# PRODUCCION Y ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL EN LOS PROXIMOS AÑOS

Ing. GERARDO RABINOVICH
Abril 2009

# Índice

- 1 Introducción
- 2 Contexto Nacional. Situación Actual Evolución en el Corto Plazo: Petróleo, Gas Natural, Energía Eléctrica
- 3 La cuestión de los precios y evolución en el largo plazo
- 4 Desafíos de la Integración Regional
- 5 Conclusiones

## Introducción

El sector energético de la República Argentina presenta desequilibrios:

Físicos;

Económicos e

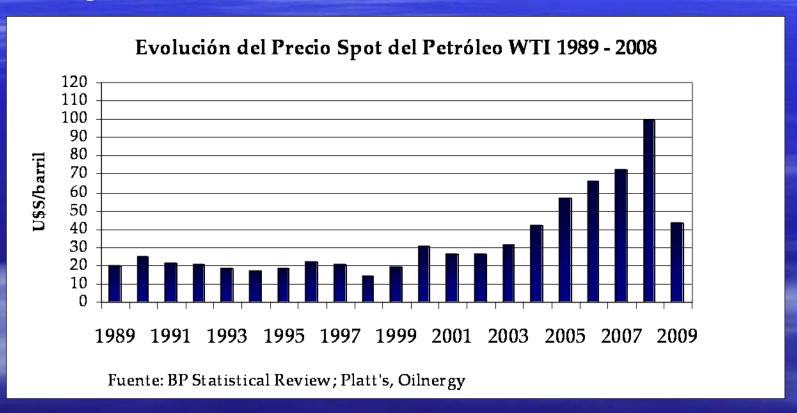
Institucionales

que caracterizan lo que hemos denominado crisis estructural del sector energético. Estos desequilibrios, tienden a incrementarse con el transcurso del tiempo, presentando características divergentes.

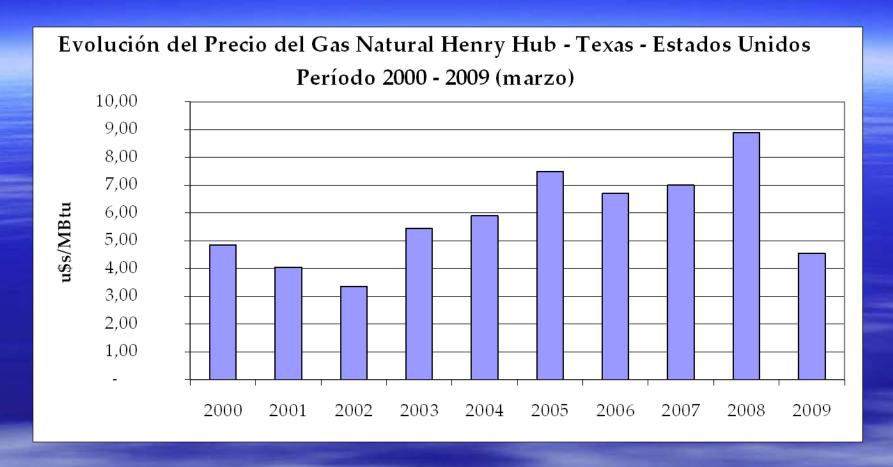
# 1 – Situación Actual y Evolución en el Corto Plazo para el Gas Natural

#### Alta volatilidad en el escenario internacional:

- a) Crisis económica internacional
- b) Alta volatilidad en los precios del petróleo
- c) Cada vez son más fuertes las presiones para que se adopten compromisos internacionales de disminución de GEI (CO2)

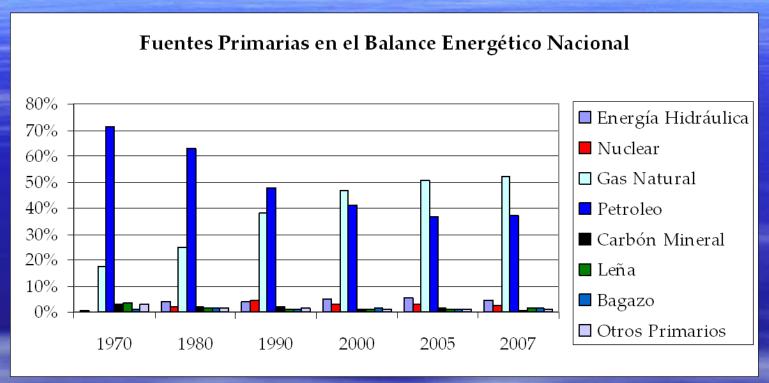


El precio promedio del WTI en el 2008 fue de 99,51 u\$s/barril, con un pico de 145 u\$s/barril en julio. Cayó a 34 u\$s/barril en febrero 2009, para luego repuntar hasta los 50 u\$s/barril en estos días.



A diferencia del petróleo, que es un mercado global, el mercado del gas natural es compartimentado y regional. El precio de referencia mayorista en el nodo Henry Hub, para la Región Atlántica de Estados Unidos y que se extiende a América Latina, fue en promedio en 2008 igual a 8,8 u\$s/MBtu. En el 2009 también cayó como consecuencia de la crisis económica, el promedio hasta marzo era de 4,5 u\$s/MBtu con tendencia a la baja.

# IMPORTANCIA DEL GAS NATURAL EN EL ABASTECIMIENTO ENERGETICO ARGENTINO

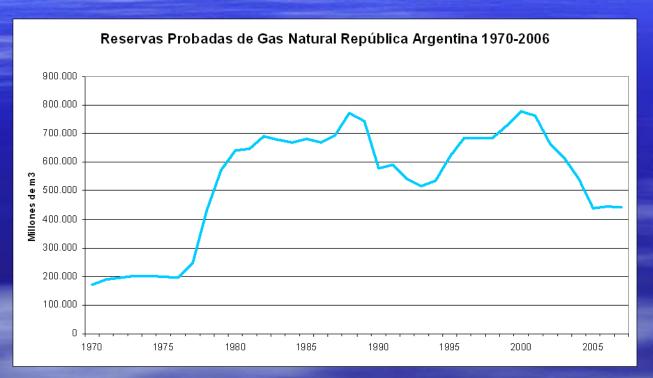


Fuente: Secretaría de Energía de la Nación – Balances Energéticos Nacionales (datos 2007 son provisorios)

A partir del año 2000 el gas natural pasó a ser la fuente más importante de abastecimiento de energía primaria, y en el año 2007 su participación alcanzó el 52% de la Oferta Total Interna de Energía en el país.

#### Derrumbe de las Reservas Probadas de Gas Natural

#### Reservas Probadas Gas Natural (MMm3)

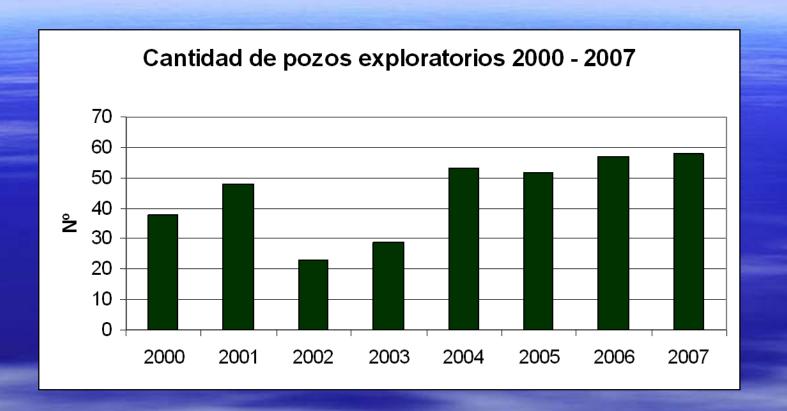


1999	729.214	6,2%
2000	777.609	6,6%
2001	763.526	-1,8%
2002	663.523	-13,1%
2003	612.496	-7,7%
2004	541.857	-11,5%
2005	438.951	-19,0%
2006	446.156	1,6%
2007	441.974	-0,9%

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

Caída de Reservas Probadas Gas Natural en 2005 – 19% (439 mil millones de m3). Ligera Recuperación en 2006 (446 mil millones de m3), y nuevamente caen el 1% en el 2007

# Insuficiente Exploración



Actividad exploratoria muy limitada. Se perforaron en promedio 45 pozos exploratorios por año a partir de 2000. Actividad que es menor que la mitad de los pozos exploratorios que realizaba Yacimiento Petrolíferos Fiscales S.E., y menor que la actividad exploratoria de la primera mitad de los '90

Aún con mayores precios del gas en boca de pozo, que permitan transferir Reservas Probables a Probadas, las Cuencas situadas en territorio argentino no muestran un potencial adecuado para satisfacer las necesidades de la demanda actual, y mucho menos su crecimiento.

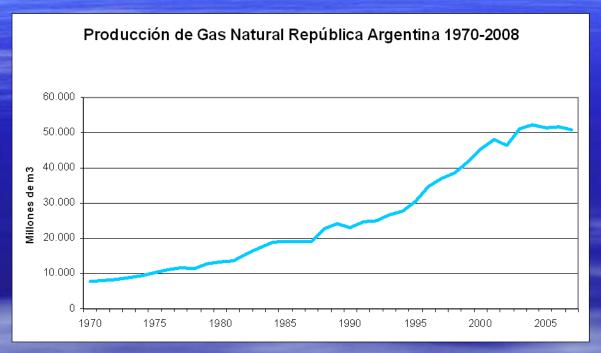
CUENCA	Producción	Res.Probadas/ Producción	Res.(Probadas+Probables)/ Producción
	(Millones de m3)	Años	Años
NOROESTE	7.048	10,7	14,9
CUYANA	66	10,5	15,1
NEUQUINA	29.736	6,8	9,8
SAN JORGE	4.605	9,5	12,2
AUSTRAL	10.215	12,1	21,3
TOTAL	51.665	8,6	13,0

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

La evolución de las Reservas Probadas en los principales yacimientos de gas muestra una fuerte tendencia a la disminución, lo que se explica por la antigüedad de los campos, que en su gran mayoría ya tienen más de 20 (veinte) años de explotación, y en los cuales el ritmo de extracción ha sido acelerado en los últimos años. Estos diez yacimientos agrupan el 70% de las reservas probadas.

Concesión	Reservas Comprobadas (MMm³)								
Concesion	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	
Acambuco		33614	31465	37948,6	34694	32742	38755	50564	
Aguaragüe		31714	17344,4	16192,5	11254,7	10170	14972	13665	
Ramos		71427	67875	59252	44406	25170	19751	17334	
Cuenca Cuyana		503,8	544,9	515,9	461,9	313,83	692	519	
Aguada Pichana	46271	45081	43840	41298	42507	26555	30121	31538	
Loma La Lata-Sierra Barrosa		167780	159524	146447	124033	74944	65037	60871	
San Roque	36435	32624	31257	27257	29072	25053	24779	22727	
Anticlinal Grande-Cerro Dragón		25969,5	23712,8	22825,8	20223,2	21808	25498	23497	
Tierra del Fuego					18694	16689	18650	16583	
Cuenca Marina Austral 1(TdF)					29606	26831	27498	25978	
Cuenca Marina Austral 1(EN)					35773	34939	41744	42682	

#### La Producción de Gas Natural no crece

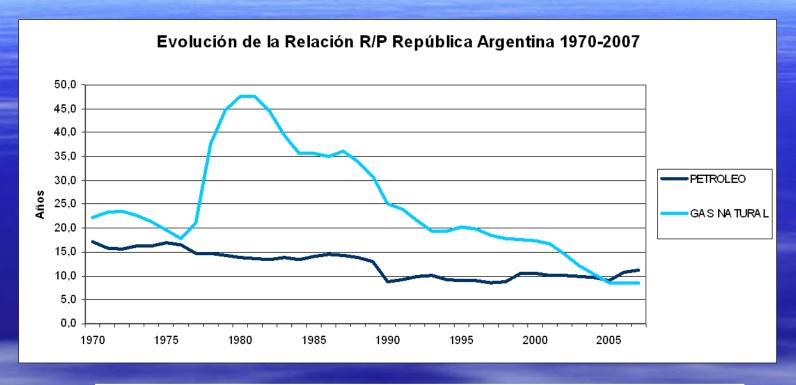


1998	38.579	4,1%
1999	41.617	7,9%
2000	45.194	8,6%
2001	48.131	6,5%
2002	46.519	-3,3%
2003	51.008	9,6%
2004	52.206	2,3%
2005	51.329	-1,7%
2006	51.606	0,5%
2007	50.891	-1,4%
2008	50.271	-1,2%

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

La producción de gas natural llegó a su máximo en el año 2004, y luego comenzó a caer ligeramente, con un brusco cambio de tendencia.

# Abundancia Relativa de Petróleo y Gas en Argentina



R/P PETROLEO 2007 11,1 años
R/P GAS NATURAL 2007 8,7 años

Los recursos no renovables en nuestro país son, en términos relativos, cada vez más escasos.

#### Crecimiento de la Demanda Interna

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Var 08/02
Residencial y Comercial	8.368	8.755	8.866	9.461	9.726	11.321	10.788	4,3%
Industrial	9.797	10.683	11.221	11.305	12.528	12.176	12.426	4,0%
Centrales Eléctricas	7.784	8.751	10.344	10.714	11.382	12.176	12.736	8,6%
GNC	2.040	2.640	3.045	3.168	3.043	2.858	2.728	5,0%
TOTAL	27.990	30.828	33.476	34.649	36.678	38.531	38.679	5,5%

Fuente: ENARGAS y estimaciones propias

En el período 2002-2008 la producción de gas natural creció un 8%, y la demanda interna un 38%.

Como consecuencia de este desfasaje a partir del año pasado se presentan limitaciones y la demanda interna crece solamente un 0,2% respecto del año anterior.

En los dos primeros meses del 2009, la demanda interna de gas natural cayó más de un 10% en relación al año pasado. Crisis económica.

#### América del Sur - Reservas Probadas Gas Natural

#### Reservas Probadas de Gas Natural (Mil millones m3)

Pais	2007		2000	1995	1990	1985	1980
Argentina	440	1	780	620	660	680	640
Brasil	360		220	150	120	90	50
MERCOSUR	800		1000	770	780	770	690
Bolivia	740		680	130	110	130	120
Venezuela	5150		4150	4060	3430	1730	1260
Colombia	360		130	220	100	110	120
Perú	( 480		250	200	340	30	30
AMERICA DEL SUR	7530		6210	5380	4760	2770	2220
% TOTAL MUNDIAL	0,0419		0,039	0,038	0,036	0,028	0,026

**Fuente: BP Statistical Review 2008** 

Las Reservas Probadas de Gas Natural en América del Sur han crecido sustancialmente.

En el Cono Sur, Bolivia y luego Perú son potenciales proveedores de los grandes mercados de Argentina, Brasil y Chile.

#### América del Sur - Reservas Probadas de Gas Natural en 1995 Argentina proveedor del Cono Sur



# América del Sur - Reservas Probadas Gas Natural 2007 Crisis de abastecimiento en Argentina



oferentes

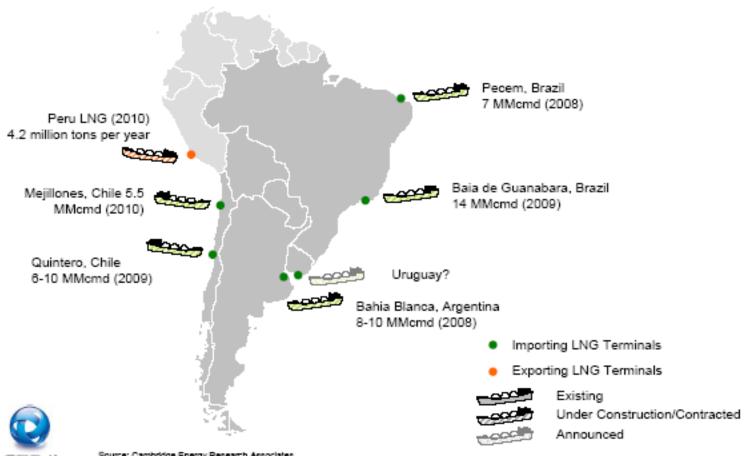
# Interconexiones de Gas Natural en América del Sur 2008



#### **Proyectos GNL**

#### **LNG Projects in the Southern Cone**

6 LNG regas projects are underway or at the planning stage



Source: Cambridge Energy Research Associates.

Ballvla\_August2008

@ 2008, Cambridge Energy Research Associates, Inc. No portion of this presentation may be reproduced, reused, or otherwise distributed in any form without prior written consent.

# **Exportaciones e Importaciones**

Comercio Internacional de Gas Natural (Mil m3/día)								
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Var 08/02
Exportaciones Totales	16,3	18,8	20,0	18,4	16,6	7,1	2,2	-28,2%
Exportaciones a Chile	14,7	17,2	18,4	16,7	15,0	6,6	1,6	-31,0%
Importaciones Bolivia	0,0	0,0	0,0	4,7	5,0	4,6	2,5	
GNL	0	0	0	0	0	0	2,9	
Saldo	16,3	18,8	20,0	13,6	11,7	2,6	-3,2	

Fuente: ENARGAS y estimaciones propias.

Las importaciones de Gas Natural Licuado fueron estimadas en base a una operación continua de 132 días del buque regasificador inyectando un promedio de 8 millones de m3/día

Las exportaciones como variable de ajuste entre una demanda creciente y la producción estancada, tienden a desaparecer.

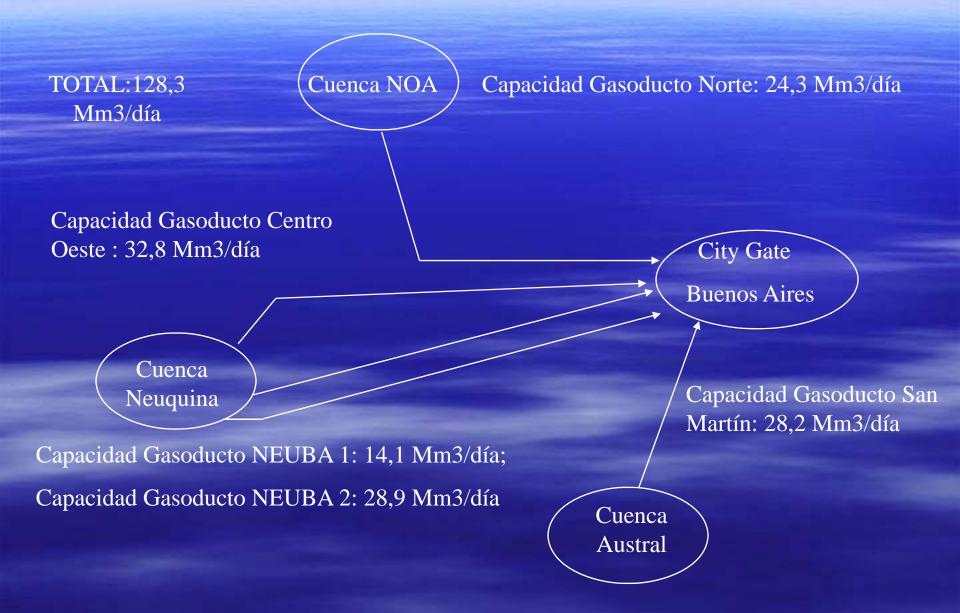
El promedio de las importaciones ha sido entre 4 y 5 millones de m3/diarios.

Las dificultades de Bolivia en el 2008, y los requerimientos de Argentina obligaron a la importación de GNL Spot, operación que se mantendrá hasta el 2012.

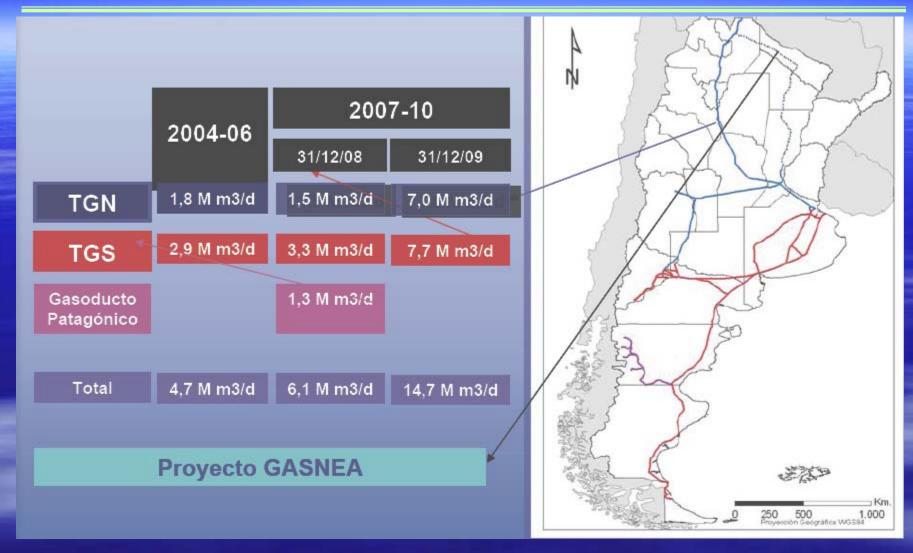
El saldo de comercio internacional de gas natural se ha transformado en negativo en el 2008.

# Transporte de Gas Natural

## Columna Vertebral del Sistema Energético Argentino



# Ampliación de la Capacidad de Transporte



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

El Gasoducto bajo el Estrecho de Magallanes es prioritario, podría movilizar recursos disponibles del orden de los 10 millones de m3/día.

#### Tendencias de Corto Plazo

La producción local ya no es suficiente para abastecer la demanda interna, Argentina debe recurrir a importaciones crecientes. El saldo de comercio internacional ya es negativo. El proveedor más cercano es Bolivia, por lo que resulta estratégico acceder a esos recursos de una forma sustentable en el largo plazo.

El gasoducto submarino que cruza el Estrecho de Magallanes permitiría colocar en el mercado 10 millones de m3/adicionales que aliviarían la situación en lo inmediato. Este Proyecto está atrasado y no tiene fecha de puesta en servicio.

El sistema de transporte de gas natural es insuficiente para atender adecuadamente la demanda interna, las últimas ampliaciones sobre los gasoductos troncales ya fueron absorbidas por la demanda y desde el año 2006 no se pueden realizar ampliaciones importantes. Ello produce restricciones al consumo que están siendo volcadas sobre el consumo de la industria y de la generación de electricidad prioritariamente, y que afectarán en el pico a otros sectores de consumo.

#### CONTRATO DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL CON BOLIVIA

Para la Argentina, Bolivia es un socio estratégico altamente prioritario. Se requiere establecer un contrato acorde a las normas usuales en esta materia y no como una mera expresión de deseos.

	Fecha	Volumen	Precio	Otros
Convenio Temporario de	21 abril 2004	4 millones m3/día	1 u\$s/MBtu	Plazo: 6 meses
Venta de Gas Natural				
entre Argentina y Bolivia				
Addenda Nº 1	25 nov. 2004	6,5 millones m3/día	1 u\$s/MBtu	Plazo: 31/12/2005
Addenda N° 2	7 enero 2005			Ajustes
Addenda N° 3	3 nov. 2005	7,7 millones m3/día	1 u\$s/MBtu	Plazo: 31/12/2006
				No discriminación
				exportaciones frente a
				terceros países (Brasil)
Convenio Marco entre	20 jun. 2006	7,7 millones m3/día	5 u\$s/MBtu	Comisiones Técnicas
Argentina y Bolivia para		(2007);		para redacción del
la venta de gas natural y la		16 millones m3/día		Contrato y condiciones
realización de proyectos		(2008-2009);		particulares. Argentina
de integración energética.		27,7 millones		construye GNEA y
		m3/día (2010-2027)		financia planta
				extracción líquidos.
				Estudian Central
				Termoeléctrica
Contrato Compra – Venta	Octubre 2006	Ratifican cantidades	Ratifican precio y	
Gas Natural YPFB -		Convenio	fórmulas de	
ENARSA			Reajuste	
Bolivia anuncia en reunión	Febrero 2008		Precio trimestre	Bolivia indica que no
de Presidentes que no			Enero – Marzo	podrá cumplir con sus
puede cumplir con			2008: 7,8 u\$s/MBtu	obligaciones antes del
ninguno de los plazos del				año 2012.
contrato				

#### Oferta de Gas Natural de Bolivia

#### Producción de Gas Natural en Bolivia - 2007

Operador	Producción
	(Millones de m3/día)
Andina (Repsol 89,25%)	6,28
Repsol YPF	4,41
Chaco (British Petroleum)	6,29
Vintage	0,66
Petrobras	26,34
Pluspetrol	1,29
BG Bolivia	1,44
Total	46,71

Distribución de la Producción

Exportaciones: 36 Mm3/día: (Brasil 30 – Argentina 6)

Mercado Interno: 6 Mm3/día

BOLIVIA YA INFORMO QUE NO ESTARA EN CONDICIONES DE CUMPLIR CON LOS COMPROMISOS DE CANTIDADES ESTABLECIDAS EN EL CONTRATO CON ARGENTINA HASTA EL 2014

# 3 – Evolución en el largo plazo. La cuestión de los precios

#### Programa Gas Plus

Resolución Secretaría de Energía 24/2008 – 6 marzo 2008

Requisitos para que los Proyectos encuadren en este Programa:

Concesión de Explotación o yacimiento posterior a la RSE,

Concesión relativa a yacimientos "Tight Gas" puede ser anterior,

Concesión anterior paralizada desde 2004,

Concesión anterior con desarrollo de "Yacimientos Nuevos", es decir descubiertos con posterioridad

Resultados previsibles en el largo plazo:

Precios superiores a los 4 u\$s / MBtu;

Cantidades inciertas

#### Programa Gas Plus

#### Proyectos aprobados por Resolución:

Pan American Energy – Anticlinal Grande Cerro Dragón: D-129 Cerro Coirón; RSE 1102/2008 (9/10/2008);

Pan American Energy – Acambuco: Tuyuti; RSE 1107/2008 (9/10/2008);

Pan American Energy – Lindero Atravesado: Grupo Cupo FM Lajas; RSE 1109/2008 (9/10/2008)

Apache Energía – Estación Fernandez Oro: Lajas Inferior; RSE1103/2008 (9/10/2008);

Apache Energía – Anticlinal Campamento: Desarrollo de Gas Profundo en Reservorios No Convencionales; RSE 1106/2008 (9/10/2008);

Pluspetrol Energy – Ramos : Pozo PLU ST RA XP 1012; RSE 1104/2008 (9/10/2008);

YPFSA – Loma La Lata Sierra Barrosa: Formación Lajas-Tight Gas del Yacimiento Cupen Mahuida; RSE 1105/2008 (9/10/2008);

YPFSA – Señal Picada Punta Bardas: Piedras Negras; RSE 1108/2008 (9/10/2008);

TOTAL AUSTRAL – Aguada Pichana: Tight Gas; RSE 70/2009 (22/01/2009)

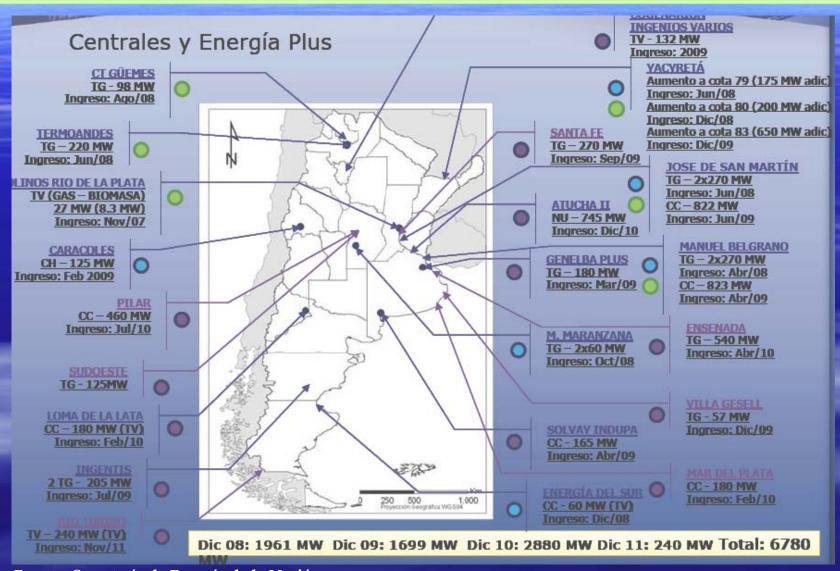
#### Plan Gas Plus

Existe un déficit de abastecimiento del orden de los 30 millones de m3/día en el pico invernal, que está siendo reemplazado por combustibles líquidos o limitado mediante cortes del servicio a los grandes clientes industriales y, en menor medida, mediante importaciones procedentes de Bolivia a través del Gasoducto del Norte.

Ante la clara posibilidad de que no se pueda incrementar la producción de gas natural en un breve plazo y que se tenga que recurrir a volúmenes crecientes de importación para satisfacer los requerimientos de la demanda interna se ha lanzado el programa Gas Plus :Incentivo a la producción de gas natural (gas nuevo).

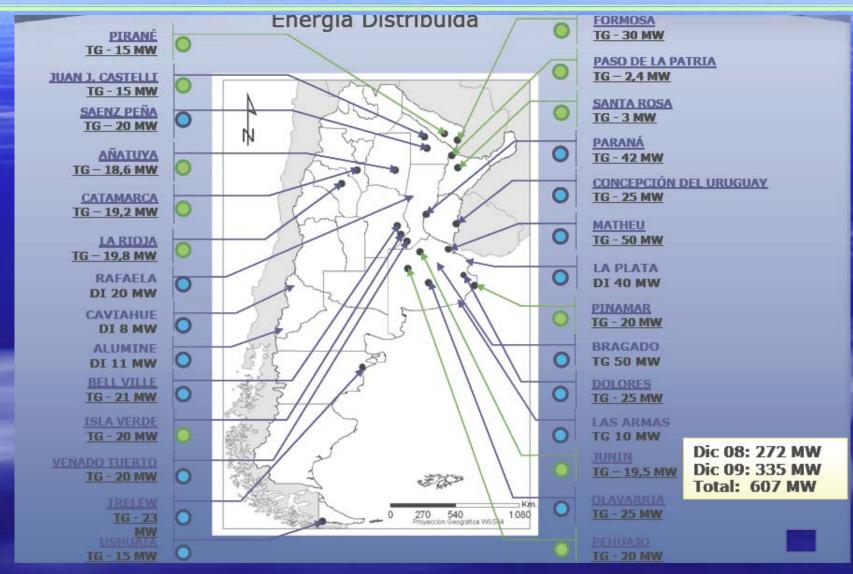
Para que un productor pueda solicitar ingresar en este Plan debe haber firmado el Acuerdo de Precios con Productores de Gas Natural, Resolución 599/2007, y haber cumplido con todas las entregas allí establecidas.

# Expansión de la Oferta de Energía Eléctrica en base a gas natural y combustibles líquidos



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

# Expansión de la Oferta de Energía Eléctrica: Contratos de Abastecimiento Res 220/2007

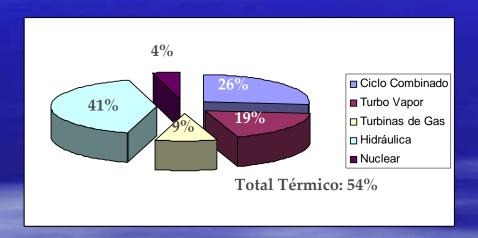


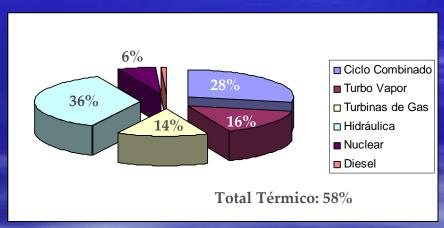
# Evolución del Parque de Generación Eléctrica

#### COMPOSICION DEL PARQUE DE GENERACION

2006 - 24.029 MW

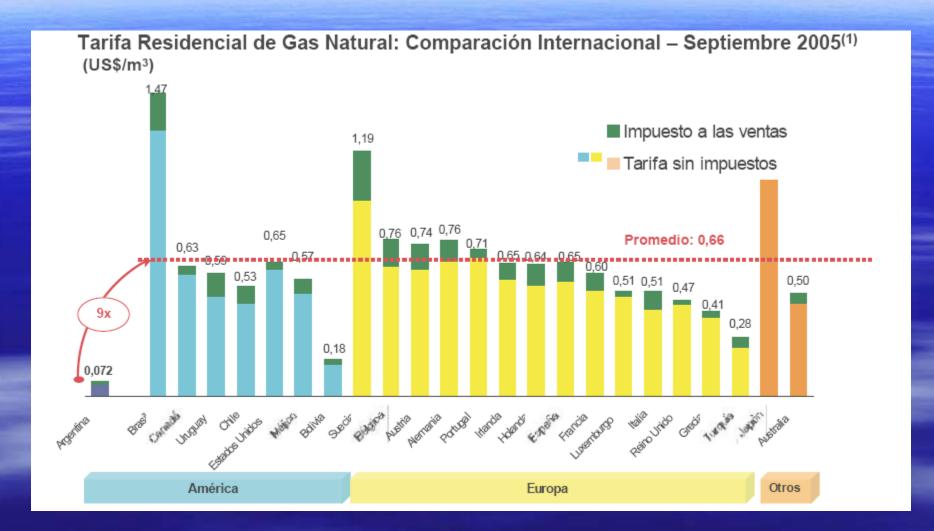
2011 - 30.084 MW





Esquema de expansión de emergencia, compromete gas natural y combustibles líquidos en un futuro de entre 10 y 25 años.

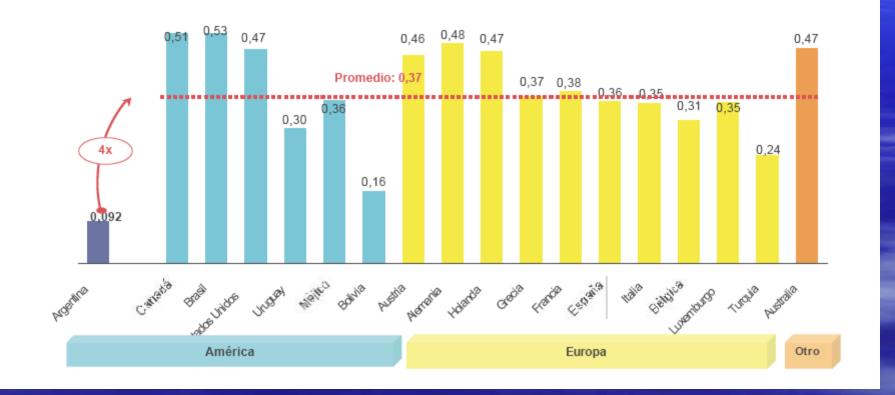
#### Precios del Gas Natural - Residencial



Fuente: Comparación Internacional de Tarifas Gas Natural para Clientes Residenciales e Industriales a Septiembre 2005 METROGAS

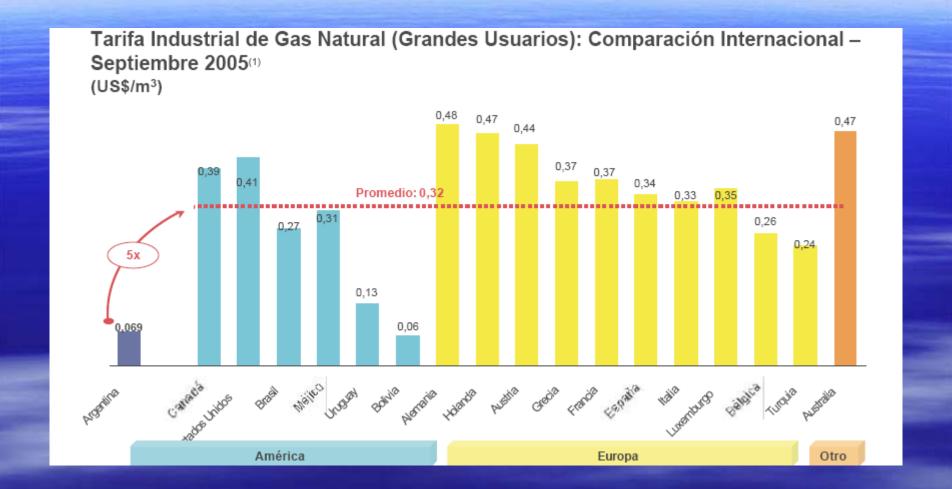
#### Precios del Gas Natural - PYMES

Tarifa Industrial de Gas Natural (Pymes): Comparación Internacional – Septiembre 2005<sup>(1)</sup> (US\$/m³)



Fuente: Comparación Internacional de Tarifas Gas Natural para Clientes Residenciales e Industriales a Septiembre 2005 METROGAS

### Precios del Gas Natural – Grandes Industriales



Fuente: Comparación Internacional de Tarifas Gas Natural para Clientes Residenciales e Industriales a Septiembre 2005 METROGAS

#### Incrementos en la factura del Gas Natural

#### Fideicomiso Ampliación Capacidad de Transporte (1):

Cargo por ampliación sistema troncal que pagan los consumidores industriales que tienen contratado el trasporte firme (1,5 u\$s/MBtu) en el año 2006 durante 12 años;

#### Fideicomiso Ampliación Capacidad de Transporte (2)

Nueva ampliación del sistema troncal (se estima en 0,95 \$/m3 – 8 u\$s/MBtu); las obras aún no están en ejecución, lo pagan los industriales que quieran contratar capacidad firme a futuro;

#### Cargo Decreto 2067/08

Fondo Fiduciario para atender las importaciones de gas natural y toda aquella inyección adicional destinada a garantizar el abastecimiento: afecta a todos los consumidores y se aplica sobre metro cúbico consumido. Los SG y IT; ID; FT y FD pagan entre 0,19 y 0,36 u\$s/MBtu

R3.1 0,43 u\$s/MBtu; (1.000 a 1.250 m3/año)

R3.2 0,98 u\$s/MBtu; (1251 a 1500 m3/año)

R3.3 1,4 u\$s/MBtu;; (1501 a 1800 m3/año)

R3.4 2,0 u\$s/MBtu (> 1800 m3/año)

Los incrementos para el sur son inferiores

4 – Los desafíos de la Integración Regional

#### Abastecimiento de Gas Natural

## Contrato Gas con Bolivia

Subsisten interrogantes: ¿Cuándo Bolivia podrá entregar volúmenes crecientes?

Cómo resultará nuestro precio frente a los acordados con Brasil?

¿Cuándo se firmará el contrato principal para construir el nuevo gasoducto GNEA?

¿Cómo se financiará ese gasoducto? ¿También con recursos fiscales?

## Cono Sur

La crisis energética de la Argentina generó fuertes perturbaciones en le región sin soluciones integrales inmediatas por:

- \* Restricciones de suministro gasífero de Argentina a Chile, Brasil y Uruguay
- \* Bolivia: incertidumbre sobre sus exportaciones de gas, al agregarse la demanda de Argentina.
- \*Argentina requiere a países vecinos suministros eléctricos de emergencia.
- \*Paraguay plantea renegociar precios de centrales Yacyretá e Itaipú.

# Muchas Gracias!

Pueden visitarnos en la página www.iae.org.ar

y consultarnos a gerardoa@speedy.com.ar; iae@iae.org.ar