

Entes Reguladores  
Energía y Agua

**Ente Nacional Regulador del Gas - ENARGAS**

Res N°: 172/2007 - Fecha: 13/11/07

**Datos del Informe**

La Auditoría procedió a efectuar un examen especial en el ámbito del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS – ENARGAS- cuyo objetivo es abordar el mercado del Gas Natural (en adelante GN), la relación existente entre la producción y las reservas, la oferta y la demanda, la capacidad de transporte y distribución y su relación con la demanda. Identificar la población servida discriminada geográficamente y la evolución de las tarifas por tipo de usuario en el país. Finalmente determinar la incidencia del Gas Natural como variable en el sistema de generación eléctrica y su relación respecto del resto de los componentes que conforman la matriz energética.

**Período Auditado**

•El informe abarcó el período que comprende desde el año 1993 hasta el año 2006.

**Informe completo**

[www.agn.gov.ar/informes/informesPDF2007/2007\\_172.pdf](http://www.agn.gov.ar/informes/informesPDF2007/2007_172.pdf)

**CONSIDERACIONES  
GENERALES**

A diferencia del resto de los combustibles fósiles (carbón mineral, petróleo crudo y sus derivados) el Gas Natural por sus condiciones físico-químicas se transporta únicamente por gasoductos, sin posibilidades de almacenaje, por ello el mercado se ve limitado a nivel local o regional y esta misma diferencia se refleja en los mercados y en los precios. En efecto, el valor del Gas Natural depende necesariamente del costo de su transporte, el cual demanda un costo de capital.

En nuestro país se ha generado un mercado integrado parcialmente con Bolivia, Chile, Brasil y Uruguay.

En la actualidad la infraestructura de carga, transporte y descarga para los hidrocarburos líquidos se encuentra altamente desarrollada; esta situación favorece la determinación de sus precios a nivel mundial.

El valor económico de los commodities energéticos tiene, además del componente político, justificación en el rendimiento en los subproductos que de él pueden obtenerse en el proceso de refinación y el costo de transporte desde los sitios de producción hasta los centros de consumo. En el caso del petróleo crudo y el Gas Natural, los grandes yacimientos no se encuentran distribuidos homogéneamente en el planeta y se localizan distantes de los centros de consumo.

**ASPECTOS PRINCIPALES**

El sistema energético argentino es altamente dependiente del Gas Natural, que representa el 53 % de la Matriz Energética y afecta a todos los sectores demandantes: generación de electricidad, las actividades industriales, residenciales y de transporte.

La producción de Gas Natural, por su naturaleza, requiere de permanentes inversiones orientadas a compensar la declinación natural de la producción de los pozos existentes, como así también para incorporar reservas que reemplacen aquellas ya consumidas.

La producción ha ido en constante aumento desde el año 1993 hasta el 2001, decreció levemente durante el 2002 para continuar en los años subsiguientes en incremento creciente. Como resultado de las diferentes políticas del sector, la tasa de crecimiento del consumo promedio anual de Gas Natural en período 1993-2006 llegó a 7.5%. El consumo energético debería observar una elasticidad respecto a la tasa de crecimiento del PBI menor a uno por cada punto porcentual de incremento de éste debería corresponderle menos de un 1 % del crecimiento de la demanda de energía, pero luego de la crisis económica y la consecuente modificación de precios relativos

**Factores que influyeron en el descenso drástico de las reservas de GN de los últimos años:**

1. Fuerte descenso en la inversión en exploración (actividad de mayor riesgo y más alta exposición del capital). Los titulares de las reservas tienden a monetizarlas (mediante su explotación) a efectos de recuperar la inversión realizada en el menor tiempo posible.
2. Aumento extraordinario del consumo. Originado en las diferencias de precios relativos entre los componentes de la Matriz Energética.

*Los informes de Auditoría son aprobados por el Colegio de Auditores Generales conformado por el Presidente Dr. Leandro O. Despouy, y los Auditores Generales Dr. César Arias, Dr. Mario Fadel, Dr. Francisco J. Fernández, Dr. Alfredo Fólca, Dr. Gerardo L. Palacios y Dr. Horacio F. Pernasetti.*

**Normativa Vigente**

- Ley 17.319
- Ley 24.076
- Ley 24.348
- Ley 25.019
- Ley 25.561
- Ley 25.790
- Ley 26.093
- Ley 26.123
- Ley 26.154
- Ley 26.204

## Decretos:

- 2255/92
- 1738/93
- 2731/93
- 1411/95
- 689/02
- 120/03
- 146/03
- 180/04
- 181/04
- 267/07

- Res. MPFIP y S 185/04 208/04
- Res. S.E. 265/04
- Res.S.E. 659/04 sustituye a la Disposición SSC 27/04
- Res. S.E. 663/04 - 752/05
- Res. ENARGAS 10/93 y 44/93
- Res. ENARGAS 35/93 - 419/93
- Res. ENARGAS 124/95 modificada por la N° 2247/01
- Res. ENARGAS 421/97 1483/00 - 1748/00

la elasticidad no sólo no es mayor a uno sino que alcanza el valor 1.1%.

Del total producido, un 15 % se exporta y el saldo restante se consume internamente, repartido entre usinas generadoras de electricidad, industrias, hogares y transporte (incluyendo vehículos a GNC). Durante el año 2006 se importaron de Bolivia 1.428,46 millones de m<sup>3</sup> por un monto de 170,8 Millones de Dólares y se exportaron 3.067, 47 millones de m<sup>3</sup> por un monto de 293,5 Millones de Dólares.

Los datos de reservas revelan la disminución anual constante a partir del año 2001, acumulando al 2005 una reducción del 54, 5 % respecto del año 2000. En efecto, la complementación de ambos factores ha provocado un continuo descenso del cociente Reservas-Producción que se redujo desde los veinticinco años (en los primeros años de la década del 90) hasta aproximadamente entre ocho y nueve años al año 2005.

A fin de preservar un horizonte de reservas constantes, y acorde con el interés general, la autoridad regulatoria en materia de política energética, debería considerar la incorporación al menos, de reservas equivalentes al consumo, objeto que insume como mínimo, de 5 a 10 años de inversión en exploración.

Se estima que la Argentina para satisfacer una demanda energética que se compadezca con un incremento anual del 7 % en el PBI requiere una inversión en el área de energía del orden de 4000 millones de dólares por año, durante 10 años.

Esta realidad coloca al sistema energético nacional en situación sumamente crítica, por lo tanto se deben materializar todas las medidas a nivel nacional y regional para lograr un crecimiento veloz y sostenido de la oferta energética.

En el área hidrocarburífera resulta necesario el desarrollo de obras de infraestructura de transporte y distribución, así como también orientar la inversión de toda fuente posible (privada, pública y de fomento) al desarrollo de nuevos yacimientos para mantener y engrosar el horizonte de reservas.

**Algunos comentarios y observaciones:**

Otro aspecto a considerar es la integración regional para el usufructo de las reservas gasíferas bolivianas. Mediante el Decreto 267/07 se declara de interés público nacional la construcción del Gasoducto del Nordeste Argentino (GNEA) y se faculta a ENARSA a constituirse en operador y a llamar a licitación para su construcción. Al final de la segunda etapa prevista para 2008 aportará 20 millones de m<sup>3</sup>/día adicionales, habiéndose ya llegado a un acuerdo por el valor del gas, establecido en U\$S 5.0 por millón de BTU.

Respecto a la necesidad de incrementar la oferta energética pri-

maria total, se espera que un aporte importante provenga de la generación nuclear de Atucha II y del aumento de generación hidroeléctrica mediante la elevación de la cota de Yaciretá.

El parque eólico, fotovoltaico y las energías provenientes de las biomásas (etanol, biodiesel y biogas) serán paliativos que coadyvarán a mitigar los déficits, particularmente en aplicaciones locales y/ o dispersas fundamentalmente por autogeneración.

Pero no obstante la necesidad del incremento de la oferta, no debe dejar de tenerse en cuenta que todo esfuerzo que se realice deberá estar acompañado de un uso racional de la energía. Asimismo se debe tener en cuenta que las señales de los niveles de precios son determinantes para la evaluación de un proyecto de inversión y en especial atendiendo al sector de energía donde los plazos de recupero de capital superan el promedio de la economía.

La tecnología para la licuefacción de Gas Natural ha bajado sensiblemente su costo y a corto plazo, se equiparará con el costo de transporte por gasoducto. Por ello, es inminente la generación de un mercado regional del gas integrado por gasoductos y también con instalaciones de recepción en puerto y gasificación para la admisión de gas licuado de importación.

La importación de gas de Bolivia o de energía eléctrica de Brasil es una alternativa onerosa debido a los costos de estos productos respecto de los nacionales: Argentina paga por el gas de importación boliviano aproximadamente el doble de lo que se paga por la producción nacional, en detrimento de las inversiones en el propio territorio.

Desde esta óptica, la problemática se concentra en el área de producción y el comportamiento de las empresas responsables de extraer el combustible. En las condiciones imperantes, las empresas han disminuido las exposiciones de capital y reducido sus inversiones a los casos en que las consideran convenientes o rentables, siendo este sector el que redujo su actividad exploratoria y la explotación a partir de la pesificación y congelación de precios. Mientras que a mediados de los '90 se incorporaban 100 nuevos pozos por año, en el 2003 se agregaron sólo 25.

Se debe tener en cuenta que, una vez descubiertos nuevos yacimientos, los mismos demoran muchos años hasta su puesta en producción.

Teniendo en cuenta que la incorporación de reservas debe realizarse en zonas del territorio nacional donde existe un alto riesgo exploratorio, resulta previsible un sendero de precios en aumento o el incremento de subsidios, y hasta es posible la reversión de nuestro país en su condición de exportador de energía a importador de combustibles sustitutos (fueloil y gasoil).

A fin de ampliar la capacidad de transporte, se constituyeron fi-

deicomisos para la ejecución de obras.

No obstante ello, las obras que Transportadora de Gas del Norte (TGN) y Transportadora de Gas del Sur (TGS) están realizando para ampliar la capacidad de transporte de los gasoductos Campo Durán y San Martín financiados con los recursos de los fideicomisos, si bien mejorarán la situación del downstream a mediano plazo, no alcanzan a cumplir el objetivo de solución de la problemática de abastecimiento de largo plazo, ni revierten la tendencia en el upstream.

La evaluación de incorporación de fuentes alternativas de energía requieren de un alto grado de inversión y no se encuentran plenamente desarrolladas.

---