

**Mercado
Eléctrico**

**Jornada "El abastecimiento del Gas
y la Electricidad"**

Panel N° 1: El Abastecimiento de Gas

Buenos Aires, 1 de Julio de 2004

Ing. Gerardo Rabinovich



El Gas Natural en la Crisis actual

Desde fines de 2003 y hasta la fecha, la Argentina ingresó en una fase aguda de crisis energética de carácter ESTRUCTURAL.

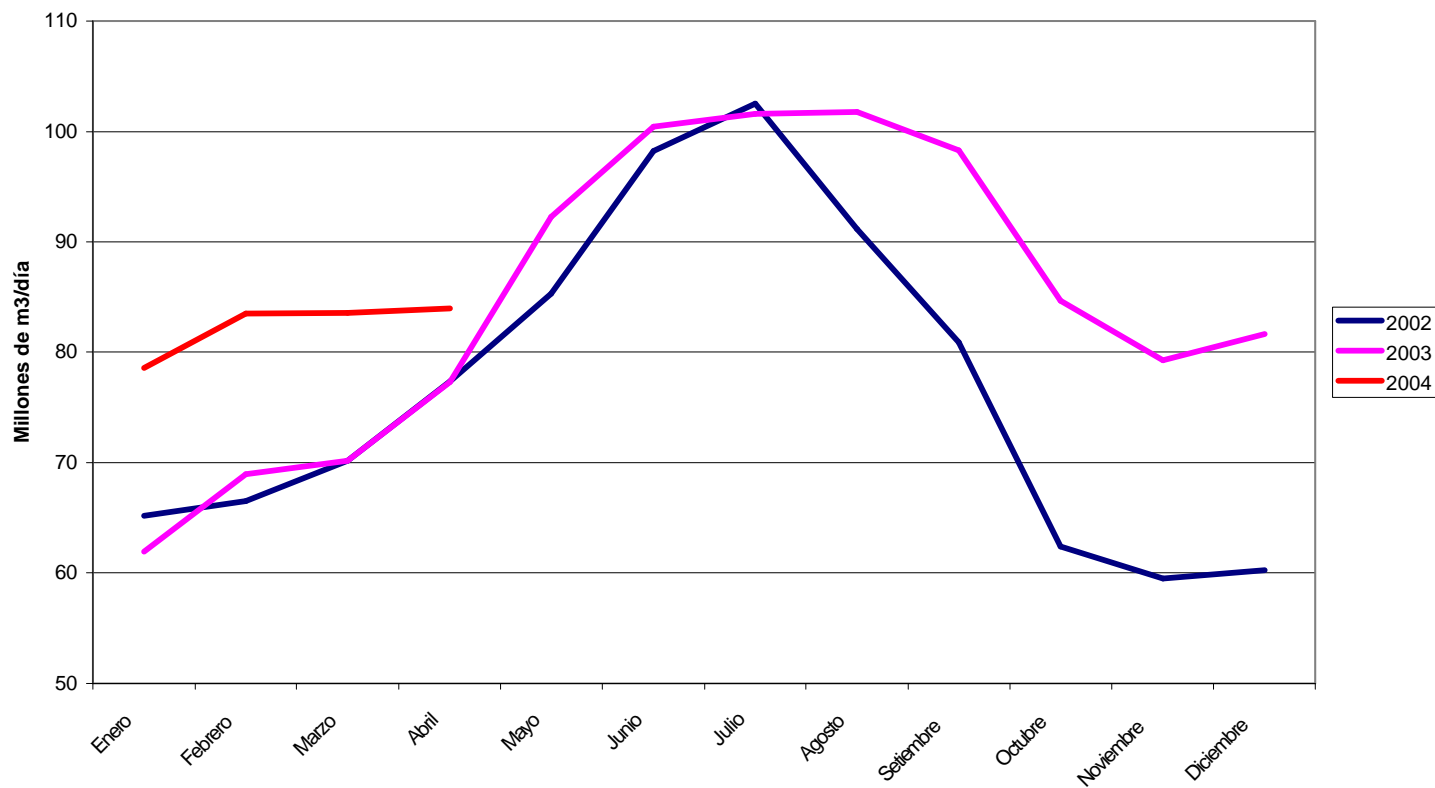


Principales determinantes:

- 1 Agotamiento del modelo de organización institucional implementado durante la década de los '90;**
- 2 Cambio del paradigma energético de la Argentina. El desarrollo no puede seguir sustentándose en el empleo masivo del gas natural**

COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA INTERNA DE GAS NATURAL

GRAFICO Nº 1: DEMANDA INTERNA DE GAS NATURAL 2002-2004



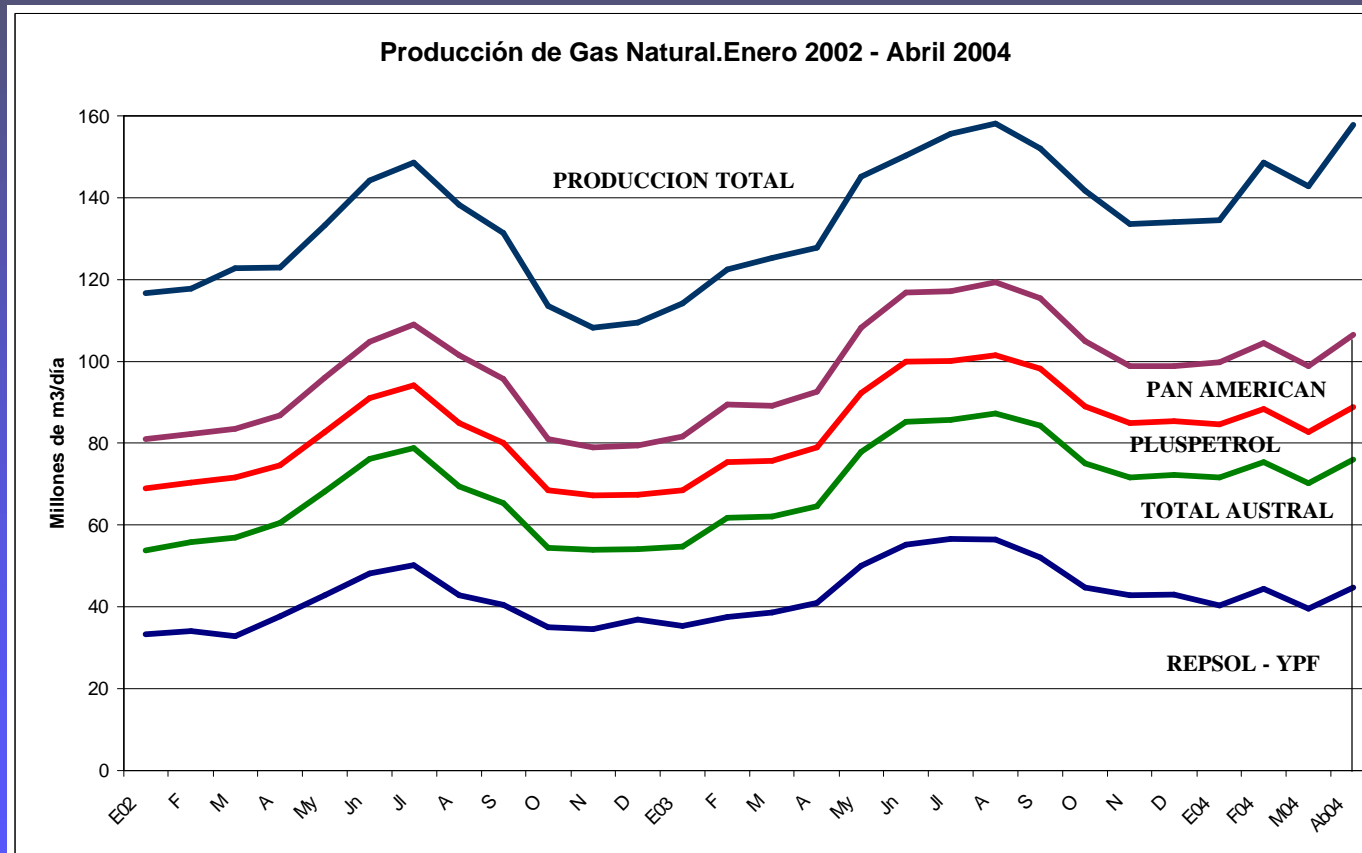
En el año 2002, la demanda interna de gas natural presentó un pico estacional en el mes de Julio, sin restricciones el resto del año;

En el año 2003, a comienzos de Junio se observa la existencia de restricciones que se mantienen hasta fines de Setiembre; estas restricciones son claramente causadas por saturación de la capacidad de transporte;

Se observa que a partir de Setiembre de 2003 la demanda interna se sostiene muy por encima del año anterior, sobre los 80 millones de m³/día.

Fuerte demanda desde inicios del 2004, y restricciones con capacidad de transporte excedente, por falta de gas en yacimiento, desde febrero de ese año.

ESTRUCTURA DE LA PRODUCCION EN YACIMIENTO POR EMPRESA



ESTRUCTURA DE LA PRODUCCION

Más allá de ligeros cambios en la participación porcentual de las empresas en la producción de gas natural, se observa que cuatro (4) empresas producen el 70% del total.

Repsol – YPF: 31% en 2002 – 29% en 2004

Total Austral: 18% en 2002 – 21% en 2004

Pluspetrol: 12% en 2002 – 9% en 2004

Pan American Energy: 11% en 2002 – 11% en 2004

Máxima Producción 2003: 158 Millones de m³/día;

Producción Abril 2004: 157,8 Millones de m³/día

P2004/P2003: + 19,2% (Enero-Abril)

ESTRUCTURA DE LA DEMANDA INTERNA

Cuadro Nº 2: Gas entregado por sector (millones de m3/día promedio)

	Residencial y Comercial (*)			Industrial			Centrales Eléctricas			GNC			Total		
	2002	2003	2004	2002	2003	2004	2002	2003	2004	2002	2003	2004	2002	2003	2004
Enero	9,1	9,9	10,1	20,8	25,9	30,8	30,5	19,9	30,1	4,8	6,2	7,6	65,2	61,9	78,5
Febrero	10,2	10,7	10,8	25,4	27,8	33,6	26,1	24,1	31,3	4,9	6,4	7,9	66,5	69,0	83,5
Marzo	12,7	12,2	12,5	26,6	29,0	33,1	25,9	22,4	30,0	5,0	6,5	8,0	70,2	70,2	83,6
Abril	19,7	19,0	17,9	28,9	30,6	31,2	23,6	20,6	26,6	5,3	7,0	8,3	77,4	77,3	84,0
Mayo	26,4	30,0		29,6	31,3		24,0	24,1		5,3	6,9		85,3	92,3	0
Junio	44,5	39,2		27,6	28,9		20,6	25,1		5,5	7,3		98,2	100,5	0
Julio	44,6	45,4		28,1	27,5		24,0	21,4		5,8	7,4		102,5	101,6	0
Agosto	36,3	43,3		28,4	28,2		20,7	22,6		5,8	7,6		91,2	101,8	0
Setiembre	28,7	31,9		29,2	30,7		17,0	27,9		6,0	7,7		80,9	98,3	0
Octubre	17,3	18,8		25,4	30,7		13,6	27,4		6,1	7,8		62,4	84,7	0
Noviembre	13,9	14,3		25,6	30,6		13,7	26,6		6,2	7,8		59,5	79,3	0
Diciembre	10,8	12,1		26,6	30,0		16,4	25,7		6,4	8,1		60,2	75,9	0

Fuente: ENARGAS

(*) Incluye Entidades Oficiales y Subdistribuidoras

El Sector Residencial y Comercial que en promedio representa el 28% del consumo anual de gas natural, en el pico invernal de Julio y Agosto es responsable de casi el 45% de la demanda interna, que en esos meses es, en promedio, del orden de los 102 millones de m3/día.

ESTRUCTURA DE LA DEMANDA INTERNA

El Sector Residencial y Comercial que en promedio representa el 28% del consumo anual de gas natural, en el pico invernal de Julio y Agosto es responsable de casi el 45% de la demanda interna, que en esos meses fue en 2002 y 2003, en promedio, del orden de los 102 millones de m³/día.

La industria presenta una demanda sostenida desde Setiembre de 2003, superior a los 30 millones de m³/día.

La hidrología pobre desde Setiembre de 2003 también disparó la demanda de Centrales Eléctricas, que superó los 30 millones de m³/día en enero de 2004 y se mantuvo en ese nivel hasta marzo de este año. A partir de Abril se comienza a notar sustitución por líquidos.

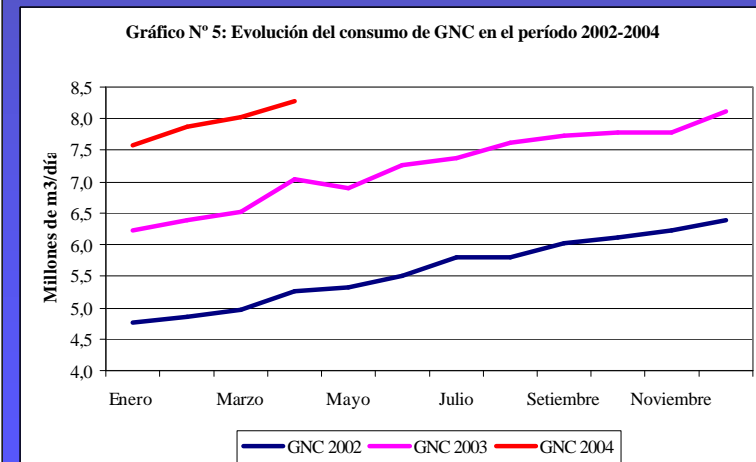
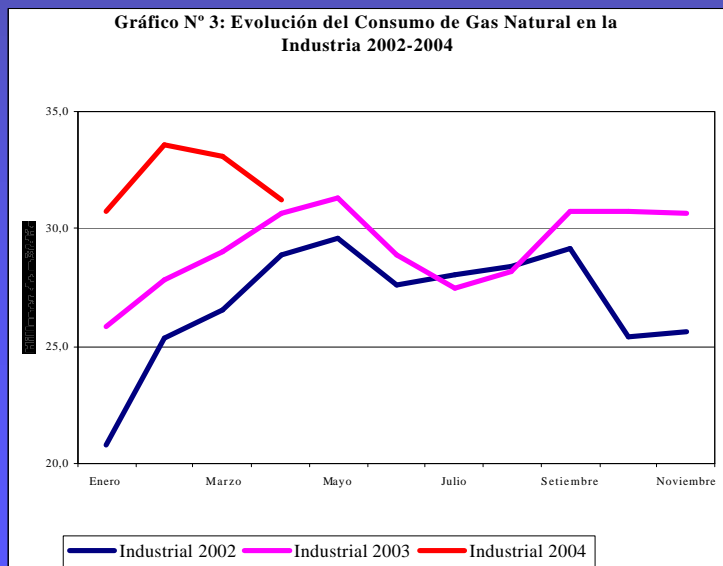
ESTRUCTURA DE LA DEMANDA INTERNA

El consumo de GNC, continuó creciendo en forma sostenida
Enero 2002: 4,8 Mm3/día;

Enero 2003: 6,2 Mm3/día

Enero 2004: 7,6 Mm3/día;

Abril 2004: 8,3 Mm3/día



Exportaciones

Argentina exporta gas natural a Chile mediante dos gasoductos que durante parte de su trayecto están dentro del sistema de transporte nacional y 5 que son directos.

Promedio 2002: 14,7 Mm³/día;

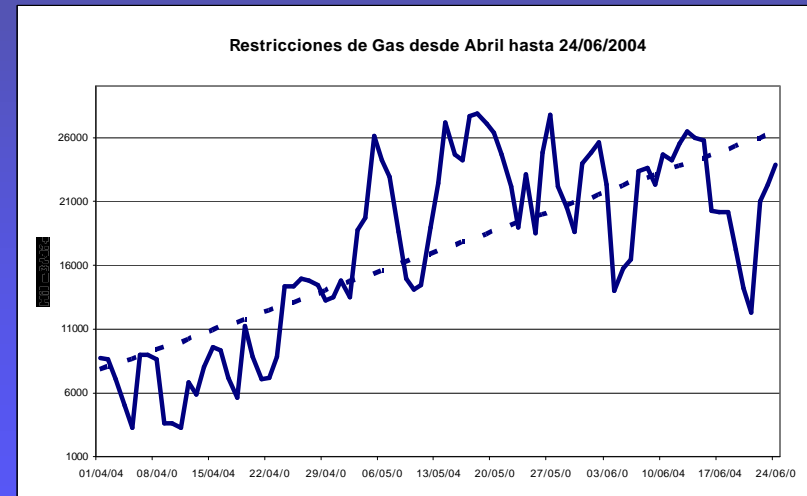
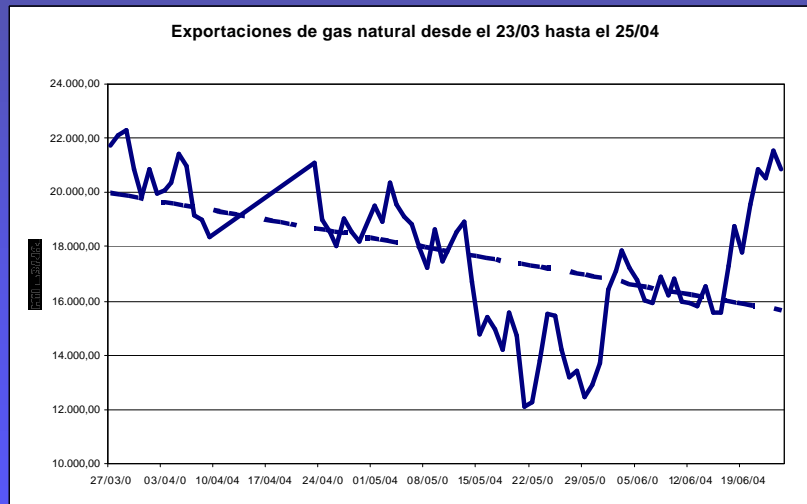
Promedio 2003: 17,2 Mm³/día;

Promedio 2004 (hasta Abril): 18,6 Mm³/día

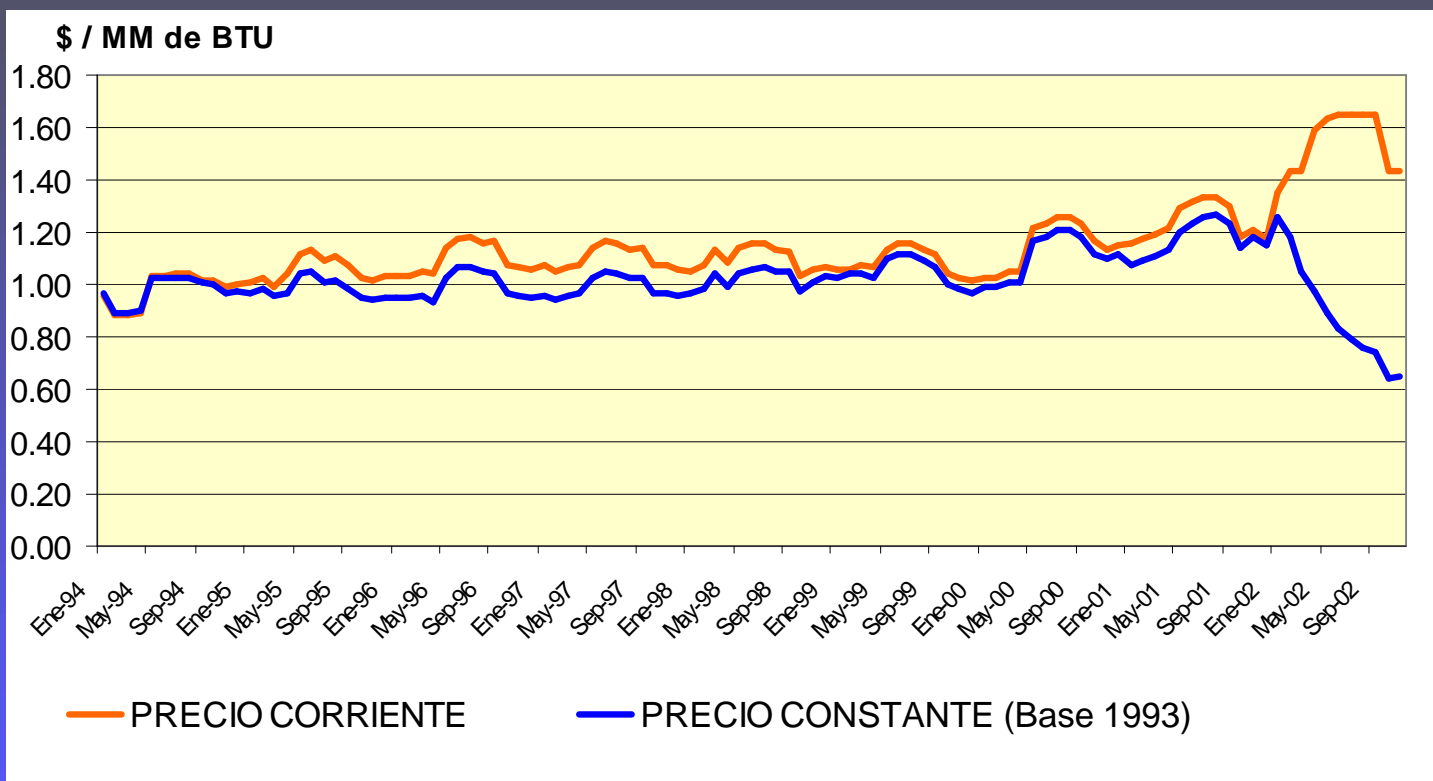
También exporta en menor medida a Uruguay por dos gasoductos (entre 300 y 400 mil m³/día) y a Brasil, Uruguayana (2,8 Mm³/día)

Restricciones año 2004

Como consecuencia de la falta de gas se produjeron restricciones a las exportaciones y al consumo interno.



EVOLUCION DE LOS PRECIOS CORRIENTES Y CONSTANTES DEL GAS EN BOCA DE POZO



Gas Natural Boca de Pozo	1994-2001	2002	1994-2002
Precios corrientes	22%	7%	50%
Precios constantes	19%	-48%	-33%

ESTRUCTURA DE ABASTECIMIENTO: YACIMIENTO

Reservas: 124.511 Mm3
Producción: 8.116 Mm3
R/P: 15,3 años (2003)

Cuenca
NOA

TOTAL PAIS

Reservas: 612.496 Mm3
Producción: 50.644 Mm3
R/P: 12,1 años (2003)

Cuenca
Neuquina

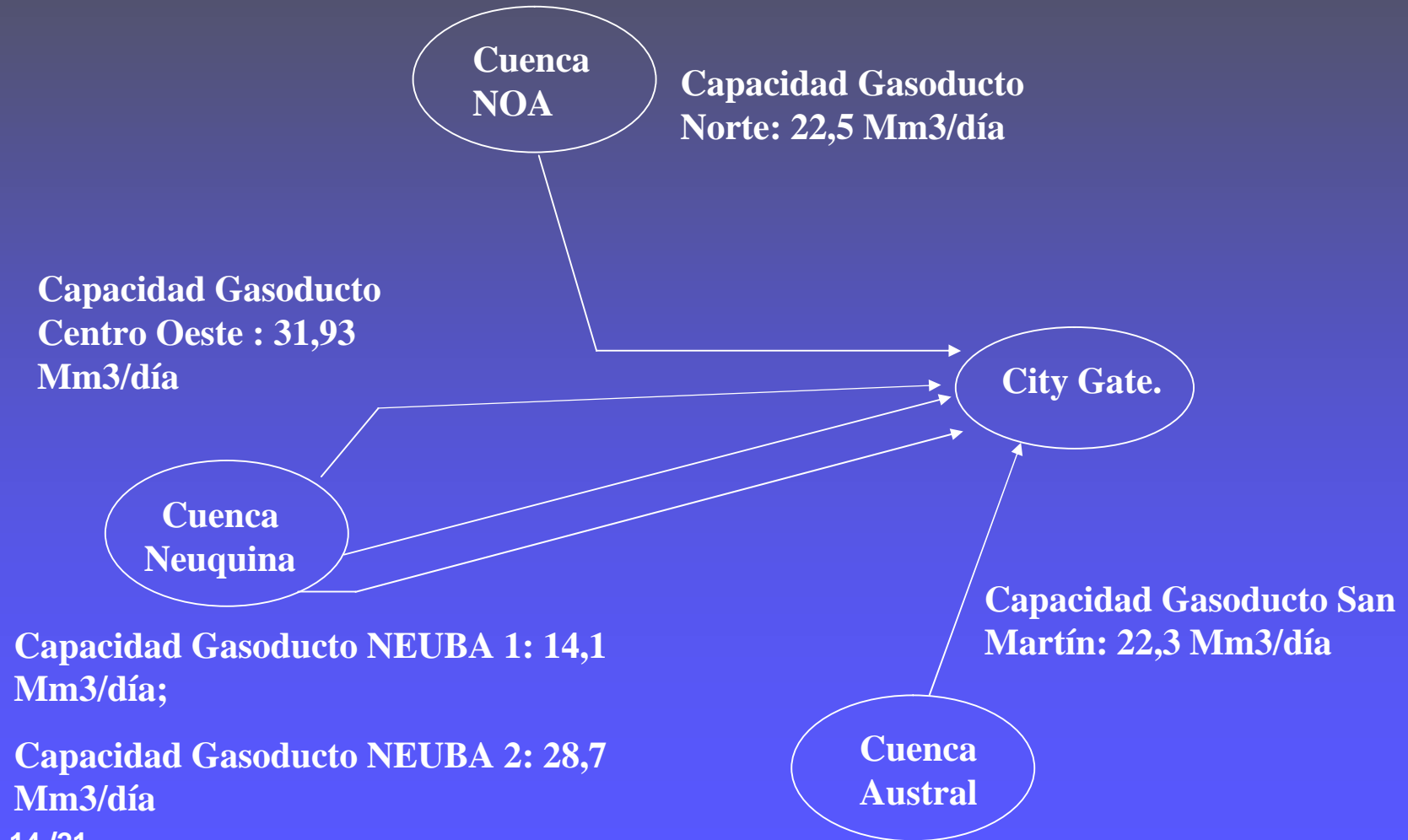
City Gate.

Reservas: 311.172 Mm3
Producción: 29.846 Mm3
R/P: 10,4 años (2003)

Reservas: 138.248 Mm3
Producción: 9.011 Mm3
R/P: 15,3 años (2003)

Cuenca
Austral

ESTRUCTURA DE ABASTECIMIENTO:



ESTADO DE SITUACION

La presión de la demanda se ejerce sobre una estructura de oferta sin capacidad de respuesta inmediata:

La Relación Reservas/Producción del país es de 12 años, y si se analiza por cuenca algunas presentan como máximo una R/P de 15 años;

Entre el consumo interno, las exportaciones por el sistema de transporte (no directas) y las restricciones impuestas al consumo se obtiene una demanda agregada de casi 150 millones de m³/día en el mes de Mayo de 2004.

El modelo institucional surgido de la privatización no anticipó la necesidad de un nuevo gasoducto que ya debería estar en servicio, pero tampoco es capaz de ejecutarlo en las actuales condiciones

POR ESO DECIMOS QUE ESTA AGOTADO

ESTADO DE SITUACION

Pero además, la construcción de un nuevo gasoducto troncal requiere, para que sea viable una demanda constante que llene un 60-70% de su capacidad al inicio, y una oferta segura durante los 25 años de su vida útil.

Como hemos visto, la demanda cumple la condición, pero solo hay Reservas por 12 años en nuestro territorio, por lo que no se cumpliría la segunda condición.

EI PARADIGMA ENERGETICO DE LA ARGENTINA HA CAMBIADO. EL DESARROLLO ENERGETICO SOBRE LA BASE DEL GAS NATURAL, POR EL MOMENTO, HA DEJADO DE SER VIABLE.

Una de las pocas posibilidades de mantener los actuales niveles de participación del gas natural en nuestra matriz energética, es la importación, y el único punto de suministro capaz de satisfacer nuestra demanda proviene de Bolivia.

MEDIDAS ADOPTADAS ANTE LA CRISIS

**Compra de Fuel-Oil a Venezuela: 8 millones de barriles;
Mayo-Octubre 2004 ;
730 Millones de \$**

**Permitirá sustituir gas natural en Centrales Eléctricas:
Consumo Mayo 2004: 170.739 ton de Fuel Oil; (hay que
remontarse a Junio, Julio 1999 para encontrar cifras
comparables);**

**Se están consumiendo volúmenes crecientes de Gas Oil y
Carbón Mineral, sustituyendo gas natural en la generación de
energía eléctrica;**

**Consumo de gas natural en Mayo 2004: 22 millones de m³/día
(Fuente: CAMMESA).**

MEDIDAS ADOPTADAS ANTE LA CRISIS

Compra de 500 MW de Potencia Firme a Brasil; costo aproximado 150 \$/MWh: 322 GWh en Mayo 2004.

Costo total con una utilización del 50% de esta potencia estimado en aproximadamente 165 millones de \$.

Programa de Uso Racional de la Energía: Promueve un ahorro voluntario del orden del 5% de la demanda Residencial.

Importación de gas de Bolivia, por el gasoducto existente de 4 millones de m³/día. Precio 1,6 u\$s/MBtu.

Decreto 180/181

Resolución 208/2004. Acuerdo de Normalización con los Productores de Gas Natural.

DECRETOS 180 y 181/2004

Creación del Fondo Fiduciario para inversiones de Transporte y Distribución en el ámbito de las Licenciatarias;

Creación del Mercado Electrónico de Gas;

Modifica condiciones de compra para Grandes Usuarios y GNC;

Autoriza a elaborar y establecer un Acuerdo de Normalización de Precios con los Productores de Gas.

ESTOS DECRETOS NO ASUMEN EL AGOTAMIENTO DEL MODELO, GENERAN CONDICIONES DE INEQUIDAD, DESAPARECE EN ALGUNOS CASOS EL CONCEPTO DE SERVICIO PUBLICO.

MEDIDAS ANUNCIADAS EN EL MEDIANO Y LARGO PLAZO

Para el año próximo:

Ampliación TGN en 2,8 Millones de m³/día;

Ampliación TGS 2,8 a 5 Millones de m³/día;

Gasoducto Patagónico: Cerro Dragón – Esquel, 1 millón m³/día

Para los años 2006/2007:

Gasoducto NEA (Importación de Bolivia): 20-30 Mm³/día;

Gasoducto San Martín II: Total 16 Mm³/día (Primera más Segunda Etapa).

ESTAS MEDIDAS NO SE INSCRIBEN EN UNA ESTRATEGIA ENERGETICA GLOBAL Y SE CARECE DE UN PLAN. AUN NO SE HA TOMADO CONCIENCIA DEL CAMBIO DEL PARADIGMA ENERGETICO EN LA ARGENTINA.

BASES CONCEPTUALES PARA EL DISEÑO DE UNA NUEVA POLITICA ENERGETICA PARA LA ARGENTINA

- 1) El modelo energético argentino de los '90 está agotado; es necesario implementar reformas profundas para lograr un desarrollo energético sustentable.**
- 2) Es prioritario diferenciar lo urgente (la crisis de las empresas de servicios públicos y los problemas del consumidor para afrontar los pagos tarifarios),de los temas de fondo que aquejan al sector que son la ambigüedad de nuestra política energética, los vacíos de nuestra legislación energética, la falta de planificación y el rol inexistente del Estado en esta área.**