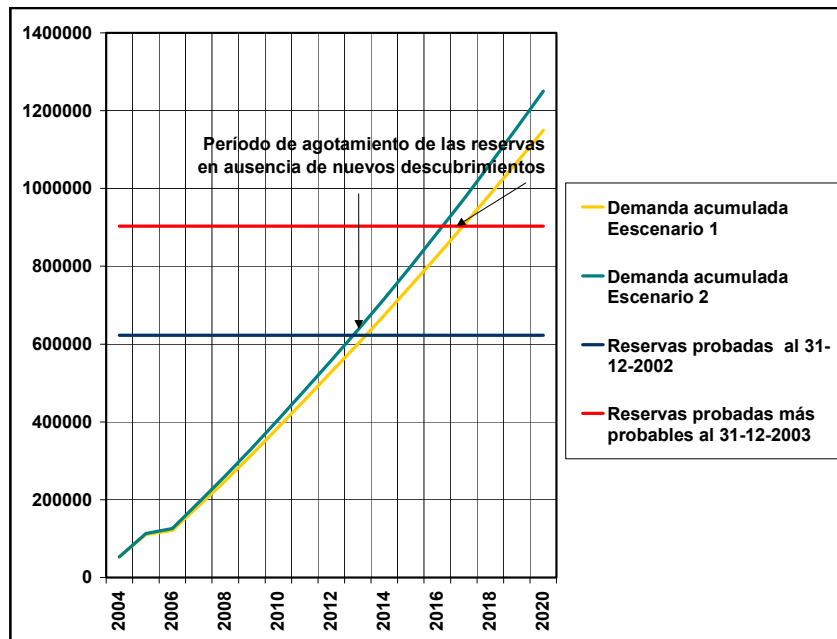
Hipótesis mercado potencial evolutivo para un crecimiento global de la demanda energética del 3% a.a.



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.

Gráfico N° II.4

Estimación del período de agotamiento de las reservas según las proyecciones de demanda acumulada 2004-2020 en ausencia de nuevos descubrimientos.



Fuente: estimaciones propias del proyecto con datos de proyecciones de demanda total y reservas según Secretaría de energía.