

COMISION DE INTEGRACION ELECTRICA REGIONAL

INTEGRACION ELECTRICA SUDAMERICANA

CORPORACION ANDINA DE FOMENTO

ANÁLISIS DEL ROL Y LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL

FB-IDEE

Fundación Bariloche
Instituto de Economía Energética

CEPEL

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

PSRI

Power Systems Research Inc.

Junio de 1998

VERSION CORREGIDA – Marzo 1999

Indice

1. INTRODUCCIÓN	3
2. LA EVOLUCIÓN DE LA INDUSTRIA DEL GAS EN LA ÚLTIMA DÉCADA	3
2.1. LAS RESERVAS.....	3
2.2. LA PRODUCCIÓN COMERCIAL DE GAS NATURAL	5
2.3. LA RELACIÓN RESERVAS/PRODUCCIÓN.....	8
2.4. LA INCORPORACIÓN DE NUEVAS RESERVAS EN LA ÚLTIMA DÉCADA	9
2.5. LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y EL MERCADO DEL GAS NATURAL.....	11
2.6. LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL Y LA ESTRUCTURA DE PRECIOS RELATIVOS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA	12
2.7. CONCLUSIONES RESPECTO A LA EVOLUCIÓN DE LA INDUSTRIA DEL GAS EN LA ÚLTIMA DÉCADA.	13
3. LA DEMANDA DE GAS EN EL FUTURO PRÓXIMO	14
3.1. LA PROSPECTIVA DEL MERCADO DE GAS POR PAÍSES	14
3.1.1. <i>Argentina</i>	14
3.1.2. <i>Bolivia</i>	20
3.1.3. <i>Brasil</i>	21
3.1.4. <i>Chile</i>	23
3.1.5. <i>Colombia</i>	25
3.1.6. <i>Ecuador</i>	26
3.1.7. <i>Paraguay</i>	27
3.1.8. <i>Perú</i>	27
3.1.9. <i>Uruguay</i>	28
3.1.10. <i>Venezuela</i>	29
3.2. ESTIMACIONES PRELIMINARES DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA	30
3.3. EL IMPACTO SOBRE EL NIVEL DE RESERVAS Y LA MAGNITUD DE LOS DESCUBRIMIENTOS.....	31
4. LOS PRECIOS DEL GAS	36
4.1. INTRODUCCIÓN	36
4.2. MÉTODOS Y FUENTES UTILIZADOS PARA LA PROYECCIÓN DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA	37
4.2.1. <i>Análisis de casos y proyecciones de precios por país</i>	38
4.2.2. <i>Escenarios de Precios del Crudo</i>	42
5. CONCLUSIONES	43

1. Introducción

El objetivo del presente capítulo es analizar el papel del gas natural en las estrategias de abastecimiento eléctrico a partir de un examen acerca de los niveles de reservas, precios y proyectos en curso en los diversos países miembros de la CIER.

Para ello se presenta seguidamente un análisis histórico de la evolución de las reservas, de la producción y del consumo; información sobre los precios vigentes y proyectados, surgidos de diversas perspectivas¹ y un examen de los principales vínculos comerciales e institucionales que posibilitan la expansión del mercado del gas con fines de generación eléctrica.

En aquellos países en los que el gas juega un papel relevante en la matriz energética, se examinarán los orígenes, disponibilidad y costos del abastecimiento y su sustentabilidad en el largo plazo. Para ello se comparará la evolución de las reservas en el pasado con las requeridas en el futuro para satisfacer las diversas demandas previsibles que surgen de perspectivas sectoriales y globales incluidas en los Planes Nacionales o Documentos Prospectivos equivalentes.

Con el objeto de presentar un panorama gasífero de conjunto, en la primera parte de este capítulo se describirá la evolución de los principales indicadores de la industria en cada uno de los países miembros.

2. La evolución de la industria del gas en la última década

2.1. Las reservas

Las reservas de gas natural crecieron a una tasa del 3,9% entre 1987 y 1997 para el conjunto de los países de la CIER, pasando de 3928 a 5788 miles de millones de m³.

Sin embargo, prácticamente entre el 65% y el 70% del total de dichas reservas los acumulaba un solo país que es Venezuela. La Argentina, segundo país con reservas en la Región, contaba sólo con 11% del total hacia 1997, disminuyendo así su participación una década atrás en más de seis puntos.

El Cuadro N° 2.1.1 muestra lo dicho para el conjunto de los países y el Gráfico N° 2.1.1 lo ilustra con mayor claridad.

Se puede observar la declinación de las reservas en Argentina (al -2,3% aa entre 1989 y 1997) y el significativo aumento de las mismas en el caso de Venezuela (4,4% aa entre 1987 y 1997) y Colombia (13,6% aa entre 1987 y 1997).

Nótese que en el resto de los países las reservas han tendido a mantenerse estables o a crecer más lentamente. En este caso se trata también de los países con menor desarrollo relativo de la industria del gas, como se verá seguidamente al examinar el tema de la producción comercial.

1 Ver fuentes de información

Cuadro Nº 2.1.1

a) Evolución de las reservas de Gas Natural 1987-1997 (en 10⁹m³)

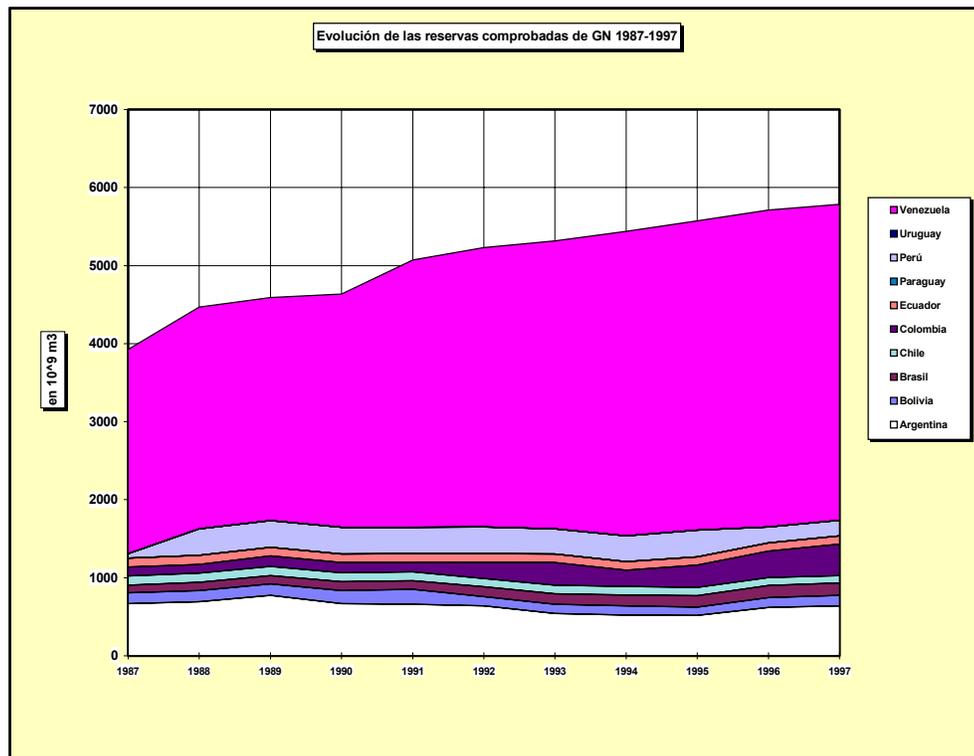
País/Año	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Argentina	671	693	773	671	660	643	540	522	515	619	642
Bolivia	137	142	147	162	190	116	120	118	108	127	131
Brasil	96	105	109	116	115	124	133	137	146	154	158
Chile	120	119	118	115	112	110	111	109	108	103	98
Colombia	113	112	132	128	118	203	288	212	283	340	404
Ecuador	114	114	113	112	111	110	109	108	107	106	105
Paraguay											
Perú	55	340	340	340	339	343	326	332	340	201	201
Uruguay											
Venezuela	2622	2842	2860	2993	3429	3582	3693	3901	3964	4063	4049
Total 10 países	3928	4467	4592	4637	5074	5231	5320	5439	5571	5713	5788

b) Evolución de las reservas de Gas Natural: 1987-1997 en %

País/Año	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Argentina	17,1%	15,5%	16,8%	14,5%	13,0%	12,3%	10,2%	9,6%	9,2%	10,8%	11,1%
Bolivia	3,5%	3,2%	3,2%	3,5%	3,7%	2,2%	2,3%	2,2%	1,9%	2,2%	2,3%
Brasil	2,4%	2,4%	2,4%	2,5%	2,3%	2,4%	2,5%	2,5%	2,6%	2,7%	2,7%
Chile	3,1%	2,7%	2,6%	2,5%	2,2%	2,1%	2,1%	2,0%	1,9%	1,8%	1,7%
Colombia	2,9%	2,5%	2,9%	2,8%	2,3%	3,9%	5,4%	3,9%	5,1%	6,0%	7,0%
Ecuador	2,9%	2,6%	2,5%	2,4%	2,2%	2,1%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%	1,8%
Paraguay	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Perú	1,4%	7,6%	7,4%	7,3%	6,7%	6,6%	6,1%	6,1%	6,1%	3,5%	3,5%
Uruguay	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Venezuela	66,8%	63,6%	62,3%	64,5%	67,6%	68,5%	69,4%	71,7%	71,2%	71,1%	70,0%
Total 10 países	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: Estimaciones propias con datos de CEDIGAZ, Natural Gas in the World, anuarios 1987 a 1997.

Gráfico N° 2.1.1



Fuente: Estimaciones propias con datos de CEDIGAZ, Natural Gas in the World, anuarios 1987 a 1997.

2.2. La Producción Comercial de Gas Natural

La producción comercial de gas natural en los países de la CIER pasó de $47 \times 10^9 \text{m}^3$ en 1987 a $73,1 \times 10^9 \text{m}^3$ en 1996, es decir se expandió a una tasa del 4,5% aa, ligeramente superior a la de crecimiento de las reservas.

La distribución de la producción es, no obstante, muy diversa a la de las reservas en tanto que Venezuela y Argentina aparecen con volúmenes similares en lo que concierne a la producción comercial (particularmente en los últimos años), pero con un mercado más maduro y diversificado en el caso de la Argentina.

Véase por ejemplo que en 1996 Argentina daba cuenta de casi 40% de la producción comercial y Venezuela el 37%, mientras que Brasil y Colombia aportaban 7,9% y 7% respectivamente. Bolivia por el contrario contribuía con sólo 4,2%.

El Cuadro N° 2.2.1 presenta los detalles respectivos.

Cuadro N° 2.2.1

a) Evolución de la producción comercializada de gas natural 1987-1996

En 10⁹m³

Pais/Año	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Argentina	15,41	18,96	20,38	17,83	18,21	17,24	19,42	22,12	25,09	28,93
Bolivia	2,81	2,78	3,04	3,02	2,95	3,12	3,10	2,97	3,21	3,09
Brasil	2,88	2,76	3,44	2,76	3,33	3,69	3,84	4,24	4,51	5,80
Chile	0,73	1,02	1,61	1,10	1,47	1,57	1,69	1,99	1,90	1,81
Colombia	4,06	4,14	4,13	4,28	4,40	4,26	4,50	4,60	5,10	5,10
Ecuador	0,00	0,01	0,08	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,12	0,12
Paraguay										
Perú	1,34	1,25	1,15	1,13	1,00	1,15	1,02	0,98	0,93	0,97
Uruguay										
Venezuela	19,90	19,68	19,55	18,38	23,39	23,75	24,42	24,81	26,29	27,24
Total 10 países	47,13	50,60	53,38	48,60	54,85	54,88	58,09	61,81	67,15	73,06

b) Evolución de la producción comercializada de gas natural 1987-1996

En %

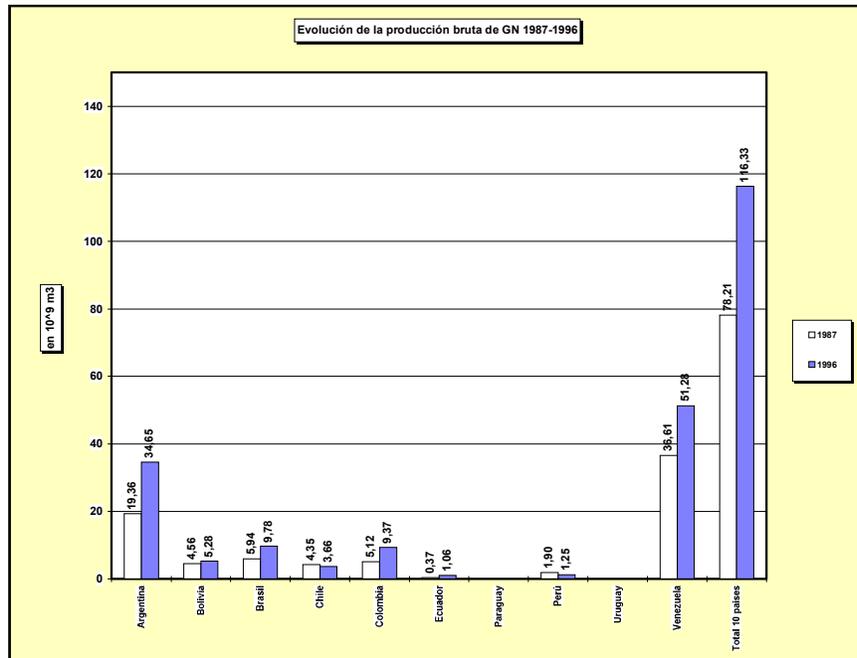
Pais/Año	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Argentina	32,7%	37,5%	38,2%	36,7%	33,2%	31,4%	33,4%	35,8%	37,4%	39,6%
Bolivia	6,0%	5,5%	5,7%	6,2%	5,4%	5,7%	5,3%	4,8%	4,8%	4,2%
Brasil	6,1%	5,5%	6,4%	5,7%	6,1%	6,7%	6,6%	6,9%	6,7%	7,9%
Chile	1,5%	2,0%	3,0%	2,3%	2,7%	2,9%	2,9%	3,2%	2,8%	2,5%
Colombia	8,6%	8,2%	7,7%	8,8%	8,0%	7,8%	7,7%	7,4%	7,6%	7,0%
Ecuador	0,0%	0,0%	0,1%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
Paraguay	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Perú	2,8%	2,5%	2,2%	2,3%	1,8%	2,1%	1,8%	1,6%	1,4%	1,3%
Uruguay	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Venezuela	42,2%	38,9%	36,6%	37,8%	42,6%	43,3%	42,0%	40,1%	39,2%	37,3%
Total 10 países	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: estimaciones propias con datos de CEDIGAZ, Natural Gas in the World, anuarios 1987 a 1997.

El Gráfico N° 2.2.1 muestra la evolución de la producción bruta entre extremos de la serie y también de allí es posible inferir que son disímiles los grados de comercialización del gas producido y también diversa la importancia de cada país como productor.

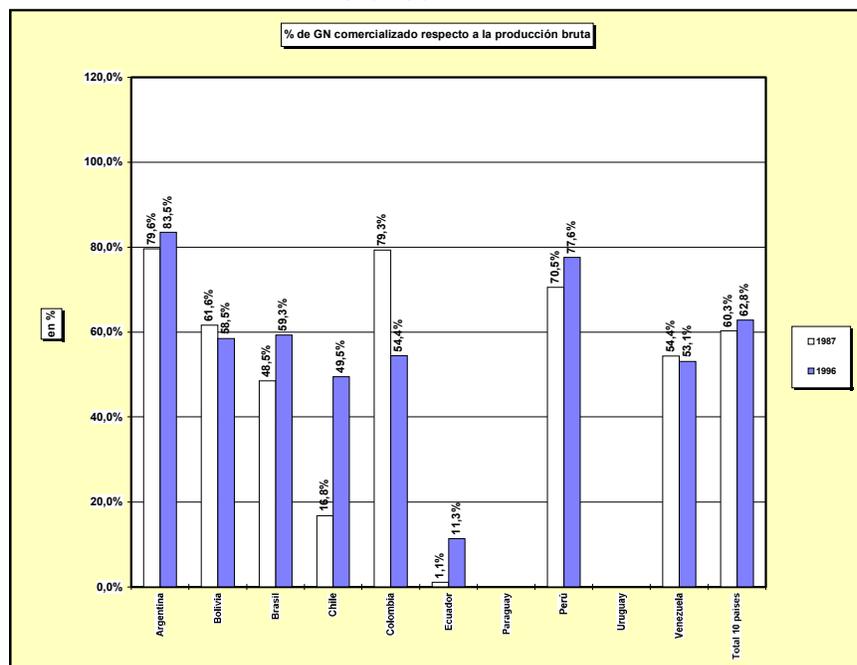
En efecto, los porcentajes de gas comercializado, varían entre los países y representan órdenes de magnitud que van desde 80% en Argentina a 11% en Ecuador, siendo la media de 60-63% para el conjunto de los países (Gráfico N° 2.2.2).

Gráfico N° 2.2.1



Fuente: Estimaciones propias con datos de CEDIGAZ, Natural Gas in the World, anuarios 1987 a 1997.

Gráfico N° 2.2.2

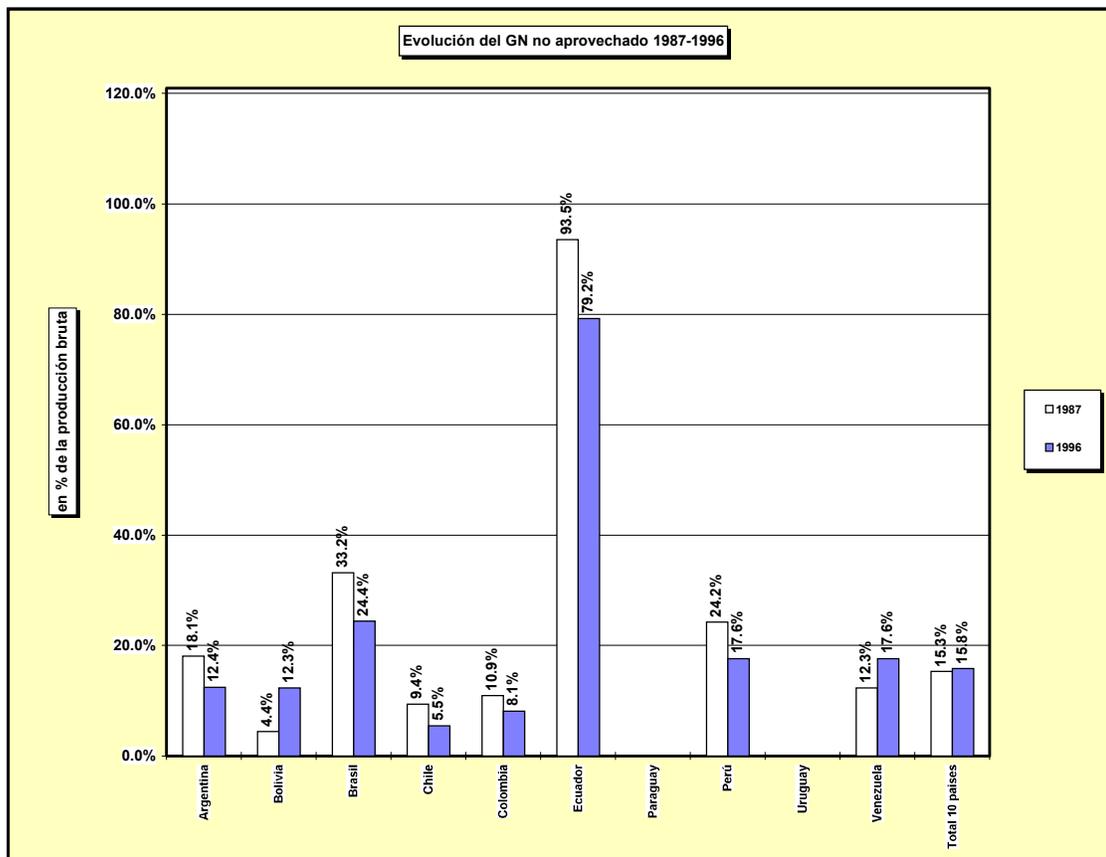


Fuente: Estimaciones propias con datos de CEDIGAZ, Natural Gas in the World, anuarios 1987 a 1997.

No todo el gas no comercializado es gas ventado o no aprovechado. Tanto en Venezuela, como en los últimos años en Colombia -por distintos motivos- una cantidad apreciable del gas producido es reinyectado.

El gas no aprovechado constituye una porción importante en Ecuador y en Brasil. Presentan porcentajes elevados pero menores que los anteriores Perú y Venezuela, y Argentina lo disminuyó drásticamente a partir de legislación propicia (Gráfico N° 2.2.3).

Gráfico N° 2.2.3



Fuente: Estimaciones propias con datos de CEDIGAZ, Natural Gas in the World, anuarios 1987 a 1997.

2.3. La relación reservas/producción

La relación media reservas producción, expresada como la cantidad de reservas a fin de cada año dividida por la producción bruta del respectivo año, se ha mantenido en torno a los 50 años en la región pero presenta fuertes diferencias entre países, como se habrá podido inferir de lo expuesto en los dos apartados anteriores.

Así, en el caso de Argentina dicha relación ha venido declinando desde una cifra próxima a los 35 años en 1987 a cerca de 18 años en la actualidad. Ha descendido también en Bolivia, y baja en Brasil a pesar del escaso volumen producido, pero ha sido creciente en Colombia y en Venezuela. En cambio en Perú y Ecuador no existe prácticamente desarrollo de la industria del gas, lo que explica la elevada duración de las reservas.

El Cuadro N° 2.3.1 presenta los valores estimados a partir de las cifras oficiales de los respectivos países.

Cuadro N° 2.3.1

Evolución de la relación media reservas/producción de gas natural 1987-1996

En años

País\Año	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Argentina	34.7	30.5	30.5	29.0	28.5	29.0	21.8	19.1	16.9	17.9
Bolivia	30.0	29.5	27.8	30.7	35.0	21.0	21.5	19.9	20.2	24.1
Brasil	16.2	18.0	17.8	18.4	17.4	17.8	18.0	17.7	18.0	15.7
Chile	27.6	27.8	27.8	27.4	27.1	27.2	26.1	25.7	28.6	28.1
Colombia	22.1	22.2	26.2	24.7	22.4	39.4	53.3	38.4	45.1	36.3
Ecuador	308.1	158.3	161.4	160.0	165.7	164.2	162.7	161.2	148.6	100.0
Paraguay										
Perú	28.9	206.1	219.4	222.2	242.1	221.3	229.6	249.6	269.8	160.8
Uruguay										
Venezuela	71.6	75.0	73.7	73.9	77.6	80.3	81.3	87.8	85.5	79.2
Total 10 países	50.2	53.9	52.8	53.4	55.8	57.7	56.0	56.0	54.4	49.1

Fuente: Estimaciones propias con datos de CEDIGAZ, Natural Gas in the World, anuarios 1987 a 1997.

Se puede observar con toda claridad que la tendencia de la relación es fuertemente creciente entre 1987 y 1992 y se revierte drásticamente entre 1992 y 1996/7.

2.4. La incorporación de nuevas reservas en la última década

Si se combina la información acerca de reservas con la producción bruta se puede obtener la evolución de la incorporación de reservas de gas en el período analizado.

El Cuadro N° 2.4.1 muestra dicha evolución año a año y en forma acumulada. Se observa de este modo que la incorporación media anual de reservas ha sido del orden de los 310 miles de millones de m³, pero de esa cantidad dos tercios correspondieron a Venezuela y 12,5 % a Colombia. En cambio los países de Mercosur en conjunto incorporaron poco menos de 47 x 10⁹ m³, es decir un 15,2 % del total, que llegaría a 21% con Perú.

Es, sin embargo en estos últimos países, donde se tienen las mayores posibilidades de integración y donde se está impulsando un mayor equipamiento térmico, como luego se podrá apreciar con detalle.

Cuadro N° 2.4.1
Evolución de la incorporación de reservas de gas natural 1988-1997
a) En miles de millones de m³

Pais/Año	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	Acumuladas 1988-1997	Promedio anual
Argentina	41	103	-77	12	6	-81	7	20	135	58	224	24.9
Bolivia	10	10	20	33	-69	10	4	-4	24	9	47	5.2
Brasil	15	10	13	5	16	16	11	17	16	14	133	14.7
Chile	3	3	1	1	2	5	2	3	-1	-1	19	2.1
Colombia	4	25	1	-5	90	90	-71	77	63	73	348	38.7
Ecuador	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2	-0.2
Paraguay	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0
Perú	287	2	2	1	5	-15	7	9	-138	1	161	17.9
Uruguay	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0
Venezuela	257	56	172	477	197	156	253	107	145	37	1857	206.3
Total 10 países	617	208	132	524	248	180	214	229	244	191	2787	309.7

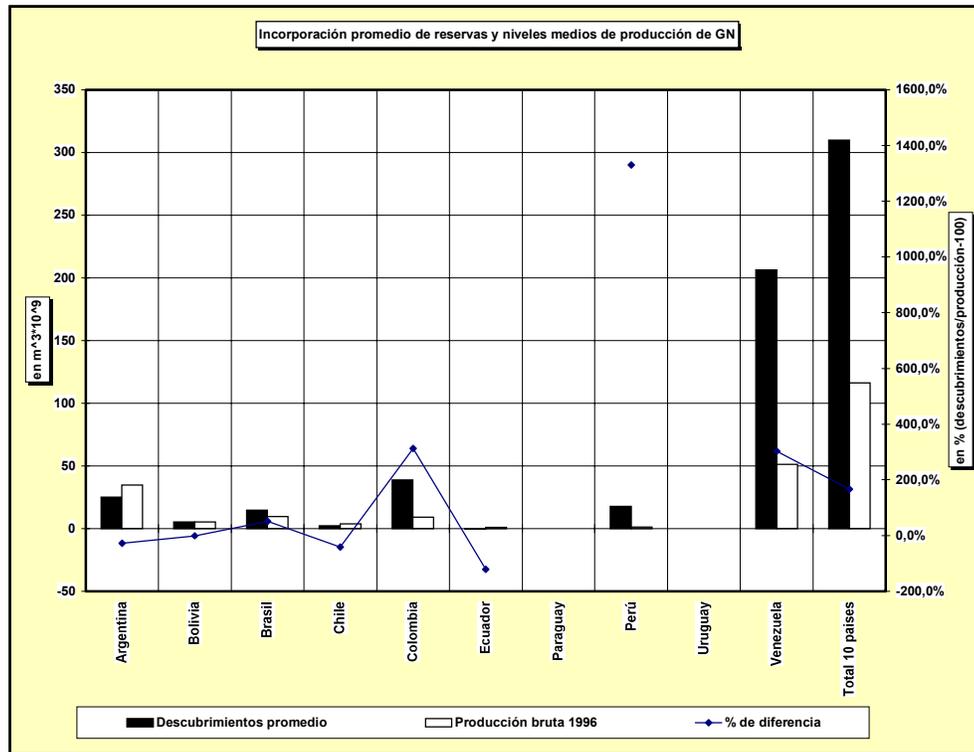
b) En %

Pais/Año	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	Acumuladas 1988-1997	Promedio anual
Argentina	6.7	49.4	-58.1	2.3	2.5	-45.0	3.2	8.8	55.1	30.1	8.0	8.0
Bolivia	1.5	4.7	15.4	6.4	-27.7	5.3	1.7	-1.8	10.0	4.9	1.7	1.7
Brasil	2.4	4.7	9.9	1.0	6.3	8.9	5.3	7.3	6.6	7.2	4.8	4.8
Chile	0.5	1.6	0.9	0.2	0.9	2.8	1.1	1.4	-0.5	-0.7	0.7	0.7
Colombia	0.7	12.0	0.8	-0.9	36.4	50.2	-33.0	33.4	25.9	38.3	12.5	12.5
Ecuador	0.1	-0.1	-0.2	-0.1	-0.1	-0.2	-0.2	-0.1	-0.1	0.0	-0.1	-0.1
Paraguay	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Perú	46.5	0.8	1.2	0.1	2.2	-8.6	3.5	4.1	-56.4	0.7	5.8	5.8
Uruguay	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Venezuela	41.6	26.9	130.1	91.0	79.6	86.6	118.4	46.9	59.5	19.5	66.6	66.6
Total 10 países	100.0	100.0										

Fuente: Estimaciones propias con datos de CEDIGAZ, Natural Gas in the World, anuarios 1987 a 1997.

El Gráfico N° 2.4.1 ilustra la comparación media de reservas descubiertas y/o incorporadas al inventario de cada país en promedio en la última década y el nivel de producción bruta de gas correspondiente a 1996.

Gráfico N° 2.4.1



Fuente: Estimaciones propias con datos de CEDIGAZ, Natural Gas in the World, anuarios 1987 a 1997.

Como se puede observar en el citado gráfico, los países del Cono Sur en su conjunto estarían produciendo por encima de las incorporaciones de reservas, mientras que sólo Colombia y Venezuela aparecen con excedentes significativos. Perú también aparece excedentario pero su nivel de consumo actual es muy bajo.

Este tipo de análisis se retomará mas adelante al analizar el impacto sobre las reservas y los requerimientos de nuevos descubrimientos de las proyecciones de consumo de gas en el futuro.

2.5. La generación de Energía Eléctrica y el Mercado del Gas Natural

No se dispone de una serie unificada de datos que muestren la evolución reciente del consumo de gas para generación eléctrica a nivel de cada país.

En principio presentan fuertes grados de uso del gas con este fin países como Argentina, Bolivia, Colombia y Venezuela.

Cuadro N° 2.5.1
Participación del Gas Natural en la Generación Eléctrica y en el mercado de gas
Año 1996

Países	% Hidro sobre generación	% térmico convencional sobre generación	% de gas en generación térmica	% del total de gas comercializado
Argentina	35.1	53.5	87.0	31.3
Bolivia	48.1	51.9	96.4	16.5 ⁽¹⁾
Brasil	96.5	2.5		
Chile	58.1	41.9		
Colombia	82.9	17.1	77.1	36.0 ⁽²⁾
Ecuador	68.6	31.4		
Paraguay	99.9	0.1		
Perú	94.7	5.3		
Uruguay	87.2	12.8		
Venezuela	74.1	25.9	89.4	21.0
Total	82.6	15.6	62.7	23.5

Fuente: Estimación propia con datos del Cuadro 7 - Integración Eléctrica Sudamericana CIER-CAF, pág. 27 y CEDIGAZ.

(1) Incluye gas exportado.

(2) Según otras fuentes este porcentaje es superior y próximo al 45%.

El Cuadro N° 2.5.1 presenta una imagen parcial de la situación del mercado de gas natural para la generación eléctrica, tal como resulta de la información disponible para el año 1996.

De este cuadro se desprende la alta participación que ha alcanzado el gas natural en la generación térmica convencional en los cuatro países que disponen del recurso en forma desarrollada. Nótese que en Argentina y Bolivia la participación del parque térmico convencional en el total de la generación es superior al 50%.

En cambio en el resto de los países, con la excepción parcial de Chile y Ecuador, la participación es inferior al 30%.

Considerando los volúmenes de gas involucrados y la energía eléctrica generada con gas Argentina aparece de lejos como el principal con 30280 GWh generados con GN (56% del total); le sigue Venezuela con 17080 (31%) y Colombia (10,1%).

En el caso de Argentina los volúmenes de gas utilizados para generación eléctrica se han incrementado mucho a partir de 1995 con el aumento de la capacidad de Transporte de Gas consecuencia de la instalación de nuevas plantas compresoras, aunque no de gasoductos, ya que el último data de 1988 y también por la instalación de nuevas centrales tanto en proximidad de yacimientos como en centros de consumo.

Debe ser tenido en cuenta, además, que Argentina poseía en 1996 el 88% de la potencia instalada en ciclos combinados, el 40% en Turbo Gas y 30% en Turbo Vapor, siendo éstos los porcentajes más elevados de Sudamérica, seguidos de cerca sólo por Venezuela.

2.6. Los precios del Gas Natural y la estructura de precios relativos para generación eléctrica

Los precios del gas natural para generación de energía eléctrica son en la actualidad aproximadamente los que figuran en el Cuadro N° 2.6.1.

**Cuadro N° 2.6.1
Precios del Gas Natural y Precios Relativos de los Combustibles para Generación Eléctrica**

	Precios del GN en U\$S MMBTU		Precios relativos GN = 100 (Ref. 1)		
	(1)	(2)	FO	CM	GO
Argentina	1.08	1.21	280(3)	296	497
Bolivia	1.03	1.09	235		938
Chile	s/d	1.28	173	2.4	434
Colombia	0.62	1.50	147	83	211
Perú	1.44	1.50	214		285
Venezuela	0.08	0.09			2881

(1) Precios que figuran en el Cuadro 9 del Informe CIER-CAF Integración Eléctrica Sudamericana.

(2) Precios estimados como referencia para las proyecciones año 1997 en boca de pozo.

(3) El valor sería 136 para una tarifa gas de U\$S 2,22 MMBTU (aproximadamente el valor puerta-ciudad en Buenos Aires).

Fuente: Estimaciones propias.

Se puede apreciar aquí que el gas natural es el combustible más competitivo en todos los países con respecto a los otros combustibles con la excepción del carbón en Colombia. Del mismo modo en este último país el precio del gas se halla por debajo del costo económico promedio y debe también competir con el Crudo de Castilla y otros similares de muy bajo costo, con precios inferiores a los del fuel oil. Es decir que si por decisión de Ecopetrol, por la Legislación Ambiental o por la nueva política energética, no se modificara la situación, el gas natural tendrá fuertes restricciones para su penetración para generación eléctrica a pesar de su mayor disponibilidad de oferta desde los últimos años.

En el resto de los casos, no caben dudas acerca de las ventajas competitivas del gas y ello explica el alto grado de utilización del combustible en el total del parque térmico (ver Cuadro N° 2.6.1) ⁽²⁾.

En el caso de Venezuela los valores del gas se irán ajustando pero ello implica subir también el del fuel oil. A ese nivel de precios la autogeneración es muy elevada y sería mayor de no existir una muy fuerte oferta hidroeléctrica.

2.7. Conclusiones respecto a la evolución de la industria del gas en la última década

Como se habrá podido apreciar tanto la producción como las reservas se han venido incrementando a tasas promedio relativamente moderadas, con la posible excepción de Argentina en lo que respecta a producción, mientras que la excepción en lo que respecta a reservas la constituyen Colombia y Venezuela.

Sin embargo, los bajos precios de oferta del recurso y el impulso dado al mercado eléctrico y del gas por el desarrollo de los modernos y eficientes ciclos combinados y por los cambios institucionales, están modificando el perfil de la oferta eléctrica y el de la demanda de gas en forma muy acelerada.

Este cambio ha sido muy notorio en la Argentina, país en el cual además se desreguló y privatizó prácticamente la totalidad del sector energético, pero se está extendiendo a toda América Latina, en particular mediante la integración de los mercados regionales.

(2) En el caso de Colombia el porcentaje de utilización de GN es más bajo que en el resto de los países, pero es también elevado y se explica por razones de localización, por factores históricos y porque el precio del GN se halla por debajo del costo económico promedio del nuevo sistema integrado.

En el próximo punto se examinará, en consecuencia, cuál puede ser el impacto sobre el nivel de reservas y la sustentabilidad en el largo plazo de estas políticas para los distintos países.

3. La demanda de gas en el futuro próximo

El análisis de la demanda de Gas en el futuro próximo, tal como se la entiende a los fines de este estudio, involucra dos tipos de ejercicios prospectivos. Una de tipo global que considera el conjunto de los consumos de GN proyectados en los principales países de la región tal como surge de la literatura corriente sobre el tema, y otro que considera la cantidad de gas requerida para la generación de energía eléctrica de acuerdo a las proyecciones de equipamiento producidas en este mismo estudio. Luego deben compatibilizarse ambos análisis y extraerse las conclusiones pertinentes respecto al nivel de reservas necesario para dar sustentabilidad a las estrategias de abastecimiento planteadas. Del mismo modo se examinará en qué medida parece compatible con tales requerimientos la política de precios vigente y prevista.

3.1. La prospectiva del mercado de gas por Países

No se dispone de estudios prospectivos de la demanda de gas para cada uno de los países de la región pero sí para algunos de ellos. En consecuencia se presenta en este punto una síntesis de los principales aspectos hallados en la bibliografía que trata el tema.

3.1.1. Argentina

Los datos que aquí se presentan corresponden a ejercicios prospectivos oficiales. En principio se tienen dos escenarios de exportaciones de gas, a saber; uno alto que involucra una demanda al 2010 de $57,1 \times 10^9 \text{ m}^3$ y uno bajo con $19,4 \times 10^9 \text{ m}^3$ en el mismo año horizonte (Cuadros N° 3.1.1.1 y 3.1.1.2).

Estos cuadros fueron confeccionados según los proyectos autorizados y en trámite que seguidamente se presentan, y a partir de un análisis respecto a las posibilidades de su realización.

Autorizaciones de exportación de Gas Natural otorgadas

Autorización	Empresa	Vol.Diario Prom. MM m ³ /Día	Destino	Vol.Total MM m ³
CUENCA NEUQUINA				
Res. S.H. Y M. 61/92	YPF S.A. y otros	5,00	Chile	36500
Res. S.E. 140/96	P. Santa Fe y otros	2,50	Chile	17030
Res. S.y P. 200/97	Total, Bidas y otros	1,59	Chile	10000
TOTAL NEUQUINA		9.09		63530
CUENCA AUSTRAL				
Decreto 584/95	YPF S.A. y otros	2.00	Chile	15330
CUENCA NOROESTE				
Decreto 305/92	de la Cuenca Noroeste	35	Chile-Brasil	255500
TOTAL AUTORIZADO		46.09		334360

Autorizaciones de exportación de Gas Natural en trámite

N° expediente y Fecha	Empresa solicitante	Vol.Diario Prom. MM m ³ /día	Destino	Vol.Total MM m ³
CUENCA NEUQUINA				
750-001545/mayo 1996	YPF S.A	2,50	Uruguayana (Brasil)	18300
750-001734/junio 1996	Bidas, Total, Deminex, Chauvco	2,19	Uruguay	20000
750-001901/mayo 1997	YPF S.A	1,80	Chile	9855
TOTAL NEUQUINA		6,49		48155
CUENCA AUSTRAL				
750-000194/enero 1997	YPF S.A., Sipetrol	2,75	Chile	20075
CUENCA NOROESTE				
750-001804/mayo 1997	Pluspetrol, Astra	hasta 8	Chile	40150(*)
750-002430/junio 1997	Tecpetrol, Ledesma, Ampolex, CGC	1,35	Chile	27010
TOTAL NOROESTE		9,35		67160
TOTAL SOLICITADO		18,59		135390
TOTAL GENERAL		64,68		469750

(*) Estimado

Se han considerado seis puntos (nodos) de exportación: Chile (centro), Chile (sur), Chile (norte), Brasil (noroeste), Brasil (Uruguayana) y Uruguay.

Como se ha mencionado, se plantean dos casos de exportación: A, de alta exportación y B, de Baja exportación. La diferencia fundamental entre ellos es la exportación, desde la cuenca Noroeste, a San Pablo (Brasil), presente sólo en el escenario A.

Estas hipótesis junto con las proyecciones de consumo interno, incluyendo el consumo de Centrales Eléctricas, dan lugar al total de requerimiento de Gas Natural en Argentina (ver Cuadro N° 3.1.1.3).

Cuadro N° 3.1.1.1
Exportaciones de Gas Natural por cuencas Caso A de altas exportaciones
MM m³/DÍA

Año/Destino	NOROESTE			NEUQUINA			AUSTRAL		
	BRASIL San Pablo	CHILE Norte	TOTAL	BRASIL Uruguayana	URUGUAY Montevideo	CHILE Santiago	TOTAL	CHILE Sur	TOTAL
1997						1,0	1,0	2,0	3,0
1998						1,4	1,4	2,0	3,4
1999					1,2	1,8	3,0	2,0	5,0
2000		2,5	2,5	2,5	1,3	2,5	6,3	4,8	13,6
2001		2,9	2,9	2,9	1,4	2,9	7,1	4,8	14,7
2002		3,3	3,3	3,3	1,5	3,3	8,1	4,8	16,1
2003		3,7	3,7	3,8	1,5	3,8	9,1	4,8	17,5
2004		4,2	4,2	4,4	1,5	4,4	10,2	4,8	19,2
2005	20,0	4,8	24,8	5,0	1,9	5,0	11,9	4,8	41,5
2006	20,0	5,5	25,5	5,3	2,2	6,0	13,6	4,8	43,8
2007	20,0	6,3	26,3	5,7	2,6	7,1	15,4	4,8	46,5
2008	20,0	7,2	27,2	6,1	3,0	8,5	17,6	4,8	49,5
2009	20,0	8,2	28,2	6,5	3,5	10,1	20,1	4,8	53,0
2010	20,0	9,4	29,4	7,0	4,0	12,0	23,0	4,8	57,1

Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico Año 1997

Cuadro N° 3.1.1.2
Caso B de bajas exportaciones
MM m³/día

Año/Destino	NOROESTE			NEUQUINA			AUSTRAL		
	BRASIL San Pablo	CHILE Norte	TOTAL	BRASIL Uruguayana	URUGUAY Montevideo	CHILE Santiago	TOTAL	CHILE Sur	TOTAL
1997						1,0	1,0	2,0	3,0
1998						1,4	1,4	2,0	3,4
1999					1,2	1,8	3,0	2,0	5,0
2000		2,5	2,5	2,5	1,3	2,5	6,3	2,0	10,8
2001		2,7	2,7	2,5	1,4	2,9	6,8	2,0	11,4
2002		2,8	2,8	2,5	1,5	3,3	7,3	2,0	12,1
2003		3,0	3,0	2,5	1,5	3,8	7,8	2,0	12,8
2004		3,2	3,2	2,5	1,5	4,4	8,4	2,0	13,5
2005		3,4	3,4	2,5	1,9	5,0	9,4	2,0	14,8
2006		3,6	3,6	2,5	2,0	5,5	10,0	2,0	15,6
2007		3,8	3,8	2,5	2,4	6,0	10,9	2,0	16,7
2008		4,0	4,0	2,5	2,4	6,6	11,5	2,0	17,5
2009		4,2	4,2	2,5	2,4	7,3	12,2	2,0	18,5
2010		4,5	4,5	2,5	2,4	8,0	12,9	2,0	19,4

Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico Año 1997

Cuadro N° 3.1.1.3
Argentina: Requerimientos totales de Gas Natural 1997 – 2010

1. Caso A de Exportación

	Demanda Firme(1)	Industria	Centrales Eléctricas (2)	Demanda Doméstica		Exportaciones Caso A		Requerimiento Total Caso A	
	MM m3	MM m3	MM m3	MM m3	MM M3/día	MM m3	MM M3/día	MM m3	MM M3/día
1997	8.661	9.951	8.347	26.959	74	1.095	3	28.054	77
1998	8.971	10.479	7.737	27.187	74	1.225	3	28.412	78
1999	9.301	11.038	7.963	28.302	78	1.833	5	30.135	83
2000	10.051	11.629	11.124	32.804	90	4.951	14	37.755	103
2001	10.043	12.006	11.726	33.775	93	5.383	15	39.158	107
2002	10.386	12.397	11.828	34.611	95	5.861	16	40.471	111
2003	10.740	12.801	12.343	35.884	98	6.404	18	42.289	116
2004	11.108	13.217	12.859	37.184	102	7.013	19	44.197	121
2005	11.485	13.646	13.375	38.506	105	15.159	42	53.666	147
2006	11.831	14.047	13.713	39.591	108	15.995	44	55.585	152
2007	12.185	14.459	14.050	40.694	111	16.958	46	57.651	158
2008	12.554	14.886	14.387	41.827	115	18.069	50	59.896	164
2009	12.934	15.302	14.725	42.961	118	19.354	53	62.315	171
2010	13.323	15.771	15.062	44.156	121	20.842	57	64.997	178

2. Caso B de exportación

	Demanda Firme(1)	Industria	Centrales Eléctricas (2)	Demanda Doméstica		Exportaciones Caso B		Requerimiento Total Caso B	
	MM m3	MM m3	MM m3	MM m3	MM M3/día	MM m3	MM M3/día	MM m3	MM M3/día
1997	8.661	9.951	8.347	26.959	74	1.095	3	28.054	77
1998	8.971	10.479	7.737	27.187	74	1.225	3	28.412	78
1999	9.301	11.038	7.963	28.302	78	1.833	5	30.135	83
2000	10.051	11.629	11.124	32.804	90	3.948	11	36.752	101
2001	10.043	12.006	11.726	33.775	93	4.170	11	37.946	104
2002	10.386	12.397	11.828	34.611	95	4.404	12	39.014	107
2003	10.740	12.801	12.343	35.884	98	4.663	13	40.547	111
2004	11.108	13.217	12.859	37.184	102	4.941	14	42.125	115
2005	11.485	13.646	13.375	38.506	105	5.403	15	43.909	120
2006	11.831	14.047	13.713	39.591	108	5.690	16	45.280	124
2007	12.185	14.459	14.050	40.694	111	6.097	17	46.791	128
2008	12.554	14.886	14.387	41.827	115	6.403	18	48.231	132
2009	12.934	15.302	14.725	42.961	118	6.737	18	49.698	136
2010	13.323	15.771	15.062	44.156	121	7.099	19	51.255	140

(1) la demanda firme comprende el consumo residencial, comercial y oficial y transporte.

(2) Incluye el consumo en boca de pozo y el requerimiento de combustible alternativo, expresado en m³ equivalente de gas.

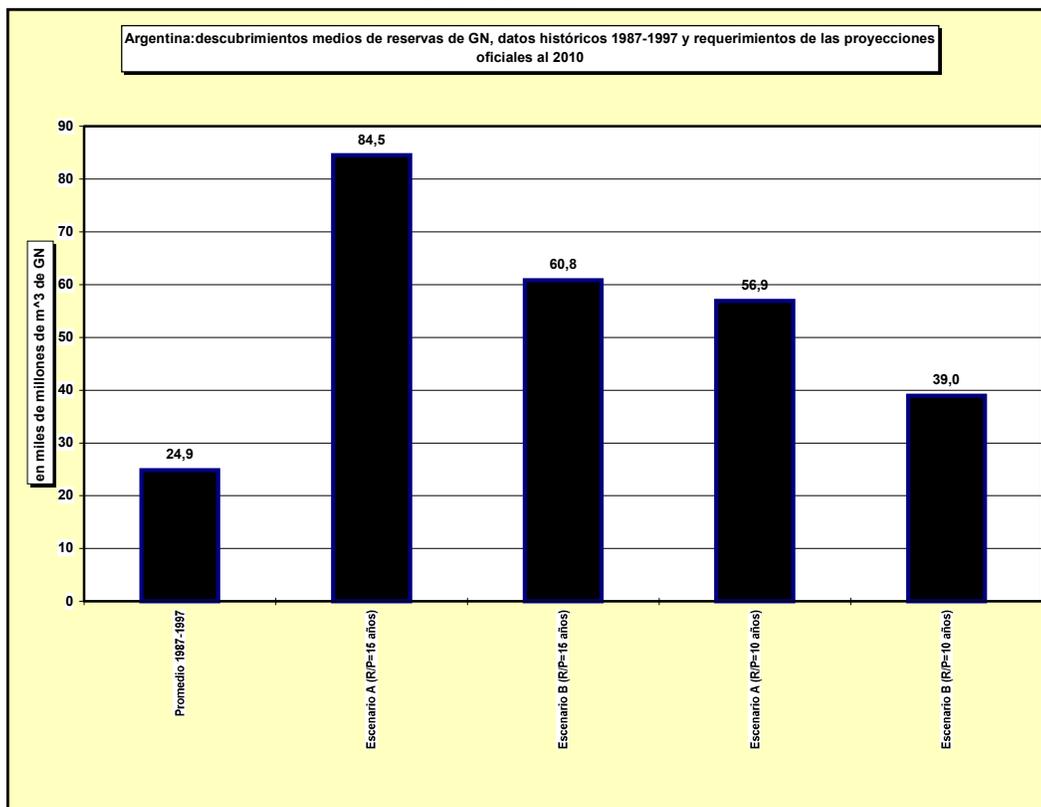
Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico Año 1997

Estos vectores de demanda final dan lugar a distintos niveles de incorporación de reservas. Si consideramos un horizonte de duración de reservas de 15 años, la incorporación promedio anual en el Escenario A de altas exportaciones sería de 84.500 millones de m³.

Si tomamos en cuenta el Escenario B, de bajas exportaciones, entonces la incorporación promedio anual bajaría a 60.800 millones de m³. Si se redujera el horizonte a 10 años los requerimientos bajarían a 56.900 y 39.000 millones de m³ respectivamente para los Escenarios A y B.

En todos los casos la incorporación media anual de reservas debería ser superior a la producida en los diez últimos años (ver Gráfico N° 3.1.1.1) en los cuales la relación media R/P se mantuvo por encima de los 15 años.

Gráfico N° 3.1.1.1



Fuente: Estimaciones propias con datos de CEDIGAZ, Natural Gas in the World, anuarios 1987 a 1997.

Si tenemos en cuenta que las reservas de Argentina clasificadas en probadas, probables y potenciales, son las que figuran en el Cuadro N° 3.1.1.4, se pueden extraer algunas conclusiones.

Cuadro N° 3.1.1.4
Reservas de Gas en Argentina (en m³ x 10⁹)

Cuencas	Reservas			Totales
	Probadas	Probables	Potenciales (no descubiertas)	
Noroeste	122	325	250	697
Neuquén	344	300	350	994
Austral	136	250	250	636
Total	602	875	850	2.327

Fuente: Citas de trabajos de expertos internacionales.

Nota: Las reservas oficiales son menores. La suma de las categorías probadas, probables y posibles arroja 1.295,8 x 10⁹ m³ en las cinco cuencas productoras.

- El Escenario A con una R/P de 15 años supone llegar a incorporar 145% de las reservas probadas, 73,5% de las probables y potenciales y 54% de las totales.
- En la hipótesis mas conservadora, Escenario B con R/P = 10 años, los porcentajes serían 44,5% de las probables, 22% de las probables y potenciales y 17% de las totales, pero en este caso el abastecimiento a San Pablo tendría que darse con Gas de Bolivia y/o Perú ya que existen dudas acerca de que este volumen sea suficiente.

Si bien no existe una relación directa y estimable entre el nivel de precios del gas y la incorporación efectiva de reservas, es probable que para incorporar cantidades crecientes efectivas de reservas en la medida en que lo exige el Escenario A, con R/P = 15 años, se necesitarán niveles de precios crecientes.

De darse la exportación a Brasil desde la Cuenca del Noroeste, los volúmenes acumulados al año 2010 implicarían exportar el 146% de las reservas probadas, el 40% de las probadas y probables y el 26% de las totales incluidas las potenciales no descubiertas. Una consecuencia podría ser que esa cuenca casi no abasteciera al resto del mercado interno siendo que en la actualidad aporta más del 19% del total de gas cargado por las compañías transportadoras de Argentina.

3.1.2. Bolivia

Las reservas de gas de Bolivia y los niveles internos de consumo y producción representan una pieza clave para la realización de los proyectos de gasoductos de exportación en la región del Cono Sur. Esto es cierto en especial para el propio gasoducto de Bolivia a Brasil, para concretar la idea de un gasoducto entre Perú y Bolivia y también para comprender el margen de complementariedad que jugaría el gas argentino en los proyectos de exportación a Brasil que actualmente se manejan.

A pesar de las controversias que existen sobre el tema de la suficiencia de las reservas de Bolivia para satisfacer la demanda de Brasil, algunos expertos creen que Bolivia dispone de gas para iniciar la exportación a través del gasoducto ya en construcción, de 3.110 km entre Santa Cruz de la Sierra en Bolivia hasta Porto Alegre, pasando por Sao Pablo ⁽³⁾.

Pero en el futuro Bolivia necesitaría importar gas para poder continuar con el abastecimiento o bien actuar como país de transporte del gas proveniente de Argentina y/o Perú. Sin embargo la posición oficial es distinta.

El Cuadro N° 3.1.2.1 muestra la prospectiva del mercado de gas en Bolivia.

3 De esta longitud 2.547 km se hallarán en territorio del Brasil.

Cuadro N° 3.1.2.1
Bolivia: Proyecciones de la demanda de gas al 2010
(en miles de millones de m³)

Año	Producción p/el consumo interno	Consumo interno	Exportaciones			Total general	Producción acumulada
			Argentina	Brasil	Total		
1998	1,5	0,9	1,6	0,7	2,3	3,8	5,5(*)
2000	1,6	1,0	-	3,4	3,4	5,0	9,0
2005	1,8	1,2	-	5,6	5,6	7,4	20,8
2010	1,9	1,3	-	5,9	5,9	7,8	35,1

Fuente: Estimaciones propias en base a datos de expertos internacionales.
(*) Desde 1995.

Si se comparan las cifras de las reservas probadas, probables y posibles (Cuadro N° 3.1.2.2), con la producción acumulada (Cuadro N° 3.1.2.1) se tienen las siguientes conclusiones:

Cuadro N° 3.1.2.2
Bolivia: Reservas de Gas y demanda Proyectada al 2010

Reservas	En m ³ x 10 ⁹	(1)	(1)+(2)	(1)+(2)+(3)	Demanda al 2010	Demanda al 2018	Balance al 2010	Balance al 2018
Probadas (1)	40,6	40,6			35,1	57,7	5,5	- 17,1
Probables (2)	26,7		67,3		35,1	57,7	32,2	9,6
Posibles (3)	11,4			78,7	35,1	57,7	43,6	21,0

Fuente: Estimaciones propias en base a datos citados por expertos internacionales.

- Las proyecciones al 2010 revelan que se estaría llegando al 86% de las reservas probadas y al 44,6% de las totales incluyendo las posibles.
- En un horizonte mayor (20 años) la demanda proyectada llegaría a consumir casi el 86% de las reservas probadas y probables y 73% de las totales.

Debe tenerse en cuenta que las proyecciones de consumo interno crecen muy moderadamente al 5,5% aa, por debajo del crecimiento supuesto para el parque térmico en Bolivia (9,3% aa)

Es decir que si se considera que los precios de largo plazo del principal contrato de exportación están fijados (con Brasil), la política parece conducir a un rápido agotamiento del recurso. Los niveles de inversión en exploración proyectados hasta el 2000 suponen entonces una baja de la rentabilidad de la empresa estatal (o de quien la realice) para hacer viables los proyectos en curso.

3.1.3. Brasil

Las previsiones de crecimiento de la demanda potencial de gas en Brasil son la mayor fuente de los proyectos de exportación de gas en la región del Cono Sur de Sudamérica. Estas previsiones son muy variables dependiendo del posicionamiento del que realiza las proyecciones.

Según una de estas previsiones, la del proyecto del Gasoducto Mercosur, la demanda total de gas natural de Brasil podría pasar de un nivel de 5,4 x 10⁹m³ en 1995 a 28,2 x 10⁹m³ en el 2010, es decir equivalente a la magnitud del mercado, de consumo final de Argentina en 1997 (Cuadro N° 3.1.3.1).

Cuadro N° 3.1.3.1

Previsiones de la demanda de gas en Brasil (en m³ x 10⁹)

Año	1995	2000	2005	2010
Sector				
Residencial	2,2	2,9	3,7	4,8
Industrial y Transporte	3,2	8,7	12,8	15,7
Generación Eléctrica	-	4,0	5,2	7,7
Total	5,4	15,6	21,8	28,2

Fuente: Proyecto Mercosur.

Nótese que esta demanda excede ampliamente la posibilidad de abastecimiento desde Bolivia expuesta en el apartado anterior.

Adicionalmente en el caso particular de la proyección de demanda del Sector Eléctrico, la cantidad de gas demandada aparece por debajo de los requerimientos que surgen de las proyecciones de equipamiento térmico al 2010, como luego se podrá ver en detalle.

Es evidente que del tamaño real del Mercado Brasileiro depende en mucho la verdadera magnitud esperable de las exportaciones de gas de Argentina y de Perú. De la misma manera depende de cuál vaya a ser el ritmo de incorporación de reservas y de producción de gas del propio Brasil, elemento que por lo general está ausente en los análisis sobre el tema. De ello dependerá también, por consiguiente, la presión sobre el nivel de reservas que cabe esperar en cada caso y también toda la cuestión asociada a la política de precios que da sustentabilidad a la exportación y a la incorporación de reservas.

Si la magnitud de la demanda del Brasil fuese la señalada en el Cuadro N° 3.1.3.1 y el nivel de producción local se estancase, la presión sobre las reservas en Argentina tenderá a asimilarse más a la del Escenario A que la del B, y ello al margen de que se viabilice o no el citado proyecto del Gasoducto Mercosur.

Según los especialistas, aún cuando la demanda del Brasil puede llegar a ser de esa magnitud o todavía mayor, las vías de abastecimiento no son únicas. En este caso se ve que una estrategia posible es iniciar el abastecimiento con gas de Bolivia y complementarlo luego con el gas de Perú (Camisea) y de Argentina (inyectando gas desde la Cuenca del Noroeste a Santa Cruz de la Sierra en Bolivia) y también, por supuesto, con la propia producción del Brasil.

El gasoducto de Bolivia a Brasil era; en el tramo boliviano propiedad de YPFB 51%, Enron 34%, Petrobras 9% y el consorcio BTB 6%. Luego, con la capitalización de YPFB, Transredes adquirió el 51% de YPFB. Transredes es una asociación entre Enron 25%, los Fondos Bolivianos de Pensión 34% y empleados de YPFB 16%.

Pero a su vez Enron vendió a Shell la mitad de su paquete accionario del 34%, con lo que esta última empresa es la que domina el tramo boliviano, Shell a su vez es una de las principales participantes en Camisea junto con Mobil. Según expertos para el año 2005 Camisea podría estar produciendo gas seco en cantidades abundantes.

En el lado brasileiro el gasoducto es propiedad de Petrobras con 51%, BTB 25%, Transredes 12%, Enron 4%, Shell 4% y Gaspart 4%.

Es decir que en conjunto, y considerando las longitudes del gasoducto en cada territorio, Petrobrás tendría una posición dominante con 42,6%, mientras que Enron y Shell aparecerían con poco más de 16% cada una.

El gasoducto tendría una capacidad de 30 MM m³/día (10,9 x 10⁹m³año) y el contrato con Bolivia especifica llegar a 18 MM m³/día en 8 años ⁽⁴⁾.

El resto de la capacidad funcionaría en un régimen de acceso abierto y podría llenarse con gas de Perú y/o Argentina. El inicio de las operaciones de dicho gasoducto se daría hacia bien entrado el año 1999 y según los expertos sería el único viable en el lapso aquí considerado. Es decir, otros proyectos como el Mercosur (AEC, Marubeni, Mobil, Petrolera San Jorge⁽⁵⁾ y quizás Petrobras e YPF) quedarían postergados y en todo caso mal posicionados frente al abastecimiento desde Camisea viabilizado por la participación de Shell a lo largo de la cadena. No obstante, todo esto está aún en pleno proceso de evaluación y estudio.

La pregunta de fondo es cuál será la demanda real de GN en Brasil y en qué medida Petrobrás acentuará o no el proceso de sustituciones entre derivados y GN, dada su presencia dominante. Del mismo modo es una incógnita cuál puede ser la prospectiva de la producción gasífera local.

3.1.4. Chile

Chile cuenta con una producción petrolera y gasífera muy pequeña por la que todos los proyectos de abastecimiento de gas tienen su origen en la importación principalmente desde Argentina.

En efecto, la producción de Chile ronda los 2,0 a 2,5 x 10⁹m³ año. La asociación de Sipetrol (subsidiaria de ENAP) con YPF para la explotación del área Magallanes implica sólo un incremento de la producción de 0,3 millones de m³ año.

Sin embargo, el mercado de gas de Chile habrá de desarrollarse en forma muy significativa a partir de los acuerdos de importación en Argentina.

Los proyectos de abastecimiento son varios. Por un lado se tiene a Gas Andes, con 465 km de gasoducto (313 km en Argentina y 152 km en Chile). Este gasoducto opera desde fines del año pasado. Sus clientes son Distribuidora Metrogas en Santiago y tres Centrales que en conjunto operan unos 1080 MW.

Luego está el ya citado gasoducto entre San Sebastián (Argentina) y Punta Arenas (Chile), para abastecer de gas a la Planta Methanex, que produce Metanol para la exportación.

Estos son los dos proyectos actualmente en operación.

Los proyectos de construcción son:

- a) Gasoducto del Pacífico entre Neuquén y la VII Región (Concepción); este gasoducto tiene 20 pulgadas de diámetro, 430 km de extensión y una capacidad de 3,5 millones de m³/día, y
- b) Gas Atacama, gasoducto de 920 km, 20 pulgadas de diámetro y una capacidad de 8,5 millones de m³/día.

4 Al principio eran 16 MM m³/día

5 De hecho en el transcurso de la redacción de este capítulo Petrolera San Jorge se ha retirado del proyecto a favor de una empresa canadiense, alegando la insuficiencia de demanda del Gasoducto Mercosur en el mediano plazo (año 2001).

El resto de los proyectos no están aún en etapa de ejecución y es posible que sólo entren a más largo plazo porque se trata de proyectos que compiten con los ya existentes y/o en construcción (Ej.: Transgas y Norandino).

Según publicaciones recientes los gasoductos en funcionamiento y/o en construcción prevista de aquí al 2000 en territorio chileno serían los siguientes:

- 1) Gas Andes (Nova Gas 40%; Chilgener y Gasco). Con una inversión de U\$S 325 millones. En operación desde 1997. Este gasoducto parte de La Mora (Mendoza) y abastece, como ya se dijo, a la Distribuidora Metrogas en Santiago.
- 2) Del Pacífico (o antes llamado Gas Sur) (Nova Gas (30%); El Paso (21,8%); Gasco (20%); ENAP (18,2%) e YPF (10%). Inversión U\$S 400 millones. Inicio de operaciones en 1999. Trazado Loma La Lata (Neuquén) a Concepción ⁽⁶⁾.
- 3) Electrogas (Endesa (42,5%); Colbún (42,5%) y ENAP (15%). Inversión U\$S 82 millones. Inicio de operaciones enero 1998. Conecta San Bernardo (terminal de Gas Andes) hasta Quillota y Concón.
- 4) Gas Atacama (Endesa (40%)⁽⁷⁾; CMS (40%); Astra y Pluspetrol (20%). Inversión U\$S 650 millones (920 km). Inicio de operaciones 1999. Conecta Salta con Mejillones.
- 5) Norandino ⁽⁸⁾ (Tractebel (66%); Edelnor (34%). Inversión U\$S 400 millones. Inicio de operaciones 1999. Trazado Salta hasta Tocopilla, con extensión a Coloso (800 km)
- 6) Tal Tal (Endesa (100%) Inversión U\$S 100 millones. Inicio de operaciones 1999. Es una extensión desde Mejillones (Gas Atacama) hasta Tal Tal.
- 7) Methanex (del grupo NOVA, el gasoducto es de ENAP) 79 km en territorio de Chile. Inicio diciembre de 1996.

Según las hipótesis manejadas en Argentina los valores a exportar serían:

Cuadro N° 3.1.4.1

Exportaciones de Gas a Chile desde Argentina (en MM m³/día)

Año/Cuenca	Noroeste	Neuquina	Austral	Total
1997	-	1,0	2,0	3,0
2000	2,5	2,5	4,8	9,8
2005	4,8	5,0	4,8	14,6
2010	9,4	12,0	4,8	26,2

Fuente: Estimaciones propias con datos de Prospectiva 1997, op.cit.

Esto significa que la presión sobre el volumen de reservas en Argentina comenzará a sentirse con mas fuerza hacia el 2005-2010.

Como se ve una parte considerable de la concentración se produce en los gasoductos del norte de Chile, por lo que la demanda real dependerá de la evolución de la actividad minera en esa región, la que a su vez es electrointensiva. En principio el gasoducto Gas

- 6 El ENARGAS de Argentina autorizó a YPF a exportar Gas desde la Cuenca Neuquina en 1,8 millones de m³/día por un plazo de 15 años hasta completar $9,9 \times 10^9$ m³
- 7 Según algunas noticias Endesa abandonaría o ha abandonado el proyecto, el cual seguía no obstante en curso
- 8 Según fuentes argentinas y chilenas es posible que no se lleve a cabo en el plazo previsto, dado que sería excedentario si se realiza Gas Atacama. Ambos proyectos están aprobados por el ENARGAS.

Atacama tiene una capacidad de 8,5 millones de m³/día. Es decir que las previsiones de oferta desde el lado argentino serían acordes a las previsiones iniciales de la infraestructura proyectada. De todos modos la presión sobre las reservas de la Cuenca del noroeste será más grande, ya que en base a la capacidad de transporte en ejecución y proyectada, ya se estaría en los 15 millones de m³/día de capacidad en el año 2000 si se dieran los dos proyectos.

Estas previsiones son ampliamente compatibles con el aumento del parque térmico en Chile, que se multiplicaría por 5,2 en el período de estudio.

Como conclusión puede ser afirmado que la modificación del panorama de reservas que implicará para la Argentina la exportación de gas a Chile, podría provocar impactos en los niveles tarifarios y de precios no tanto para el gas en boca de pozo, sino para el transporte, ya que es posible que obligue a emprender nuevas obras de infraestructura para abastecer al mercado interno del país exportador antes de lo que se hubiese requerido con una política no exportadora. Sin embargo este impacto no es aún totalmente evaluable porque depende no sólo de las exportaciones desde la Cuenca del Noroeste a Chile, sino de las eventuales exportaciones desde dicha cuenca al Brasil.

En cambio, para Chile el nivel de los precios se vislumbra más estable en tanto los contratos de abastecimiento son de largo plazo y garantizan en cierto modo una mayor estabilidad.

3.1.5. Colombia

Según el Plan Energético Nacional 1997-2010 ⁽⁹⁾, el mercado de gas natural crecería a una tasa media anual del 9,3% aa considerando la demanda de gas del sector eléctrico, la que crecería al 16,87% aa entre 1996 y 2010.

El porcentaje del mercado que representaría el consumo de gas de las centrales eléctricas llegaría a ser así del 54% en el año 2010.

Esta demanda sería acorde a su vez con las proyecciones del sector eléctrico contenidas en el Plan de Expansión de Referencia (1996) ⁽¹⁰⁾.

El contexto de los precios está ya indicado en el citado Plan de Expansión ⁽¹¹⁾. La gama de dichos precios oscilaría entre 1,5 U\$S por millón de BTU el gas de la Costa Atlántica y sería del orden de los 2,5 U\$S MBTU en Cali.

Estas proyecciones implican suponer un mayor despacho relativo de las Centrales Térmicas a gas, dado que el incremento en la demanda de energía eléctrica para el 2010 oscila en rangos que van de 1,95 veces la demanda de 1996 (Escenario Bajo) a 2,5 veces (Escenario Alto). En cambio, una tasa de crecimiento del consumo de gas del 16,87% aa, implica multiplicar por 8,9 veces el consumo de gas del año base, lo que significa desplazar fuertemente a otros combustibles y aún a la energía hidráulica.

Pero dados los precios relativos actuales no parece probable llegar a desplazar totalmente el uso del Carbón Mineral en Colombia y tampoco el uso de crudo, aún

9 Cf. UPME, Ministerio de Minas y Energía de la República de Colombia, Plan Nacional Energético 1997-2010, Autosuficiencia Energética Sostenible, pp 29-31, Bogotá 1997.

10 Cf. UPME, MME, Plan de Expansión de Referencia Generación, Transmisión 1996-2010, Revisión 1996, Bogotá, 1997.

11 Cf. Plan de Expansión, op.cit. pág. 5-75.

cuando se piensa que a partir del 2000 el último será prohibido en su versión más contaminante y barata (Crudo de Castilla).

En síntesis Colombia ofrece un cuadro de sobreoferta de combustibles y no es fácil proyectar la evolución futura de la demanda porque depende en gran medida de respuestas de Política Económica y Energética. En principio no hay un problema de agotamiento de reservas, sino por el contrario de hallar una estrategia coherente para movilizar hacia el mercado dichas reservas.

Aunque se ha especulado mucho con el gran incremento de la demanda de gas que provendría del consumo de las Centrales Eléctricas, habrá mucha presión para continuar con el uso del carbón (por problemas económicos y sociales) y no será fácil desplazar del todo al crudo (intereses de Ecopetrol). Por otra parte Colombia presenta un alto grado de oferta de origen hidráulico (82,9% en 1996), y si bien la diversificación energética y la masificación del gas son metas oficiales, no está claro que pueda alcanzarse el ritmo previsto en el citado Plan Energético.

Además no existe todavía un juego coherente de precios relativos que induzca a los actores a comportarse en la dirección deseada. Los precios necesarios deberían ser más bajos que los indicados en el Plan, pero estos no satisfacen a los actores que controlan la oferta. Una política de subsidios abierta es por ahora rechazada. De este modo lo más probable es que siga existiendo una situación de sobreoferta de gas, la que hará muy difícil viabilizar mayores precios y también mayores cantidades de gas hacia el mercado, en vista del esquema institucional que rige esa cadena energética.

Por otra parte la infraestructura de transporte ya ha sido construida y en algunos casos es probable que se presente una capacidad ociosa considerable (Ej.: Gasoducto Mariquita - Cali). Pero es justamente allí donde el precio indicativo aparece más caro, porque refleja los costos reales de transporte y un elevado valor en boca de pozo.

Es posible que en el futuro éste sea un Gasoducto apto para la exportación de gas a Quito, Ecuador, pero no está claro que el Gasoducto entre Cali y Quito vaya a ser construido, ni cuales serían las tarifas realistas que pudiesen desarrollar un mercado en esta última ciudad.

3.1.6. Ecuador

Este país es el más pequeño productor de Gas Natural en Sudamérica. La razón de este escaso desarrollo es la ausencia de un sistema de gasoductos y el hecho de que la producción gasífera proviene de la explotación petrolera en tierra.

La producción "offshore" podría comenzar en los próximos años a partir de la explotación de las reservas del campo Amistad, operado por BHP y King Ranch en el Golfo de Guayaquil. Las reservas probadas en dicha área se estiman en $10 \times 10^9 \text{ m}^3$.

El consorcio de estas empresas está intentando construir un gasoducto de 50 km para generar energía eléctrica con una inversión total de 31,9 millones de dólares lo que incluye una planta de 100 MW que posiblemente operará este año. Este nivel de consumo daría como resultado que en diez años se consumiera la cuarta parte de las reservas del Bloque 3 donde está Campo Amistad. Por esa razón se estima que la potencia final, a mediano o largo plazo podría llegar a los 400 MW.

Dado este panorama de reservas y los niveles de demanda no se prevé un desarrollo demasiado significativo del mercado del gas, a menos que esto se modifique con nuevos hallazgos y/o nuevas estrategias de penetración del recurso (Ej.: por razones ambientales

como opción de Mitigación; como parte de una política de uso de la renta petrolera para fines de desarrollo; etc.).

La integración gasífera con Colombia podría llegar a plantearse en el futuro aunque la ecuación económica será difícil de lograr. De todos modos no sería de descartar la posibilidad de que parte de la renta petrolera de ambos países se destine a desarrollar una industria del gas en la región, lo que modificaría la perspectiva de la oferta y la demanda en el largo plazo.

Sin embargo, la mayor demanda potencial se halla en Guayaquil, ciudad en la cual dicha demanda se concentraría tanto para la producción de energía eléctrica como para consumos industriales en plantas de cemento y de fertilizantes. La demanda potencial en Quito, en cambio, sería de menor magnitud y más orientada a los mercados residencial y de servicios, los cuales presenta bajos consumos unitarios, lo que dificultaría aún más una integración basada en costos reales.

3.1.7. Paraguay

El potencial hidroeléctrico del país hace muy difícil pensar en la posibilidad de generación térmica.

Los proyectos de abastecimiento de gas a Paraguay estarían vinculados con la ejecución del gasoducto Mercosur (desde Madrejones en Salta a Asunción en Paraguay y continuando hasta Porto Alegre en Brasil). Pero este proyecto tiene bajas probabilidades de ser realizado en vista de la mejor opción que representa a corto plazo el abastecimiento vía Bolivia. En todo caso una demanda potencial adicional desde Paraguay presionaría en forma adicional sobre las reservas de la Cuenca del Noroeste de Argentina, con las consecuencias ya señaladas en los apartados anteriores ⁽¹²⁾.

3.1.8. Perú

Perú posee importantes reservas de gas en Camisea. Según cifras oficiales la magnitud de las mismas sería de $283,2 \times 10^9 \text{ m}^3$ pero podrían ser hasta 50% superiores a esa cifra ¹³.

La licencia en el área la tienen las empresas Shell y Mobil y esta expira en el año 2001. A pesar de los vaivenes de las negociaciones entre Shell, Mobil y Perú Petro, los expertos estiman que las reservas serán desarrolladas.

La economía del yacimiento no corresponde enteramente al gas natural. La producción petrolera podría comenzar con la reinyección del gas para mantener la presión del yacimiento y en una etapa posterior el gas podría utilizarse para generación de electricidad "in situ", en ausencia de infraestructura de evacuación.

Los estudios no justifican montar una planta de GNL con fines a exportación, pero esta opción podría funcionar exportando el gas a Bolivia. En tal sentido la empresa Consultora

¹² Sin embargo, existiría un contrato entre Ande y la empresa Primo F. Cano Martínez para el suministro de gas natural a una central eléctrica en construcción en el Chaco Paraguayo (Gabino Mendoza).

¹³ Según puede observarse estos valores difieren ampliamente de los presentados en el Cuadro 2.1.1. Sin embargo a los efectos del presente estudio se ha decidido adoptar las series de la publicación CEDIGAZ ya que se ha considerado de suma importancia el manejo de series homogéneas para la comparación entre países.

Internacional Bechtel está analizando rutas alternativas. Pero entre estas opciones se tiene también la de exportar a Brasil vía Bolivia.

Sin embargo, existen dudas acerca de si el "net back" resultante de esta opción sería suficiente para alentar a Shell y Mobil a emprender el desarrollo. Algunos expertos afirman que el precio de partida debería ser U\$S 1 el millón de BTU en La Paz (Bolivia) y que con este valor el "net back" para el gas de Camisea se podría establecer en U\$S 0,30 por millón de BTU o más, lo que si bien no alentaría excesivamente la explotación la haría quizá viable si se tiene en cuenta que Shell participa también en el gasoducto de exportación de Bolivia a Brasil y además en la distribución en este último país.

A la demanda para exportación debe agregársele sin duda la que surgirá de una mayor utilización local del GN para generación eléctrica.

En la actualidad Perú no dispone de redes de gasoductos y de distribución pero a partir de los desarrollos de Aguaytía y Camisea surgen diversos proyectos.

El desarrollo de Aguaytía va asociado a la generación eléctrica con una planta de 155 MW y un ducto de 225 km para transportar gas hasta la costa y otro de 104 km para evacuar los líquidos del gas natural.

De resultar satisfactoria la evaluación de Camisea se construiría además un gasoducto de 586 km con diámetro variable de 22 a 26 pulgadas hasta la capital Lima. Esto último se concretaría hacia el año 2002. Se estima también un gasoducto a Cuzco de 274 km de longitud y 12 pulgadas de diámetro.

La expansión de la generación en Perú será en buena medida térmica por lo cual a la demanda de Brasil se le debe sumar la propia del país.

Aún cuando no se dispone de cifras de demanda potencial de gas en el mercado peruano, es evidente que la disponibilidad de gas y la estructura institucional de la cadena favorecerán los medios para la búsqueda de una mayor penetración de este energético, en especial hacia el 2005-2010.

Pero en relación a la presión de la demanda real sobre el nivel de reservas de GN, en el caso del Perú, jugarán tanto los actores internos como los externos, pero será mucho más decisivo el desarrollo del mercado brasilero ya que el mercado interno por sí solo no podría absorber a corto plazo la oferta potencial que constituye Camisea.

3.1.9. Uruguay

Uruguay no posee al presente producción petrolera ni gasífera.

Las tareas exploratorias realizadas en los años 70 mostraron algunas acumulaciones "offshore", pero de un costo muy elevado ⁽¹⁴⁾.

El abastecimiento a Montevideo se hará mediante un Gasoducto de 215 km desde Buenos Aires, con una capacidad mínima de 2,5 millones de metros cúbicos por día.

La operación del gasoducto la hará un consorcio conformado por British Gas (que maneja Metrogas de Buenos Aires) y Pan American Energy (un consorcio entre Bidas y Amoco).

14 cf. Petroleum, Gas in Latin America and the Caribbean, Its Potential, Mayo de 1997.

La inversión se estima en 120 millones de dólares.

Las proyecciones de demanda sitúan las de gas natural en un orden de 3 millones de m³/día hacia el 2005, buena parte de los mismos están destinados a la generación de energía eléctrica. Las previsiones de exportación desde Argentina son un poco inferiores a esta cifra (1,9 millones m³/día en el 2005 y 4 millones m³/día en el 2010).

Los clientes en el gasoducto en el que también participa ANCAP con un 20%, serían la misma ANCAP y UTE, las que se han comprometido a reservar 1,5 MM m³/día y 0,5 MM m³/día respectivamente por un período de 15 años.

También se tiene un proyecto de exportación de gas desde Entre Ríos (Argentina) a Fray Bentos (Uruguay). Este es un gasoducto de 260 km de longitud, 16 pulgadas de diámetro y una capacidad de 3 MM m³/día.

Si este proyecto entrara en vigencia la exportación de la Argentina sería superior a la prevista o bien el sistema tendría considerable capacidad ociosa.

Es posible que esta capacidad excedente de los proyectos de exportación al Uruguay se deba a estrategias para abastecer de gas a Brasil por vías alternativas, en vista de la previsión del crecimiento explosivo de la demanda de Gas Natural en el Sur de Brasil.

En el caso del proyecto British Gas – Pan American esto es un objetivo declarado y de hecho British Gas participa en varios proyectos de generación eléctrica en Brasil. En el caso de Pan American, tienen un 15% en la Distribuidora del NEA, creada con posterioridad a la privatización de Gas del Estado en Argentina como novena zona de distribución a lo largo del Litoral Argentino que linda con Uruguay, Brasil y Paraguay.

Como luego se verá la demanda de Uruguay para Generación Térmica podría ser compatible con volúmenes del orden de los 3MM m³/día hacia el 2005 – 2010.

3.1.10. Venezuela

Venezuela a pesar de ser de lejos el país con mayores niveles de reservas de Gas y también el que presenta el mayor volumen en lo que a producción bruta se refiere, presenta bajas perspectivas de desarrollo del mercado de gas, en especial para generación eléctrica.

Según la División de Planificación de Sistemas Eléctricos de C.V.G. Edelca, hacia el año 2006 se espera que el 72% de la energía generada en el SEN provenga de fuentes hidroeléctricas ⁽¹⁵⁾. La propia previsión de evolución de la potencia efectuada en este estudio muestra un crecimiento de sólo 52,4% para el parque térmico total entre 1996 y el año 2010.

En base a la misma fuente se prevé que a mediano plazo el consumo de Gas Natural no será mucho mayor al registrado en la actualidad.

Debe tenerse en cuenta adicionalmente que los precios del gas se han aumentado drásticamente desde un nivel uniforme de U\$S 0,08 MM BTU al 31 – 12 – 96 a niveles que oscilarán entre U\$S 0,50 y 0,95 MM BTU para el segundo trimestre de 1998 ⁽¹⁶⁾.

15 cf.CVG, EDELCA, Estimación del Consumo de Combustibles en el Sector Eléctrico Nacional 1996 – 2006, octubre de 1996.

16 cf.Gaceta N° 297 497, 30 – 12 – 96.

Si bien se supone que habrá algunas conversiones a gas de alguno de los antiguos equipos térmicos y también que parte de la expansión se realizará con turbinas a gas, los datos oficiales no parecen señalar aumentos espectaculares de la demanda.

Es que además de todo lo anterior, no existe actualmente una infraestructura que permita aumentar el consumo de gas y las perspectivas macroeconómicas para la década en curso no parece alentar grandes inversiones.

Por último, las distancias a atravesar y los consiguientes costos de inversión para poder llegar a exportar el producto dentro de los mercados de consumo de América Latina hacen inviable por ahora la idea de movilizar esas enormes reservas gasíferas que posee Venezuela, a menos que bajen los costos de licuefacción y transporte por mar para viabilizar la exportación de GNL.

3.2. Estimaciones preliminares de la Demanda de Gas Natural para Generación Eléctrica

En el Cuadro N° 3.2.1 se presentan los volúmenes totales de demanda de gas natural para generación eléctrica. Las hipótesis subyacentes a esta estimación preliminar se exponen en el Anexo I al punto 3.2. de este capítulo.

Cuadro N° 3.2.1
Consumo proyectado de GN para fines de generación eléctrica
1996-2010 - en millones de m³/año

Año	1996	2000	2005	2010
Argentina	9075	11124	13375	15062
Bolivia	510	542	964	1549
Brasil	0	3398	4699	6777
Chile	0	1865	4987	9861
Colombia	1834	2230	4172	8240
Ecuador	0	0	0	0
Paraguay	0	0	0	0
Perú	0	1116	2017	2995
Uruguay	0	384	552	719
Venezuela	5737	5946	6848	7424
TOTAL	17156	26605	37614	52627

Fuente: Estimaciones propias.

Aún teniendo en cuenta que la demanda de Brasil pudiera estar subestimada, el incremento total del consumo proyectado resulta a una tasa media anual superior al 8,3%, lo que implica multiplicar por tres el consumo actual de GN para generación eléctrica.

El panorama es más dinámico todavía si se considera el crecimiento de la demanda esperada sólo en los países del Mercosur, Chile y Perú. En efecto, en este caso el crecimiento sería próximo al 10% anual lo que implica multiplicar por 3,8 el nivel de demanda de 1996.

3.3. El impacto sobre el nivel de reservas y la magnitud de los descubrimientos

Existen varias maneras de evaluar el impacto de la demanda de gas sobre el nivel de reservas futuras.

Lo habitual es establecer un valor para la duración media de las reservas de gas en función de los niveles de producción proyectados y obtener así el incremento de reservas necesario para satisfacer la demanda proyectada para el futuro y simultáneamente cumplir con la condición de que R/P = plazo de duración fijado en el año horizonte.

Esto requiere disponer de la proyección total de la demanda.

La comparación entre la magnitud de los descubrimientos necesarios para satisfacer las condiciones de la demanda y duración de las reservas, y la magnitud de los descubrimientos promedio en el pasado en períodos de similar duración a la del período de proyección, nos dan una idea del esfuerzo exploratorio adicional que supone concretar los hallazgos.

Esto es lo que ya se hizo cuando se analizó el caso de Argentina. La fórmula sería:

$$R_d = (P_F \cdot x(R/P)_F) + \sum_{i=1}^F P_i - R_I$$

donde:

R_d = Reservas a descubrir

P_F = Producción del año horizonte

$(R/P)_F$ = Duración media de las reservas en el año horizonte

P_i = Producción del año i

R_I = Reservas iniciales

Luego se puede comparar R_d promedio anual del período de proyecciones con R_d histórico siendo el primero

R_{d_p}

y el segundo

R_{d_h}

Si $R_{d_p} > R_{d_h}$ el esfuerzo exploratorio será mayor.

Otra forma de medir este impacto puede ser comparar en forma directa lo que representa el consumo del año horizonte con respecto a los descubrimientos históricos promedio, porque ello nos da una idea de la incidencia directa del sector eléctrico con respecto a los esfuerzos exploratorios pasados.

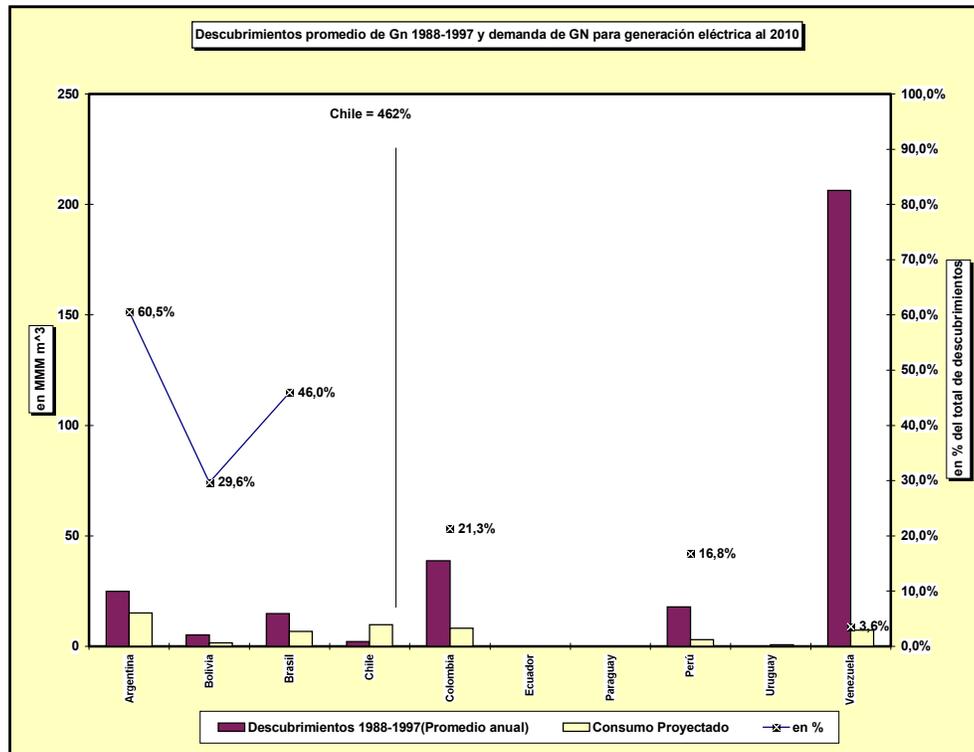
En lo que sigue se describirán los resultados de estos ejercicios enfocados de esta última forma.

En el Gráfico N° 3.3.1 podemos apreciar que la proyección de la demanda de gas con fines de generación eléctrica representa porciones muy disímiles de los descubrimientos históricos de recursos de gas en cada país que integra la CIER.

Resulta claro que la demanda representa porcentajes muy elevados de los descubrimientos históricos en Argentina, en Brasil (a pesar de las proyecciones subestimadas) y en Chile. Por el contrario, en Colombia, Perú y Venezuela los porcentajes son menores (ínfimos en el último caso). Es decir se confirma que la mayor crisis de reservas podría darse en la región del Mercosur, mientras que en Venezuela y Colombia existe una situación de sobreoferta potencial.

Cabe señalar que la situación se agrava cuando se consideran sólo las reservas de Perú, Bolivia y de la cuenca del Noroeste Argentino.

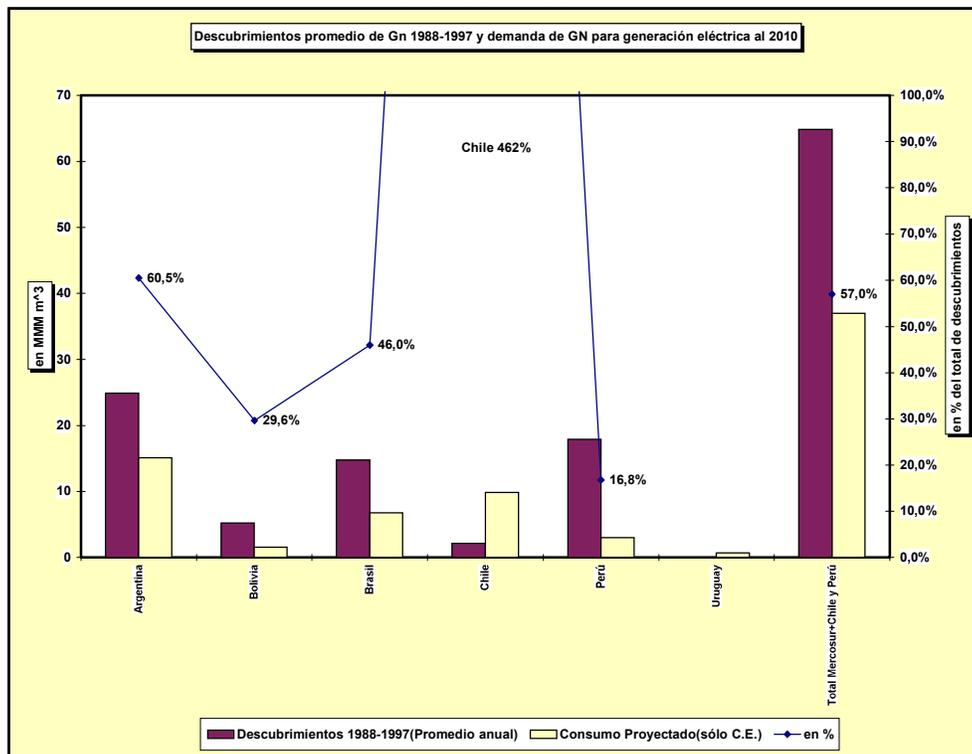
Gráfico N° 3.3.1



Fuente: Elaboración propia con datos del proyecto.

Cuando se agrupan los datos de los países del Mercosur y se incluye a Chile y Perú en el cálculo, habida cuenta de las transacciones potenciales entre estos países en materia de GN, los resultados muestran que la demanda proyectada de gas para centrales eléctricas equivaldría al 57% de los descubrimientos promedio de la última década en esa región (Gráfico N° 3.3.2).

Gráfico N° 3.3.2

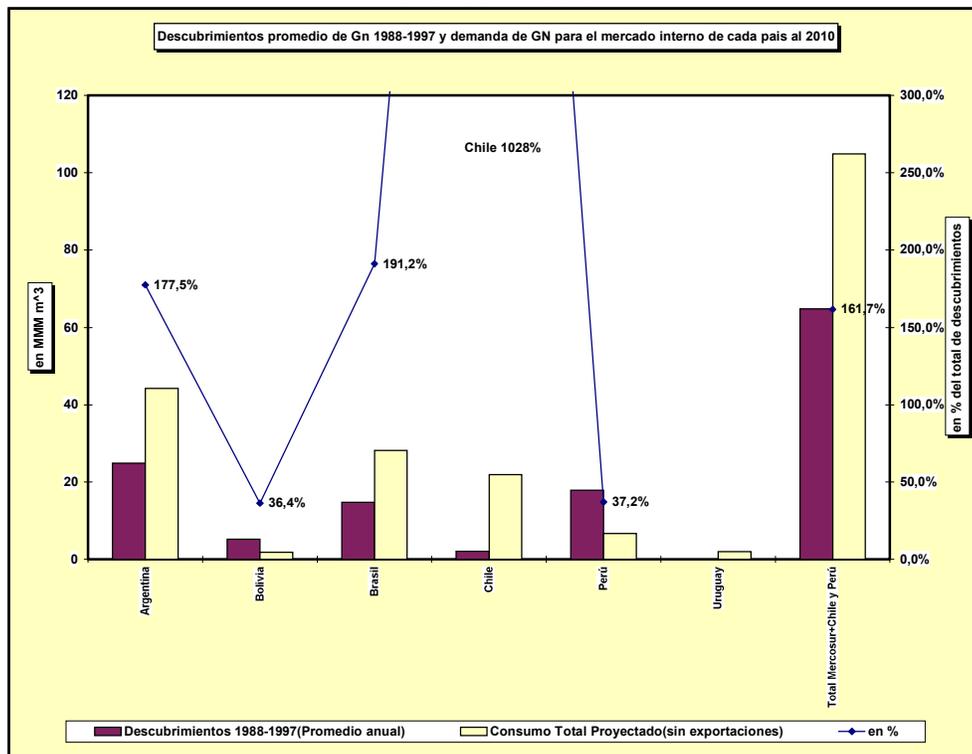


Fuente: Elaboración propia con datos del proyecto.

Aún cuando no se cuenta con una demanda total de GN proyectada para satisfacer únicamente al mercado interno de cada país (es decir no sólo a las centrales eléctricas sino a todos los sectores pero sin considerar exportaciones) un ejercicio simplificado muestra que los consumos potenciales de GN en esta región de Sudamérica podrían ser equivalentes a casi 162% de los descubrimientos históricos promedio de la última década, con valores más críticos aún para Argentina, Brasil y Chile (Gráfico N° 3.3.3).

Pero en realidad si consideramos que Brasil y Chile dependerán en buena medida de las reservas del resto de los países se ve claro, en base a las magnitudes relativas y absolutas, que el mayor esfuerzo recae en Argentina, ya que Bolivia y Perú no tienen mercados internos demasiado dinámicos ni desarrollados, ni tampoco niveles de reservas declarados de la magnitud requerida. Siempre queda la incógnita del propio Brasil.

Gráfico N° 3.3.3



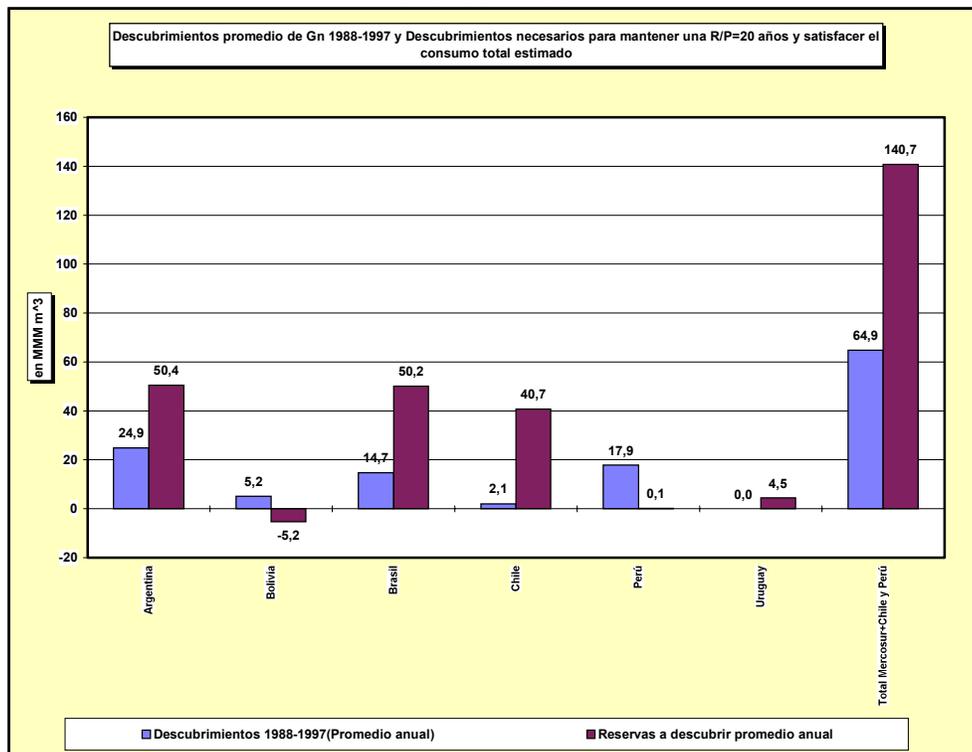
Fuente: Elaboración propia con datos del proyecto.

Lamentablemente no se dispone de información oficial acerca de la producción acumulada total de GN proyectada en cada país como para realizar el tipo de cálculo indicado al principio de este apartado. Sin embargo, adoptando algunas hipótesis simplistas y con una estimación similar respecto al consumo total proyectado para el mercado interno como el utilizado para establecer las comparaciones efectuadas en el Gráfico N° 3.3.3 ⁽¹⁷⁾, se ha realizado el ejercicio para comparar el esfuerzo exploratorio adicional para mantener una relación R/P = 20 años en cada uno de los países de la región crítica dentro de Sudamérica.

Los resultados, expresados en el Gráfico N° 3.3.4, muestran que Argentina debería multiplicar por 2 su nivel de hallazgos; Brasil por 3,4; Chile por 19,1 veces y la región en su conjunto en 2,2 veces.

17 Se ha estimado el consumo total proyectado al año horizonte en base a datos parciales aportados en este informe. La producción acumulada se calcula considerando la demanda del año horizonte multiplicado por 0,75 y por 14 años.

Gráfico N° 3.3.4



Fuente: Elaboración propia con datos del proyecto.

Es claro que Chile no puede hacerlo porque está reposando fundamentalmente en las reservas de Argentina. Bolivia y Perú tienen reservas excedentes, pero el balance en conjunto de la región es negativo y la incógnita es cuánto recaerá sobre Argentina de lo que no incorpore como reservas el propio Brasil para satisfacer su demanda.

La situación más crítica, obviamente la presenta Argentina porque tiene ya un mercado altamente desarrollado al que debe satisfacer y ahora también debe cumplir con sus ya asumidos compromisos de exportación. El análisis de este país ya se realizó en el punto 3.1.1 (ver en especial Gráfico N° 3.1.1.1).

En este contexto de escasez relativa del recurso gas natural en esta región de Sudamérica la demanda de gas para generación eléctrica podría estar implicando algo así como consumir más de la tercera parte de las reservas al nivel que estas tenían en 1996/7.

Paradójicamente los países altamente excedentarios en reservas no parecen poder desarrollar esta estrategia de abastecimiento eléctrico con GN por razones de diverso orden como ya se señaló al comentar los casos de Colombia y Venezuela y podría darse una estrategia complementación vía GNL sólo si bajaran los costos de licuefacción y transporte por mar. En todo caso no parecería ser una opción competitiva hoy al nivel del precio actual del gas en Sao Paulo de U\$S 2,7 MMBTU "City Gate".

4. Los Precios del gas

4.1. Introducción

En este punto se presentan las hipótesis respecto a los precios del Gas Natural para generación Eléctrica.

Estos precios corresponden a valores actuales y previstos según los diversos proyectos en curso en los distintos países.

En principio se supone que estos precios ya consideran el estímulo necesario al productor para incrementar los niveles actuales de producción y reservas, pero no necesariamente se corresponden con los verdaderos costos económicos de largo plazo ni aseguran el descubrimiento e incorporación de reservas a la producción. La discrepancia entre los precios y los costos económicos de largo plazo pueden darse por una infinidad de causas y de hecho se dan.

Por ejemplo, los productores de un determinado país y otros actores relevantes pueden haber adquirido los activos (reservas, infraestructura de operaciones y transporte, etc.) a un precio por debajo del verdadero valor de reposición.

Esto sucede por ejemplo con las privatizaciones con lo cual se crean ventajas competitivas específicas. En este caso los precios pueden estar por debajo del costo económico y la explotación del recurso puede no verse afectada a los largo de plazos considerablemente duraderos.

Puede suceder también que por factores históricos, políticos o de dotación relativa de recursos los precios no reflejen niveles de correspondencia con los verdaderos costos económicos. Todas estas situaciones se dan en casi todos los países y con mayor razón en América Latina.

De este modo la pregunta que se intenta responder acerca de si con este nivel de precios se asegura o no la reposición de las reservas utilizadas -en especial en países donde esto es crítico- no tiene una respuesta definida y en todo caso pueden hacerse aseveraciones de tipo normativo mas que efectivo.

Es decir, si bien se puede llegar a vislumbrar con bastante claridad lo que sucedería con la demanda de gas natural a partir de un cierto nivel de precios, es mucho más difícil predecir que sucederá con la oferta de muy largo plazo (lo que hace al tema de las reservas). Primero porque los descubrimientos no dependen sólo de la exploración efectiva (aunque aumenta la probabilidad de los hallazgos si se explora más), sino de una serie de factores como por ejemplo oportunidades en otros países con mercados emergentes, procesos de privatización, etc. Después porque el verdadero nivel de reservas ya descubiertos es información confidencial de las empresas y es el elemento estratégico por excelencia. Todo esto y mucho más genera un panorama de incertidumbre respecto al rol de los precios en el desarrollo de los mercados de gas natural (Ej.: factores tecnológicos).

Téngase en cuenta, por ejemplo, que el concepto de sustentabilidad de una estrategia de abastecimiento de gas para la generación térmica tiene un significado muy distinto para el actor privado que para el público. Para el actor privado debe cumplir la condición de que el precio sea tal que maximice el beneficio en un plazo dado, para lo cual el precio debe alentar el uso del recurso y simultáneamente maximizar el margen del beneficio total de las operaciones. Pero ello depende de los costos y éstos de quien los ha incurrido, cómo y cuándo. Para la autoridad pública, en cambio, interesará garantizar el suministro a largo

plazo en condiciones estables, pero este objetivo puede ser subordinado a otros objetivos de la política macroeconómica.

En el presente trabajo los precios proyectados no necesariamente consideran toda esta complejidad de análisis. El planteo es más simple.

Los precios de partida son los vigentes ahora en cada país según lo reportado oficialmente o inferido a través de información secundaria.

Las proyecciones consideran los acuerdos comerciales y tendencias previsibles según la evolución esperada de los combustibles alternativos, en especial ligados al precios del crudo.

A continuación se explicitarán los métodos e hipótesis utilizados.

4.2. Métodos y fuentes utilizados para la proyección de los precios del Gas Natural para generación eléctrica

A continuación se presentan en forma resumida las principales hipótesis utilizadas para efectuar la proyección de los precios del Gas Natural para generación eléctrica en los países latinoamericanos miembros de la CIER.

En cada caso se hace referencia a las fuentes utilizadas para determinar el precio del año base y también los supuestos empleados para estimar el nivel de precios en los años de corte 2000 - 2005 y 2010.

En general se dan dos tipos de precios. Uno en boca de pozo, o bien el precio en frontera para el gas importado en aquellos países que son importadores netos y otro, el precio en Puerta Ciudad, para el principal centro urbano del país. Si este no es el caso se indica de qué se trata.

Es evidente que a nivel del precio en boca de pozo la situación real presenta una dispersión mucho mayor que a nivel precio medio de importación y que a nivel del precio puerta - ciudad. Sin embargo, ha parecido conveniente trabajar sólo con los precios medios para evitar dificultades de tipo metodológico en las posteriores fases del estudio. De todos modos es necesario tener en cuenta que pueden existir casos en los que se produzca una oferta de gas a costos inferiores a los proyectados, en especial cuando se trata de gas de venteo o de gas proveniente de yacimientos que no contaban previamente con infraestructura de evacuación y que posibilita la instalación de una Planta de Generación Eléctrica en condiciones competitivas ventajosas (Ej.: cuando una línea de alta tensión pasa cerca y tiene capacidad disponible).

En estos casos sería importante que cada país identificara la oferta eléctrica generada en dichas condiciones, a fin de completar el ejercicio de proyecciones con hipótesis más refinadas que las actuales.

A continuación se presenta entonces las hipótesis por casos que dan lugar al Cuadro N° 4.2.1 y luego se establece el Escenario de Precios del crudo de largo plazo utilizado como marco de referencia para las proyecciones.

4.2.1. Análisis de casos y proyecciones de precios por país

Cuadro N° 4.2.1
Proyección de los precios del GN para generación eléctrica 1996/7-2010
Precios sin impuestos en U\$S 97 por MMBTU

<i>País- Punto de Referencia\ Año</i>	<i>1996/7</i>	<i>2000</i>	<i>2005</i>	<i>2010</i>
<i>Argentina</i>				
Boca de Pozo	1,21	1,30	1,40	1,47
Buenos Aires	2,22	2,34	2,50	2,68
<i>Bolivia</i>				
Boca de Pozo	1,09	1,15	1,25	1,30
La Paz	1,50	1,57	1,69	1,77
<i>Brasil</i>				
Boca de Pozo	0,94	1,05	1,20	1,30
Importación (frontera)	0,95	1,05	1,20	1,30
San Pablo	2,70	2,80	2,95	3,00
<i>Chile</i>				
Importación (frontera)	1,28	1,31	1,40	1,47
En Centro de Consumo (*)	1,38	1,41	1,50	1,57
Santiago	1,98	2,07	2,19	2,29
<i>Colombia</i>				
Costa Atlántica	1,5	1,5	1,5	1,5
Magdalena Medio	1,75	1,75	1,75	1,75
<i>Ecuador</i>				
Boca de Pozo		1,5	1,5	1,5
Quito		2,2	2,2	2,2
<i>Paraguay</i>				
Importación (frontera)	1,03	1,15	1,31	1,42
<i>Perú</i>				
Boca de Pozo		1,50	1,50	1,50
Lima		2,50	2,50	2,50
<i>Uruguay</i>				
Importación (frontera)	2,22	2,34	2,50	2,68
Montevideo	2,37	2,49	2,65	2,83
<i>Venezuela</i>				
Boca de Pozo	0,09	0,60	0,75	1,00
Caracas	0,09	0,60	1,00	1,35

Fuente: Estimaciones propias.
(*) Valores en Centro de Consumo de ENDESA.

- Argentina:

El precio en boca de pozo para 1996/97 surge de ponderar, por su participación en la oferta, al conjunto de precios medios por cuenca reportados por Enargas para las temporadas Invierno 96 y Verano 96/97 (Enargas Informe Anual 1996, pág. 146).

El precio en Puerta Ciudad corresponde aproximadamente al promedio de las tarifas IT de BAN y Metrogas. Los valores de referencia declarados a CAMMESA varían entre 1,65 y 2,44 y los reconocidos van de 1,91 a 2,81.

Las proyecciones de precios se basan parcialmente en el trabajo "Expected Evolution in the prices of fuels for electricity generation in Argentina", V. Bravo y R. Kozulj, 1º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Gas y Electricidad, Bariloche, abril de 1997, IAPG-SPE-AGA. Se corrigen en base a la argumentación utilizada en la Prospectiva 1997 de la SE, según la cual "el límite inferior del precio del gas lo establece la competencia por ganar nuevos mercados en la región".

Se supone que con estos niveles de precios es viable acrecentar la producción y las reservas, especialmente si se acepta una relación reservas - producción de diez años al finalizar el período.

Las tarifas de transporte se han actualizado al 0,5% semestral y no se consideran aumentos adicionales en los costos de transporte a pesar de las fuertes ampliaciones de capacidad que se requerirán entre el 2005 al 2010 ya que la tarifa de transporte sería 1,31 U\$S/MMBTU.

- Bolivia:

El precio en boca de pozo para el año base corresponde al utilizado en la programación de mediano plazo para el período mayo-octubre de 1997 del Comité Nacional de Despacho de Carga (abril 1997). A este precio se le ha sumado 0,41 U\$S/MMBTU para transporte, tarifa que regiría para el período 1997-2000. Los valores que proporciona TDE Transportadora de Electricidad SA de Bolivia son 1,3 U\$S/MPC para el 31.12.1997 y 1,65 U\$S/MPC para julio 1998.

Dado que el precio de exportación a Brasil, en sus inicios, será 0,95 U\$S/MMBTU, pareció correcto situar los precios internos en proximidad a este precio de referencia dado que el mercado será desregulado a partir de 1998. Las proyecciones intentan reflejar estas hipótesis. Las tarifas de transporte se actualizan al 0,5% semestral y parten del nivel inicial ya señalado.

- Brasil:

Se ha supuesto una alineación de los precios internos del gas en boca de pozo con los valores de importación.

Con respecto a estos últimos, los valores surgen del contrato de suministro con Bolivia y previsiones a largo plazo del valor probable de la mezcla del suministro (Bolivia, Perú y Argentina) se ha supuesto que el precio de 0,95 U\$S/MMBTU rige hasta volúmenes contratados de 8 millones m³/día; que para volúmenes de hasta 16 millones m³/día el precio no será inferior a 1 U\$S/MMBTU y que para volúmenes por encima de este nivel el precio no será inferior a 1,20 U\$S/MMBTU.

Dado que los contratos son a veinte años y que las demandas son previsibles, ello arroja un precio muy estable en el largo plazo. Las hipótesis reflejan también el alto costo del transporte a San Pablo, principal centro de consumo. El precio de U\$S 2,70 en Puerta Ciudad refleja un valor promedio de los consignados en todos los reportes consultados⁽¹⁸⁾.

La hipótesis mantiene constante el costo de transporte en 1,75 U\$S/MMBTU hasta el 2005 y luego se reduce a 1,70 U\$S/MMBTU para el 2010.

Ello intenta reflejar las mejores condiciones competitivas que se presentarán una vez amortizado financieramente el gasoducto.

Esta hipótesis rige para los precios del gas al sector eléctrico ya que la tarifa de transporte sea posiblemente reajustada periódicamente como sucede en casi todos los países en gasoductos manejados por operadores privados.

- Chile:

Se ha pautado un valor para el gas importado de Argentina de 1,28 U\$S/MMBTU. Dicho valor se ha actualizado al ritmo previsto por ENDESA.

El costo de transporte se ha estimado en 0,10 U\$S/MMBTU valor acorde al costo reportado por ENDESA en centro de consumo.

El costo inicial en Santiago se ha considerado a partir de un valor de 1,28 U\$S/MMBTU más el cargo de transporte de 0,76 U\$S/MMBTU (Fijación de precios de nodo abril de 1997, Sistema Interconectado Central, Informe Técnico Definitivo, abril de 1997, Santiago de Chile).

Las tarifas de transporte se incrementan un 0,5% semestral sobre la base de la diferencia entre el precio de importación y en Santiago.

- Colombia:

El estudio de costos económicos para los distintos puntos de la cadena de Gas Natural en Colombia revela que el costo promedio en boca de pozo rondaría 0,87 U\$S/MMBTU y los costos del sistema de transporte actual arrojaría un valor de 2,5 U\$S/MMBTU para el gas puesto Bogotá en el período 1996-1999, pero luego bajaría a 1,60 U\$S/MMBTU al modificarse la estructura de abastecimiento a dicha ciudad.

La hipótesis utilizada aquí adopta los valores del Plan de Referencia para la Expansión del Sector Eléctrico 1996-2010 para la costa Atlántica y el Magdalena Medio. Estos valores son 1,5 a 1,75 U\$S/MMBTU y prácticamente no se modifican en el período de proyecciones.

- Ecuador:

Ecuador no explota en la actualidad el gas natural que posee, o mejor dicho lo hace en una muy escasa proporción.

18 Dichos valores abarcan una gama de va de 2,6 a 2,8 U\$S por millón de BTU, véase por ejemplo Gas Natural, Políticas Alternativas, Instituto Liberal, 1997, Tabla XII, pág. 37; OLADE-CEPAL-GTZ, Proyecto E&D, El Gas Natural en la Política Energética de América Latina y El Caribe, Quito, Octubre de 1997, pág. 73 y Gas Strategies, Finding Concerning the Southern Cone Pipeline From the South America Visit, marzo 1998.

Las hipótesis adoptadas suponen que los precios proyectados serían aquellos que permitirían movilizar las reservas gasíferas de ese país. Los valores son similares a los de Colombia.

- Paraguay:

El costo del gas de importación, valor inicial, surge del contrato entre ANDE y la empresa Primo F. Cano Martínez para el suministro de Gas Natural a una Central en construcción en Gabino Mendoza (Chaco paraguayo).

La evolución del precio sigue la prevista para el gas en Brasil.

Con respecto a los valores del GN puesto en Asunción se sabe que el precio unificado que haría viable la construcción del gasoducto Boliviano - Paraguay o Vuelta Grande - Asunción es de 3,01 U\$\$/MMBTU. Se ha adoptado aquí una hipótesis inicial de 2,5 U\$\$/MMBTU y se ha actualizado la tarifa de transporte al 0,5% semestral (Informe CIER - CA7, pág. 10).

- Perú:

Los valores en boca de pozo y en Lima surgen de los previstos en el Plan Referencial de Electricidad 1996 del Ministerio de Energía y Minas de la República del Perú, pág. 19.

Se adoptan esos valores en vista de la coincidencia con el marco de precios referencial para el crudo utilizado en dicho Plan y el que enmarca este trabajo. Por otra parte el alto costo del gas para desarrollar Camisea parece compatible con el tipo de actores involucrados y con las favorables condiciones para la ejecución del proyecto, provenientes del mercado brasileiro.

Los valores no se hayan actualizado por ser considerados valores ya elevados en el contexto latinoamericano.

- Uruguay:

Para los valores en frontera (importación) se han adoptado los precios del gas argentino en Buenos Aires. Para trasladar estos valores a Montevideo se adicionaron 0,15 U\$\$/MMBTU, correspondientes al peaje establecido en la licitación del Gasoducto Argentina - Uruguay.

- Venezuela:

Los precios iniciales a fines de 1996 y su evolución hasta el 2º trimestre de 1988 está pautada oficialmente (Gaceta N° 297-497 del 30/12/96).

El precio utilizado corresponde a un promedio de los diversos precios estipulados para las diferentes regiones productoras. En principio la no diferenciación del precio en yacimientos y en centros de consumo (en este caso Caracas) proviene del hecho de que los precios administrados fijan un idéntico valor para el gas en todo el territorio nacional. Para las proyecciones se ha supuesto que se mejorará el precio del gas hacia el año 2000 hasta llevarlo a 0,60 U\$\$/MMBTU pero sin lograr diferenciar los precios por los costos de transporte sino tan solo y paulatinamente hacia el 2000 y 2010.

Ello por cuanto mantener un precio competitivo para el GN implica aumentar sustancialmente el precio del FO y resolver simultáneamente la cuestión espacial, objetivo deseado por PDVSA pero difícil de implementar en la realidad venezolana.

En la Planificación del sector Eléctrico Venezolano se está planteando llevar los precios de los combustibles para generación eléctrica a mediano plazo en base al siguiente esquema:

Cuadro N° 4.2.1.2
Precios de los combustibles para generación eléctrica en Venezuela
En U\$S/MMBTU

Empresa Combustible Período	CADAFE (Oriental)		Elecar (Caracas)		Otras	
	GN	FO	GN	FO	GN	FO
Junio 1997	0.087	0.184	0.087	0.184	0.087	0.184
Enero 1998	0.17	0.438	0.18	0.438	0.19	0.438
Diciembre 1999	1.00	2.59	1.09	2.59	1.20	2.59

Fuente: estimaciones propias con datos de la División de Comercialización y Servicios de EDELCA.

Como se puede apreciar la meta es elevar en 14 veces el precio del FO en un lapso de treinta meses lo que implica viabilizar incrementos en los precios reales del orden del 9,2% mensual para el FO y entre 9,1 y 8,5% para el GN.

Este es un objetivo difícil de lograr en un contexto inflacionario, autoalimentado por "precios señal inflacionarios" como son los precios energéticos.

Es por esta razón que las proyecciones utilizadas demoran la concreción de los objetivos de la política oficial venezolana en casi un quinquenio.

Por otra parte Venezuela posee abundantes reservas de Gas Natural; a diferencia del Crudo, el GN no es fácilmente exportable y las proyecciones de déficit eléctrico con hidráulicidad baja no implican muy crecientes volúmenes de demanda de GN como para justificar la viabilización de tales incrementos en el plazo previsto.

4.2.2. Escenarios de Precios del Crudo

En los Cuadros N° 4.2.2.1 y 4.2.2.2 se presentan los valores de las proyecciones de precios del crudo utilizados como referencia para las proyecciones de los precios del gas.

Cuadro N° 4.2.2.1
Escenario de Precios Internacionales del Crudo
En U\$S96/bl

Utilizadas	1996	2000	2005	2010
WTI	22.1	18.4	21.7	25.5
Crudo Local	19.9	16.6	19.5	22.9
FO	14.3	11.9	14.0	16.5

Fuente: IDEE, V. Bravo y R. Kozulj (197).

Cuadro N° 4.2.2.2
Otras Referencias consultadas
En dólares de 1995/bi

Proyecciones \ año	1995	2000	2005	2010	1995-2010
IEO97 Caso de Referencia	17.3	18.2	19.7	20.4	18.3%
DRI Caso de Referencia (1)	17.2	16.3	19.0	21.3	23.7%
IEA (2)					
Caso con Restricciones	17.1	17.8	26.2	26.2	53.3%
Caso con Ahorro de Energía	17.1	17.8	17.8	17.8	4.3%
PEL (3)	17.0	17.7	15.2	12.9	-24%
NRCan (4)	18.4	20.0	20.0	20.0	8.7%

(1) DRI/McGraw-Hill, World Energy Service: U.S. Outlook, Spring-Summer 1996. Lexington, MA, april 1996.

(2) Agencia Internacional de la Energía, World Energy Outlook 1996, Paris, France, 1996.

(3) Petroleum Economics, Ltd., World Oil and Energy Outlook to 2010. London, United Kindom, December 1996.

(4) Natural Resources Canadá, The Greenhouse Gas Emissions Outlook. Toronto, Canadá, December 1996.

5. Conclusiones

Según los análisis preliminares efectuados en este estudio, la demanda de gas natural para los fines de generación eléctrica podría llegar a ser más de $52 \times 10^9 \text{ m}^3/\text{año}$ hacia el final del período de proyecciones en el 2010, esto es 142,5 millones de $\text{m}^3/\text{día}$.

Esto significa que el consumo para este fin en la Región se triplicará en los próximos catorce años. El incremento es mucho más fuerte aún en los países del cono sur en los cuales el consumo crecería en 3,8 veces.

Para tener una idea de lo que esto significa hay que tener en cuenta que este nivel de consumo representa un 57% de los descubrimientos anuales promedio en la última década en los países del Mercosur incluidos Perú, Chile y Bolivia, por su relevancia en las transacciones que se producirán en materia de gas y electricidad.

En base a proyecciones muy simplificadas y conservadoras estos niveles de consumo formarán parte de un conjunto de demandas adicionales en otros sectores como el industrial y domiciliario urbano, los que presionarán sobre las reservas en forma muy significativa.

Se ha estimado así que el ritmo medio de descubrimientos para satisfacer el conjunto de la demanda de gas natural y asegurar una relación de Reservas/Producción media de veinte años, deberá incrementarse en más de 2,15 veces, en promedio en la subregión ampliada del Mercosur. Pero habida cuenta de la potencial baja prospectiva exploratoria de Chile y la mediana en Brasil, el mayor esfuerzo recaerá en Argentina

Perú y Bolivia aparecen a corto plazo con reservas excedentarias pero insuficientes a la luz de la magnitud de la demanda esperada en Brasil.

Según la prospectiva de exportaciones de Argentina, en su hipótesis alta y considerando un horizonte de reservas de quince años, la incorporación de reservas debería ser casi 3,4 veces la ocurrida en el último decenio para satisfacer la demanda.

Aún en la hipótesis de exportaciones mas bajas y con un horizonte de diez años para la relación Reservas/Producción, se debería producir un incremento de al menos 57% para satisfacer los requerimientos. Actualmente el volumen ya autorizado a exportar equivale a 52% de las reservas probadas y el porcentaje se incrementa a 73,5% si se consideran también las solicitudes de exportación en trámite.

Obviamente los incentivos de precios no bastan para descubrir reservas y tampoco existe un relación directa entre precios y aumento de la actividad exploratoria.

Por la naturaleza de los actores intervinientes y del mercado de generación, no parece que la tendencia de los precios vaya a ser creciente en forma desmedida.

Esto por cuanto se trata de un mercado con ofertas excedentes de gas natural en el corto plazo (no en el largo) y demandas incentivadas en base a este nivel de precios. Cada dólar por MMBTU de aumento del precio del gas en boca de pozo, implica alrededor de 6,50 a 8 mills/kWh de aumento en el precio de la electricidad y los mercados eléctricos despachan por el costo marginal.

Las mayores reservas de gas las poseen Venezuela y secundariamente Colombia. En ambos casos la prospectiva de demanda genera mercados altamente excedentes por el lado de la oferta (tanto global como eléctrica). Pero estos países tiene escasas posibilidades de exportar al mercado del Mercosur deficitario en el largo plazo, salvo a precios mas elevados.

Tal sería el caso de la exportación de GNL desde Venezuela a San Pablo, opción que podría ser viable si los costos de licuefacción y gasificación del GN disminuyeran y lo mismo sucediera con los costos de transporte por mar. No obstante esta última opción requiere analizar el potencial real del mercado de San Pablo y la competitividad de Venezuela para convertirse en exportador a gran escala de GNL. Al respecto cabe recordar las dificultades del proyecto "Cristóbal Colón".

Siendo así, la estrategia de abastecimiento eléctrico con gas natural en el Mercosur parece reposar en las reservas de Argentina, Bolivia y Perú, pero también en las del propio Brasil.

En este último caso se presentan dos incógnitas y ellas se refieren una al tamaño del mercado potencial de este país y otra a la capacidad de producción local.

En el caso de Argentina la hipótesis de exportación alta -que incluiría la exportación al norte de Chile y a Brasil en forma simultánea- puede conducir a una presión sobre las reservas en general pero particularizada en la cuenca del Noroeste. Con respecto a este tema existen controversias en tanto para algunos analistas la posición exportadora sin límites tiene fuertes implicancias para la estrategia de abastecimiento interno mientras que otros minimizan el impacto y aseguran que las reservas son suficientes para cumplir con todos los compromisos en forma simultánea.

El análisis aquí efectuado señala no obstante con bastante claridad que el ritmo de incorporación de reservas tendrá que ser mayor al histórico pasado, lo que significa incrementar la inversión en exploración.

Es probable que este mayor esfuerzo exploratorio no necesariamente se traduzca en precios crecientes del gas, más allá de los proyectados aquí. Ello por razones de coherencia global y debido a la naturaleza relativamente integrada de los actores intervinientes en el mercado energético.

Sin embargo, si las exportaciones desde la cuenca del Noroeste llegasen a implicar el virtual desabastecimiento de Buenos Aires desde esa cuenca ello requerirá suplir esa demanda desde la cuenca neuquina y/o austral para lo cual se requiere nueva capacidad de transporte y ello posiblemente sea financiado, de acuerdo al marco regulatorio vigente, por los usuarios internos. No está claro si las nuevas inversiones requeridas serían viables con las tarifas de transporte vigentes.

De todos modos el tema de la seguridad de suministro y de la igualdad de condiciones para los distintos usuarios está en pleno debate y en vías de búsqueda de solución y de compromisos a partir de iniciativas oficiales.

Como quiera que esto sea es visible la discrepancia entre la localización y niveles de las reservas aprovechables comercialmente y los niveles de demanda en una situación que si bien no torna inviables las estrategias comerciales de los operadores, no parecen ser sustentable en el largo plazo a menos que se incremente sustancialmente el ritmo de descubrimientos. De otro modo se presenta la sombra del eventual desabastecimiento del mercado interno o bien de un mayor costo de abastecimiento.

Pero el problema es que estas restricciones pueden ser visibles y crecientes dentro de diez años o más. Los entornos comerciales y macroeconómicos actúan con parámetros no superiores a este lapso y de allí la inevitable contradicción entre las visiones de la problemática de la sustentabilidad de las estrategias de abastecimiento eléctrico vía gas natural visualizadas por los actores privados y por los diferentes actores que se desempeñan en el sector público.

ANEXO I - PUNTO 3.2

ESTIMACIONES PRELIMINARES DE DEMANDA DE GAS NATURAL CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

1. Consideraciones generales

A los efectos de este informe, se estimaron los niveles de consumo de Gas Natural para generación eléctrica en los años de corte del estudio: 1996, 2000, 2005 y 2010. Estos niveles dependen de numerosos factores: precios del Gas Natural, Tecnologías de Generación de energía eléctrica con GN existentes (las cuales están reflejadas en los planes de expansión de los distintos sistemas eléctricos), precios de sustitutos y, significativamente, de los despachos eléctricos previstos (que a su vez dependen de las condiciones hidrológicas impuestas para simularlos). Todas estas variables tienen asociado, en mayor o menor medida, algún grado de incertidumbre.

Claro está que, en los términos del alcance de esta etapa del estudio, los consumos de GN debían estimarse prescindiendo de las simulaciones mencionadas.

De esta manera, las estimaciones de los consumos futuros de GN presentadas fueron realizadas en base a los posibles balances de energía eléctrica para cada país, donde:

- *Demanda de Energía (i) = Energía Hidro (i) + Energía Térmica (i) + Intercambios (i)*
- *Energía Térmica (i) = Energía Térmica c/GN (i) + Energía Térmica c/Otras Fuentes (i)*

Con $i = 1996, 2000, 2005$ y 2010 .

Los valores de demanda de energía corresponden a las proyecciones presentadas en el informe del Tramo I (Demanda) ajustadas a nivel de energía bruta. Estos surgieron de las correspondientes proyecciones realizadas por cada país y de un escenario determinado.

El balance de energía eléctrica del año 1996 contiene valores verificados, en tanto los correspondientes a los años 2000, 2005 y 2010 fueron estimados para cada país.

Con relación a la energía hidroeléctrica, en algunos casos se disponía de valores medios actuales y previstos, y en otros fue necesario estimarlos.

2. Detalles de cada país

Argentina

Se han tomado los valores del Plan Prospectivo 1997. Se supuso que la demanda de gas es equivalente al total de la demanda de combustibles para generación térmica convencional. Incluye el consumo de gas en Boca de Pozo para generación eléctrica.

Bolivia

Prácticamente todo el parque térmico de 1996 consume Gas Natural (siempre referido al Sistema Interconectado Nacional), lo que se mantiene para los cortes futuros. Es decir que toda la energía térmica a generar se producirá con GN.

Los valores de energía hidroeléctrica media son conocidos, a partir de los cuales se determinaron las energías térmicas a generar. Como se dijo estas energías se producirían totalmente a partir del Gas Natural.

Los consumos específicos medios disminuirían desde 3000 kcal/kWh en 1996 hasta 2500 kcal/kWh en el 2010. El poder calorífico del GN es de 8500 kcal/m³.

Brasil

Brasil representa, por la magnitud relativa del consumo de energía, por la significativa importancia de la energía hidroeléctrica dentro de su abastecimiento y por la progresiva y creciente penetración del GN dentro de su matriz energética, un caso singular dentro de estas estimaciones.

Para este país, que no consumió Gas Natural en 1996 para generar electricidad, se ha adoptado el parque térmico (actual y de expansión) correspondiente al Plan Decenal 1997/2006, plan base de nuestro estudio.

A las unidades térmicas que consumen GN se les asignaron 5000 horas de utilización, de donde se estimaron las energías generadas y los consumos correspondientes (con consumos específicos de 2500, 2400 y 2300 kcal/kWh para los cortes 2000, 2005 y 2010 respectivamente, y un poder calorífico del GN de 8300 kcal/m³)

Estos valores fueron contrastados con los posibles balances de energía, que surgen de las energías hidroeléctricas firmes y de las térmicas a generar. Para todos los cortes resultan valores razonables.

Es importante señalar que el Plan Decenal posterior al mencionado, es decir el del período 1998/2007, considera una alternativa de expansión del equipamiento con mayor peso en unidades térmicas. Esta variación en la elección del mismo resulta en consumos de GN considerablemente mayores a los correspondientes al Plan anterior.

De acuerdo al Plan 1998/2007 y para el año 2000, con un supuesto equivalente de 5000 horas de utilización para las unidades a Gas, el consumo de este combustible superaría los 7000 MMm³. Este valor representa más del doble del consumo correspondiente a ese año para el Plan anterior.

A pesar de estas diferencias se ha mantenido el plan de expansión del Plan anterior de manera de ser consistentes con el Informe de Oferta. No obstante, estos resultados no son contradictorios con las conclusiones de este informe sino que, por el contrario, las magnificarían.

Chile

De acuerdo con el plan de expansión presentado en el Informe de Oferta (elaborado en base al informe del Cálculo de Precios de Nudo de los sistemas SIC y SING y datos surgidos de medios periodísticos), se estimaron las energías a generar por las unidades térmicas que se incorporan a los sistemas, con una utilización promedio de 5000 horas.

Estas incorporaciones consisten en Ciclos Combinados de alto rendimiento (consumos específicos cercanos a las 1600 kcal/kWh).

Se adoptó un poder calorífico para el GN de 8400 kcal/m³, correspondiente al del Gas Argentino.

Las energías térmicas con Gas Natural recién mencionadas han sido contrastadas sobre la base del cubrimiento de la demanda, una vez despachada la energía hidráulica correspondiente a un año hidrológico medio estimado y a una utilización razonable y decreciente de las demás unidades térmicas.

Colombia

En el caso de Colombia se disponía, además del balance de energía eléctrica de 1996, de simulaciones de generación hidroeléctrica y térmica (y dentro de ésta la originada con GN) para los años 2000 y 2010. Fuente: Plan de expansión de UPME, Ministerio de Energías y Minas.

Para el año 2005 se estimó la generación hidroeléctrica y térmica con GN, en función de las incorporaciones previstas de potencia y una utilización ajustada a las del año 1996.

El poder calorífico utilizado para el gas natural es de 8200 kcal/m³. Se adoptaron consumos específicos medios para las unidades a Gas (2700 kcal/kWh para el año 2000, y 2600 kcal/kWh para los cortes 2005 y 2010)

Ecuador

Se ha considerado, de acuerdo a los correspondientes informes de Oferta Futura, que el GN no penetraría para la generación eléctrica a pesar de los proyectos que se estarían evaluando en una versión posterior del Plan de Electrificación 1996/2010.

Paraguay

De acuerdo a los correspondiente informe de Oferta Futura, el GN no penetraría para la generación eléctrica de servicio público. Esto no implica una previsión sino una hipótesis de trabajo.

Perú

Este país cuenta con dos sistemas interconectados mayores: el Sistema interconectado Centro Norte (SICN) y el Sur (SISUR). A partir del año 2000, cuando entre en operación la línea de interconexión correspondiente, conformarán el Sistema Interconectado Nacional.

Teniendo en cuenta que en 1996 no se generó energía eléctrica con Gas Natural, resulta conveniente unificar el consumo futuro de este combustible para los dos sistemas.

Los valores de energías hidroeléctricas medias de las centrales son conocidos para el año 1996 y estimados para las incorporaciones previstas. A partir de estos valores y de una posible utilización de las unidades térmicas a Gas Natural se elaboraron los balances de energía.

Con un poder calorífico de 9500 kcal/m³ (Gas de Camisea) y a consumos específicos medios cercanos a los 2500 kcal/kWh (disminuyendo hacia el año 2010), se estimaron los consumos futuros de GN para generación eléctrica.

Uruguay

Dentro del Plan Indicativo de Expansión 1997-2010, se dispone de una simulación de generación eléctrica con despachos por máquina (que informa sobre el combustible a utilizar) para los años de interés.

Junto a los consumos específicos medios por tipo de central (2500 kcal/kWh para las Turbo Gas y 1600 kcal/kWh para los Ciclos Combinados) y al poder calorífico del Gas (8400 kcal/m³) se estimaron los consumos futuros de este combustible.

Venezuela

Se estimaron los balances de energía en base a valores medios conocidos de las energías hidroeléctricas de las distintas centrales y a una cierta participación del Gas Natural dentro de la energía térmica a generar (del total de energía térmica que se generó en 1996, el 89% provino del gas, valor que se incrementó hasta llegar a un 93% en el año 2010).

Estas estimaciones fueron contrastadas con un informe acerca del consumo de combustibles futuro elaborado por la División de Planificación de Sistemas Eléctricos de EDELCA. El mencionado informe difiere de algunas hipótesis importantes más recientes en lo que hace al consumo de GN para generación eléctrica (como la conversión de Planta Centro a GN) razón por la cual se tomó como un elemento de comparación.

3. Resumen de Resultados

En los cuadros presentados a continuación se muestran las demandas brutas de energía por país y por año de corte (la que corresponde a las generaciones brutas totales por país y por año) y las estimaciones realizadas para los balances de energía: energías térmicas (las energías hidroeléctricas resultan de la diferencia de las anteriores), energías térmicas producidas con Gas Natural y consumos de este combustible.

GENERACION BRUTA TOTAL - GWh				
Año	1996	2000	2005	2010
Argentina	68567	81449	103204	130870
Bolivia	2849	3745	5253	7367
Brasil	307929	354316	446386	557241
Chile	28477	40674	57678	82668
Colombia	42770	52457	71870	99803
Ecuador	8582	10795	14318	19393
Paraguay	4538	6107	8373	10540
Perú	15300	19100	23600	28100
Uruguay	6466	7430	8374	9263
Venezuela	72700	83000	97000	111000
TOTAL	558178	659072	836055	1056245

GENERACION TÉRMICA - GWh				
Año	1996	2000	2005	2010
Argentina	42957	48500	64300	69100
Bolivia	1449	1645	3153	5267
Brasil	12317	21259	31247	44579
Chile	11944	19897	34336	59326
Colombia	7770	14835	28826	43403
Ecuador	2901	2487	2096	4680
Paraguay	3	3	3	3
Perú	2146	4991	8672	13172
Uruguay	839	1848	2535	3211
Venezuela	19000	21000	25000	29000
TOTAL	101327	136466	200169	271741

GENERACIÓN TÉRMICA CON GAS NATURAL - GWh				
Año	1996	2000	2005	2010
Argentina	30499	38800	51440	57353
Bolivia	1449	1645	3153	5267
Brasil	0	11280	15780	23280
Chile	0	9790	26180	51772
Colombia	5498	10266	21230	33289
Ecuador	0	0	0	0
Paraguay	0	0	0	0
Perú	0	4242	7371	11855
Uruguay	0	1761	2420	3078
Venezuela	16900	18900	23000	27000
TOTAL	54347	96684	150574	212893

CONSUMO DE GAS NATURAL - Millones de m3				
Año	1996	2000	2005	2010
Argentina	9075	11124	13375	15771
Bolivia	511	542	964	1549
Brasil	0	3398	4699	6777
Chile	0	1865	4987	9861
Colombia	1835	2230	4172	8240
Ecuador	0	0	0	0
Paraguay	0	0	0	0
Perú	0	1116	2017	2995
Uruguay	0	384	552	719
Venezuela	5726	5946	6848	7424
TOTAL	17147	26604	37614	53337

Mapa N° 1
Principales Redes de Gasoductos existentes y proyectados



Fuente: Tomado de Petroleum Economist.

Fuentes de Información

General:

- El Gas Natural en la Política Energética de América Latina y Caribe, Documento de Trabajo – Proyecto E&D-OLADE-CEPAL-GTZ.
- OLADE-CEPAL-GTZ Argentina Tendencias de las reservas, etc. Enero 1998.
- Artículos diversos de Petroleum Economist
- Proceedings – Meeting on Natural Gas and Electric Power Integration in Southern Cone, Septiembre 1997. Montevideo.

Argentina:

- Informe de Prospectiva 1997. Secretaría de Energía. Buenos Aires, noviembre de 1997

Bolivia:

- Precios referenciales para el Sistema Interconectado Nacional, Mayo-Octubre '97 Bolivia.
- Información recibida a través de comunicaciones personales (Fax de Instituto de Energía 6/3/98)

Brasil:

- Políticas Alternativas Gas Natural – Instituto Liberal – Brasil
- Plan de Expansión 1998/2007. Capítulos correspondientes a Oferta futura y Consumos de Gas.

Chile:

- Precios del Carbón para las Centrales de SING.
- Cálculo de Precios de Nudo SIC y SING. Abril 1997.
- Información adicional recibida sobre precios del gas el 23/4/98

Colombia:

- Plan Energético Nacional 1997 – 2010
- Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 1996-2010 Revisión 1996
- El Sector Gas en cifras 1996. Asociación Colombiana de Gas
- Estadísticas de la Industria Petrolera – Ecopetrol
- Resolución 057 –CREG- Colombia
- Información recibida a través de comunicaciones personales correspondientes a las fechas: 26/2/98 y 7/4/98.
- Comentarios al Documento Análisis de la Oferta Integración Eléctrica Sudamericana.

Ecuador:

- Plan de Electrificación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano. 1996-2010

Paraguay:

- Informe especialmente preparado para el Estudio CIER-CAF, Anexos y Complemento de Información del 1/8/97.
- Fax de ANDE 24/4/98

Perú:

- Plan referencial de Electricidad de 1996
- Fijación de Tarifas en la barra Nov. 97 – Abril 98
- Análisis del rol y precios de GN
- Reservas 1976/95
- Más allá de Camisea

Uruguay:

- Datos del Sistema Eléctrico Uruguayo. Montevideo, 21/7/97.
- Información recibida el 9/6/98.

Venezuela:

- Pliegos tarifarios CADAFE.
- Estimación del consumo de combustibles 1996-2006 CVG-Edelca

AUTORIDADES, GRUPO DE TRABAJO Y CONSULTORES.

CIER – Comisión de Integración Eléctrica Regional

Ing. Mario Fernando SANTOS
Presidente

Cra. Ester Beatriz FANDIÑO
Vicepresidente

Ing. León Darío OSORIO
Vicepresidente

Ing. Hugo L. RINCÓN SERGENT
Secretario General

Ing. Antonio VIGNOLO
Subdirector Ejecutivo

Srta. Elena Castillo
Secretaria

CAF – Corporación Andina de Fomento

Dr. Enrique GARCÍA
Presidente Ejecutivo

GTMMI – Grupo de Mercados Mayoristas e Interconexiones

Equipo Coordinador

Ing. Pablo Corredor
Coordinador de GTMMI

Ing. Silvia Elena Cossio
Apoyo Coordinación GTMMI

Ing. Antonio Vignolo
Representante de la Secretaría General de CIER

ARGENTINA
Ing. Ramón Sanz
Ing. Roberto Gaido

BOLIVIA
Ing. Rudy Peredo
Ing. Osvaldo Quiroga

BRASIL
Ing. Augusto Lattari Barreto
Ing. Mario Daher

CHILE
Ing. Juan Eduardo Vásquez Moya
Ing. Miguel Vergara

COLOMBIA

Ing. Luis Fernando Aristizábal Gil
Ing. Mario Emmanuel Tello Pinto

ECUADOR

Ing. Gabriel Arguello Ríos

PARAGUAY

Ing. Osvaldo Román Romei
Ing. Fátima Bogado

PERÚ

Dr. Edelin Piña Pérez
Ing. Rosendo Ramírez

URUGUAY

Ing. Enrique Topolansky

VENEZUELA

Ing. Oscar Zambrano
Ing. Aída Daboín

CONSULTORES CONTRATADOS PARA LA PRIMERA ETAPA DEL ESTUDIO

Fundación Bariloche – FB. Instituto de Economía Energética – IDEE

Dr. Carlos Suárez
Presidente FB

Lic Héctor Pistonesi
Presidente IDEE

Lic. Daniel Bouille
Vicepresidente IDEE

Equipo de Elaboración del Estudio
Ing. Rafael Alfredo Hasson (Coordinador)
Ing. Hilda Dubrovsky
Ing. Marco Campolonghi
Ing. Roberto Kozulj
Srta. Susana González (Secretaria)
Srta. Paula Pérez (Secretaria)

Centro de Pesquisas de Energía Elétrica – CEPEL

João Carlos de Oliveira Mello

Power System Research Inc. – PSRI

Ing. Mario Pereira